ATTI PARLAMENTARI

XVII LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. CXLI
n. 2

RELAZIONE

SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITA SVOLTA DALL'AUTORITA PER L'ENERGIA ELETTRICA, IL GAS E IL SISTEMA IDRICO

(Aggiornata al 31 marzo 2014)

(Articolo 2, comma 12, lettera i), *della legge 14 novembre 1995, n. 481, e articolo 1, comma 12, della legge 23 agosto 2004, n. 239)*

Presentata dal Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico

(BORTONI)

Trasmessa alla Presidenza il 24 giugno 2014

TIPOGRAFIA DEL SENATO

PAGINA BIANCA

INDICE

PARTE I – STATO DEI SERVIZI

CAPITOLO 1

Contesto internazionale e nazionale ..... *Pag.* 21

Mercati internazionali dei prodotti energetici ..... » 22

Mercato internazionale del petrolio ..... » 23

Mercato internazionale del gas naturale ..... » 28

Mercato internazionale del carbone ..... » 36

Sviluppi internazionali dell'energia nucleare ..... » 38

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione .. » 39

Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea . » 43

Prezzi dell'energia elettrica ..... » 44

Prezzi del gas ..... » 49

Domanda e offerta di energia in Italia ..... » 55

CAPITOLO 2

Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico ..... » 59

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2013 ..... » 60

Mercato e concorrenza ..... » 63

Struttura dell'offerta di energia elettrica ..... » 63

Infrastrutture elettriche ..... » 73

Mercato all'ingrosso ..... » 82

Mercati per l'ambiente ..... » 88

Mercato finale della vendita ..... » 90

Prezzi e tariffe ..... » 117

Tariffe per l'uso delle infrastrutture ..... » 117

Prezzi del mercato al dettaglio ..... » 118

Qualità del servizio ..... » 126

Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica ..... » 129

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica ..... *Pag.* 138

CAPITOLO 3

Struttura, prezzi e qualità nel settore gas ..... » 145

Domanda e offerta di gas naturale ..... » 146

Mercato e concorrenza ..... » 150
Struttura dell'offerta di gas ..... » 150
Infrastrutture del gas ..... » 156
Mercato all'ingrosso del gas ..... » 175
Mercato finale al dettaglio ..... » 186
Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali . » 200

Prezzi e tariffe ..... » 205
Tariffe per l'uso delle infrastrutture ..... » 205
Prezzi del mercato al dettaglio ..... » 211
Condizioni economiche di riferimento ..... » 214

Qualità del servizio ..... » 222
Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale ..... » 222
Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas » 226
Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale ..... » 235
Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna » 239

CAPITOLO 4

Stato dei servizi idrici ..... » 243

Ambiti territoriali ottimali ..... » 244
Legislazione regionale di riordino degli assetti dei servizi idrici ..... » 244
Caratteristiche dimensionali degli Ambiti territoriali ottimali ..... » 248

Aspetti tecnici e dimensionali delle gestioni ..... » 250
Panel delle gestioni di riferimento: dati generali ..... » 250
Acquedotto ..... » 255
Fognatura ..... » 256
Depurazione ..... » 258
Costo e consumi dell'energia elettrica ..... » 259
Evoluzione della domanda di acqua per usi domestici ... » 261

Investimenti e tariffe ..... » 264
Attuazione delle regole transitorie sui costi riconosciuti .. » 264

Restituzione e remunerazione del capitale investito – Alcuni dati ..... *Pag.* 276

PARTE II – ATTIVITÀ SVOLTA

CAPITOLO 1

Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali ..... » 281

Evoluzione della legislazione europea ..... » 282

Verso una nuova strategia energetica per l'Europa ..... » 283

Politiche europee per l'energia e l'ambiente al 2030 .... » 286

Coordinamento internazionale ..... » 287

Coordinamento tra i Paesi membri dell'Unione europea . » 287

Rapporti e iniziative con Paesi non appartenenti all'Unione europea ..... » 294

Evoluzione della legislazione italiana ..... » 300

Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni .. » 303

Segnalazioni ..... » 303

Pareri e proposte al Governo ..... » 305

Audizioni presso il Parlamento ..... » 307

Rapporti con le altre istituzioni ..... » 311

CAPITOLO 2

Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica ..... » 313

Unbundling ..... » 314

Regolamentazione dell'unbundling ..... » 314

Certificazione del gestore del sistema di trasmissione ... » 315

Regolamentazione delle reti e del sistema elettrico ..... » 316

Regolamentazione tecnica: servizio di dispacciamento ... » 316

Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti ..... » 321

Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e del sistema ..... » 322

Regolamentazione tecnica: norme in materia di qualità dei servizi ..... » 327

Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti ..... » 330

Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere ..... » 342

Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari ..... » 343

Promozione della concorrenza e tutela dell'ambiente ..... » 344

Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati al dettaglio ..... *Pag.* 344

Promozione della tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita ..... » 346

Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico ..... » 352

CAPITOLO 3

Regolamentazione nel settore del gas ..... » 357

Unbundling ..... » 358

Regolamentazione dell'unbundling ..... » 358

Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale ..... » 358

Regolamentazione delle reti ..... » 359

Regolamentazione tecnica: servizi di bilanciamento ..... » 359

Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e norme in materia di qualità dei servizi ..... » 363

Regolamentazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione ..... » 369

Misure di salvaguardia del sistema gas ..... » 372

Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti ..... » 373

Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere ..... » 382

Promozione della concorrenza ..... » 384

Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza del mercato al dettaglio ..... » 384

CAPITOLO 4

Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali ..... » 387

Tutela dei consumatori ..... » 388

Mercato elettrico ..... » 388

Mercato del gas ..... » 396

Mercato elettrico e del gas ..... » 408

Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori ..... » 414

Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici ..... » 418

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e di gas ..... » 421

Valutazione dei reclami e risoluzione delle controversie dei consumatori ... *Pag.* 425
Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie ... » 432
Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute ... » 436
Efficienza energetica negli usi finali ... » 440
Attività di regolazione – Meccanismo dei Titoli di efficienza energetica ... » 440
Attività di gestione ... » 442

CAPITOLO 5

Attuazione della regolamentazione, vigilanza e contenzioso ... » 443
Attività propedeutica alla regolamentazione ... » 444
Attività di consultazione ... » 444
Analisi di impatto della regolazione e misurazione degli oneri amministrativi ... » 447
Provvedimenti assunti ... » 449
Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati, conciliazione e arbitrati ... » 450
Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni ... » 454
Indagini e misure imposte per la promozione della concorrenza ... » 454
Vigilanza e controllo ... » 458
Attività di vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione dell'addizionale Ires ... » 470
Procedimenti sanzionatori e prescrittivi ... » 476
Contenzioso ... » 481

CAPITOLO 6

Regolamentazione e attività svolta nel settore idrico ... » 489
Quadro normativo e rapporti istituzionali ... » 490
Quadro normativo europeo ... » 490
Quadro normativo nazionale ... » 490
Relazioni istituzionali per i servizi idrici ... » 491
Regolamentazione e tutela dell'utenza nel settore idrico ... » 492
Regolazione tariffaria ... » 493
Tutela del consumatore ... » 499

CAPITOLO 7

Organizzazione, comunicazione e risorse ..... *Pag.* 505

Organizzazione e Piano strategico triennale ..... » 506

Comunicazione ..... » 508

Risorse umane e sviluppo del personale ..... » 512

Gestione economico-finanziaria ..... » 515

Autorità per l'energia elettrica il gas
e il sistema idrico

SENATO DELLA REPUBBLICA
Segretariato Generale
25 GIU. 2014

25 GIU. 2014
6443/2014
Il Presidente

Senatore Pietro Grasso
Presidente
Senato della Repubblica
Palazzo Madama
00186 Roma

0017701-24/06/2014
PROT.GENERALE / P

Roma, 24 giugno 2014

Signor Presidente,

è con vivo piacere che provvedo a trasmetterLe la nostra *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, predisposta secondo quanto previsto dalla nostra legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481 e s.m.i. e in conformità con la normativa europea.

Con l'occasione desidero ringraziarla, anche a nome del Collegio che presiedo, per aver designato la Vice Presidente Sen. Linda Lanzillotta ad intervenire, in rappresentanza del Senato, alla Presentazione della Relazione annuale dell'Autorità.

Voglia gradire i sensi della mia più alta considerazione.

Guido Bortoni

PAGINA BIANCA

PARTE I – *Stato dei servizi*

(Relazione annuale sullo stato dei servizi

e sull'attività svolta – 31 marzo 2014)

Indice delle tavole

Tav. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale
Tav. 1.2	Domanda mondiale di petrolio dal 2009 al 2013 e previsione per il 2014
Tav. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2009 al 2013 e previsione per il 2014
Tav. 1.4	Produzione trimestrale di greggio OPEC
Tav. 1.5	Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno
Tav. 1.6	Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo dal 2008 al 2013
Tav. 1.7	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE
Tav. 1.8	Consumi di gas naturale nell'Unione europea
Tav. 1.9	Importazioni dei Paesi OCSE per area di provenienza
Tav. 1.10	Vendite negli hub europei dal 2009 al 2013
Tav. 1.11	Quote messe all'asta sulle piattaforme EEX e ICE
Tav. 1.12	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2013
Tav. 1.13	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2013
Tav. 1.14	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2013
Tav. 1.15	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2013
Tav. 1.16	Bilancio energetico nazionale nel 2012 e nel 2013
Tav. 1.17	Andamento dei principali indicatori economici ed energetici nazionali dal 2007 al 2013
Tav. 2.1	Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2012 e nel 2013
Tav. 2.2	Bilancio dell'energia elettrica 2013
Tav. 2.3	Produzione lorda per fonte 2009-2013
Tav. 2.4	Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti
Tav. 2.5	Produttori, impianti e generazione nel 2013 per fonte
Tav. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2013
Tav. 2.7	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2013
Tav. 2.8	Presenza territoriale degli operatori nel 2013
Tav. 2.9	Asset della RTN
Tav. 2.10	Attività dei distributori elettrici dal 2007
Tav. 2.11	Composizione societaria dei distributori nel 2013
Tav. 2.12	Ripartizione delle imprese che distribuiscono energia elettrica per classi di addetti
Tav. 2.13	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2013
Tav. 2.14	Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2013
Tav. 2.15	Distribuzione di energia elettrica per settore di consumo nel 2013
Tav. 2.16	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2013 per classe di potenza e di consumo
Tav. 2.17	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2013 per livello di tensione e di potenza
Tav. 2.18	Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2013
Tav. 2.19	Volumi scambiati sul Mercato a termine dell'energia elettrica nel 2013
Tav. 2.20	Esiti della contrattazione dei certificati verdi nel 2013
Tav. 2.21	Esiti della contrattazione del mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2013
Tav. 2.22	Imprese di vendita di energia elettrica nel 2013
Tav. 2.23	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente

Tav. 2.24 Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione
Tav. 2.25 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2013
Tav. 2.26 Tassi di switching dei clienti finali nel 2012 e nel 2013
Tav. 2.27 Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente
Tav. 2.28 Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2013
Tav. 2.29 Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2013
Tav. 2.30 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2013
Tav. 2.31 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2013
Tav. 2.32 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo nel 2013
Tav. 2.33 Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2013
Tav. 2.34 Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2013
Tav. 2.35 Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2013
Tav. 2.36 Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2013
Tav. 2.37 Attività dei venditori nel periodo 2007-2013 per classe di vendita
Tav. 2.38 Mercato libero per tipologia di cliente e tensione
Tav. 2.39 Mercato libero domestico nel 2013 per classe di consumo
Tav. 2.40 Mercato libero domestico nel 2013 per condizione contrattuale applicata
Tav. 2.41 Mercato libero non domestico nel 2013 per classe di consumo
Tav. 2.42 Mercato libero non domestico nel 2013 per livello di tensione
Tav. 2.43 Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero
Tav. 2.44 Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2013
Tav. 2.45 Ripartizione delle imprese che vendono energia elettrica per classe di addetti
Tav. 2.46 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente nel 2013
Tav. 2.47 Servizio di salvaguardia nel 2013 per regione
Tav. 2.48 Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura
Tav. 2.49 Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente
Tav. 2.50 Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente
Tav. 2.51 Prezzi medi finali (componente approvvigionamento) nel 2013
Tav. 2.52 Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2013
Tav. 2.53 Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per livello di tensione nel 2013
Tav. 2.54 Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2013
Tav. 2.55 Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2013
Tav. 2.56 Quantità assegnate ai contratti Virtual Power Plant nel 2014
Tav. 2.57 Quantità assegnate ai contratti fisici bilaterali (baseload) nel 2014
Tav. 2.58 Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per l'anno 2014
Tav. 2.59 Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica
Tav. 2.60 Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2013
Tav. 2.61 Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti
Tav. 2.62 Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti

Tav. 2.63 Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici in occasione di incidenti rilevanti
Tav. 2.64 Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN
Tav. 2.65 Durata (minuti persi) delle interruzioni e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per cliente in bassa tensione nel 2013
Tav. 2.66 Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione dovute a furti registrate da Enel Distribuzione
Tav. 2.67 Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione
Tav. 2.68 Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati
Tav. 2.69 Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati
Tav. 2.70 Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione
Tav. 2.71 Indicatori relativi ai buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione
Tav. 2.72 Standard in vigore sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e media tensione
Tav. 2.73 Indennizzi automatici erogati ai clienti in bassa e media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni
Tav. 2.74 Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici
Tav. 2.75 Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2013
Tav. 2.76 Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in bassa tensione nel 2013
Tav. 2.77 Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2013
Tav. 2.78 Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in media tensione nel 2013
Tav. 2.79 Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in bassa tensione nel 2013
Tav. 2.80 Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in media tensione nel 2013
Tav. 2.81 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2013

Tav. 3.1 Bilancio del gas naturale 2013
Tav. 3.2 Produzione di gas naturale in Italia nel 2013
Tav. 3.3 Primi venti importatori di gas in Italia nel 2013
Tav. 3.4 Reti delle società di trasporto nel 2013
Tav. 3.5 Attività di trasporto per regione nel 2013
Tav. 3.6 Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2013-2014
Tav. 3.7 Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2014-2015 al 2019-2020
Tav. 3.8 Concessioni di stoccaggio in Italia
Tav. 3.9 Disponibilità di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2012-2013
Tav. 3.10 Distribuzione dello spazio di stoccaggio negli anni termici 2013-2014 e 2014-2015

Tav. 3.11 Attività dei distributori nel periodo 2007-2013
Tav. 3.12 Attività di distribuzione per regione nel 2013
Tav. 3.13 Livelli di concentrazione nella distribuzione
Tav. 3.14 Composizione societaria dei distributori nel 2013
Tav. 3.15 Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2013
Tav. 3.16 Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2013
Tav. 3.17 Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo
Tav. 3.18 Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2013
Tav. 3.19 Diffusione dei gruppi di misura elettronici nel 2012 e nel 2013 per classe di misuratore
Tav. 3.20 Dimensione delle imprese che distribuiscono gas naturale per classi di addetti nel 2012
Tav. 3.21 Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2012 e 2013
Tav. 3.22 Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2012 e nel 2013
Tav. 3.23 Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2012 e nel 2013
Tav. 3.24 Numero di operatori e vendite nel 2013
Tav. 3.25 Mercato all'ingrosso nel periodo 2009-2013
Tav. 3.26 Approvvigionamento dei grossisti nel 2013
Tav. 3.27 Impieghi di gas dei grossisti nel 2013
Tav. 3.28 Vendite dei principali grossisti nel 2013
Tav. 3.29 Attività dei venditori nel periodo 2009-2013
Tav. 3.30 Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2013
Tav. 3.31 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2013
Tav. 3.32 Distribuzione delle imprese che vendono gas naturale per classi di addetti
Tav. 3.33 Mercato finale del gas naturale per settore di consumo
Tav. 3.34 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2013
Tav. 3.35 Tassi di switching dei clienti finali nel 2012 e nel 2013
Tav. 3.36 Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2013
Tav. 3.37 Tassi di switching per regione e per tipologia di clienti nel 2013
Tav. 3.38 Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2012
Tav. 3.39 Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale
Tav. 3.40 Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale
Tav. 3.41 Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2013
Tav. 3.42 Distribuzione delle imprese che distribuiscono gas diversi dal gas naturale per classi di addetti
Tav. 3.43 Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2012 e nel 2013
Tav. 3.44 Tariffe di trasporto, dispacciamento e relativa misura per l'anno 2014
Tav. 3.45 Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2014 e relativi corrispettivi di misura
Tav. 3.46 Corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio per l'anno 2014
Tav. 3.47 Articolazione della quota fissa $\tau 1$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2014
Tav. 3.48 Articolazione della quota variabile $\tau 3$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2014
Tav. 3.49 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale
Tav. 3.50 Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2013
Tav. 3.51 Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale"

Tav. 3.52 Imposte sul gas
Tav. 3.53 Rete sottoposta a sorveglianza e ispezione nel periodo 2011-2013
Tav. 3.54 Protezione catodica delle reti nel periodo 2011-2013
Tav. 3.55 Emergenze di servizio nel periodo 2011-2013
Tav. 3.56 Interruzioni di servizio con e senza adeguato preavviso nel periodo 2011-2013
Tav. 3.57 Interruzioni del servizio che hanno coinvolto uno stesso punto di riconsegna nel periodo 2011-2013
Tav. 3.58 Mancato rispetto dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna nel periodo 2011-2013
Tav. 3.59 Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel periodo 2011-2013
Tav. 3.60 Prestazioni non soggette a indennizzo automatico nel periodo 2011-2013
Tav. 3.61 Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate
Tav. 3.62 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi
Tav. 3.63 Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2013
Tav. 3.64 Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2013
Tav. 3.65 Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2013
Tav. 3.66 Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2013
Tav. 3.67 Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale
Tav. 3.68 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6
Tav. 3.69 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori
Tav. 3.70 Accertamenti documentali della sicurezza degli impianti di utenza relativi all'anno termico 2012-2013, suddivisi per tipologia di impianto
Tav. 3.71 Accertamenti documentali della sicurezza degli impianti di utenza relativi all'anno termico 2012-2013, suddivisi per dimensione dell'impresa distributrice

Tav. 4.1 Leggi regionali per la riattribuzione delle funzioni delle AATO
Tav. 4.2 Numero e caratteristiche degli ATO
Tav. 4.3 Distribuzione geografica del panel di gestori di riferimento
Tav. 4.4 Statistiche descrittive delle gestioni del panel
Tav. 4.5 Servizio di acquedotto: grandezze tecniche e dimensionali del panel
Tav. 4.6 Servizio di acquedotto: grandezze tecniche e dimensionali del panel, ripartite per regione (valori medi per gestore)
Tav. 4.7 Servizio di fognatura: grandezze tecniche e dimensionali del panel
Tav. 4.8 Servizio di fognatura: grandezze tecniche e dimensionali del panel, ripartite per regione (valori medi per gestore)
Tav. 4.9 Servizio di depurazione: grandezze tecniche e dimensionali del panel
Tav. 4.10 Servizio di depurazione: grandezze tecniche e dimensionali del panel, ripartite per regione
Tav. 4.11 Consumi e costo dell'energia elettrica a livello regionale: dettaglio per zone
Tav. 4.12 Trend dei consumi pro capite nel decennio 2000-2012
Tav. 4.13 Variazioni tariffarie a seguito del complesso dei provvedimenti adottati dall'Autorità
Tav. 4.14 Gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità
Tav. 4.15 Popolazione interessata dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità

Tav. 4.16 Investimenti sottostanti all'aggiornamento dei Piani economico-finanziari per le gestioni ex MTT
Tav. 4.17 Proposte tariffarie MTT: dati di sintesi
Tav. 4.18 Proposte tariffarie MTC: dati di sintesi
Tav. 4.19 Matrice di schemi regolatori
Tav. 4.20 Proposte tariffarie trasmesse all'Autorità per gli anni 2014 e 2015 (gestioni e popolazione coinvolta)
Tav. 4.21 Dati di sintesi sulle predisposizioni tariffarie 2014-2015
Tav. 4.22 Fabbisogno di investimenti per area geografica sottostante le predisposizioni tariffarie 2014-2015, suddiviso per quadrante d'appartenenza
Tav. 4.23 Istanze di aggiornamento tariffario
Tav. 4.24 Proposte tariffarie ex MTI approvate dall'Autorità

Indice delle figure

Fig. 1.1 Produzione di petrolio nei primi tre Paesi
Fig. 1.2 Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai dal 2010
Fig. 1.3 Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio
Fig. 1.4 Confronto internazionale dei prezzi del gas
Fig. 1.5 Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento
Fig. 1.6 Prezzo alla frontiera per Paese importatore
Fig. 1.7 Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere
Fig. 1.8 Prezzo del gas naturale negli hub europei
Fig. 1.9 Prezzi del gas naturale liquefatto nell'area asiatica
Fig. 1.10 Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali
Fig. 1.11 Quote messe all'asta per P aese nel 2013
Fig. 1.12 Ripartizione percentuale delle quote messe all'asta sulle singole piattaforme
Fig. 1.13 Andamento nel 2013 dei prezzi medi di aggiudicazione su base mensile delle quote messe all'asta sulla piattaforma EU T-CAP
Fig. 1.14 Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici
Fig. 1.15 Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali Paesi europei
Fig. 1.16 Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali
Fig. 1.17 Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali Paesi europei
Fig. 1.18 Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici
Fig. 1.19 Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali Paesi europei
Fig. 1.20 Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali
Fig. 1.21 Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali Paesi europei
Fig. 1.22 Intensità energetica del PIL dal 1980

Fig. 1.23 Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1980

Fig. 2.1 Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda
Fig. 2.2 Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2013
Fig. 2.3 Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2013
Fig. 2.4 Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili
Fig. 2.5 Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante
Fig. 2.6 Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte
Fig. 2.7 Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2012 e nel 2013
Fig. 2.8 Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2012 e nel 2013
Fig. 2.9 Composizione della domanda di energia elettrica nel 2013
Fig. 2.10 Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2013
Fig. 2.11 Andamento del Prezzo unico nazionale e volumi scambiati nel 2012 e nel 2013
Fig. 2.12 Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2013
Fig. 2.13 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2013
Fig. 2.14 Vendite al mercato finale nel 2012 e nel 2013 per regione
Fig. 2.15 Vendite al mercato finale nel 2013 per regione e per tipologia di mercato
Fig. 2.16 Quote di consumo e clienti serviti in maggior tutela
Fig. 2.17 Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2013
Fig. 2.18 Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2013
Fig. 2.19 Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione nel 2013
Fig. 2.20 Venditori del servizio di salvaguardia nel 2013
Fig. 2.21 Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi anni
Fig. 2.22 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali Paesi europei
Fig. 2.23 Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW
Fig. 2.24 Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW
Fig. 2.25 Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione
Fig. 2.26 Durata (minuti persi) delle interruzioni per utente in bassa tensione per regione
Fig. 2.27 Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici
Fig. 2.28 Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione
Fig. 2.29 Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione
Fig. 2.30 Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici
Fig. 2.31 Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2013
Fig. 2.32 Utenti in media tensione con impianti adeguati
Fig. 2.33 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in bassa tensione nel 2013
Fig. 2.34 Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2013

Fig. 2.35 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in media tensione nel 2013
Fig. 2.36 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in bassa tensione nel 2013
Fig. 2.37 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in media tensione nel 2013

Fig. 3.1 Consumi di gas naturale per settore
Fig. 3.2 Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980
Fig. 3.3 Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2013
Fig. 3.4 Immissioni in rete nel 2012 e nel 2013
Fig. 3.5 Importazioni lorde di gas nel 2012 e nel 2013 secondo la provenienza
Fig. 3.6 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2013, secondo la durata intera
Fig. 3.7 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2013, secondo la durata residua
Fig. 3.8 Gruppi di misura elettronici e tradizionali nel 2012 e nel 2013 per tipologia di cliente
Fig. 3.9 Utenti del PSV dal 2008
Fig. 3.10 Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale
Fig. 3.11 Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale
Fig. 3.12 Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS e volumi scambiati sull'MGP-GAS
Fig. 3.13 Prezzi e volumi sul MI-GAS
Fig. 3.14 Prezzi e volumi sulla PB-GAS
Fig. 3.15 Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2013
Fig. 3.16 Vendite e clienti di gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2013
Fig. 3.17 Inflazione generale, dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi quattro anni
Fig. 3.18 Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei
Fig. 3.19 Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo
Fig. 3.20 Composizione percentuale all'1 aprile 2014 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo
Fig. 3.21 Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo
Fig. 3.22 Composizione percentuale all'1 aprile 2014 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo
Fig. 3.23 Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2013
Fig. 3.24 Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2013
Fig. 3.25 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti
Fig. 3.26 Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti
Fig. 3.27 Percentuale di sostituzione della rete di ghisa con giunti di canapa e piombo
Fig. 3.28 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi)
Fig. 3.29 Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6
Fig. 3.30 Accertamenti di sicurezza degli impianti di utenza gas con portata termica minore o uguale a 34,8 kW
Fig. 3.31 Accertamenti di sicurezza degli impianti di utenza gas con portata termica compresa tra 34,8 e 116 kW
Fig. 3.32 Accertamenti di sicurezza degli impianti di utenza gas con portata termica superiore a 116 kW

Fig. 4.1 Gestori del panel per classi di popolazione residente servita
Fig. 4.2 Gestori del panel per classi di comuni serviti
Fig. 4.3 Gestori del panel per classe dimensionale di impresa

Fig. 4.4 Costo medio di fornitura dell'energia elettrica: dettaglio per zone

Fig. 4.5 Dinamica dei consumi domestici per area geografica tra il 2000 e il 2012

Fig. 4.6 Variazione dei consumi pro capite tra il 2000 e il 2012

Fig. 4.7 Famiglie che denunciano irregolarità nell'erogazione dell'acqua

Fig. 4.8 Distribuzione geografica dei Teta approvati dall'Autorità ex MTT

Fig. 4.9 Distribuzione geografica dei Teta approvati e determinati d'ufficio dall'Autorità ex MTC

Fig. 4.10 Popolazione residente sottostante le predisposizioni tariffarie 2014-2015 suddivisa per quadrante d'appartenenza

1.
Contesto internazionale e nazionale

Mercati internazionali dei prodotti energetici

Economia internazionale

Nel 2013 l'economia mondiale è cresciuta a un tasso leggermente inferiore rispetto a quello registrato nel 2012, anche se l'andamento è migliorato nella seconda metà dell'anno. Nelle economie avanzate è aumentata sensibilmente la domanda finale. Nei mercati emergenti l'attività è stata trainata particolarmente dalle esportazioni, mentre la domanda interna è rimasta generalmente ridotta, eccetto che in Cina.

Il quadro generale appare positivo, ma la situazione è molto diversificata tra Paesi e aree economiche. Negli Stati Uniti nel 2013 il tasso di crescita è sceso all'1,9% dal 2,8% dell'anno precedente, valore che, nelle attese, dovrebbe essere raggiunto nuovamente nel 2014. La prevista ripresa è legata in parte alla riduzione degli

TAV. 1.1

Tassi di crescita dell'economia mondiale

Valori percentuali

AGGREGATO MONDIALE	2009	2010	2011	2012	2013	PREVISIONE GEN. 2014	
						2014	2015
Mondo	-0,6	5,2	4,0	3,1	3,0	3,7	3,9
Economie avanzate	-3,5	3,0	1,6	1,4	1,3	2,2	2,3
Stati Uniti	-3,1	2,4	1,8	2,8	1,9	2,8	3,0
Unione europea	-4,2	2,0	1,6	-0,7	0,4	1,0	1,4
Giappone	-5,5	4,7	-0,6	1,4	1,7	1,7	1,0
Comunità Stati indipendenti	-6,4	4,9	4,8	3,4	2,1	2,6	3,1
Paesi asiatici in via di sviluppo	6,9	10,0	8,1	6,4	6,5	6,7	6,8
Cina	9,2	10,4	9,3	7,7	7,7	7,5	7,3
India	5,0	11,2	7,7	3,2	4,4	5,4	6,4
Asean-5	1,7	7,0	4,5	6,2	5,0	5,1	5,6
America Latina e Caraibi	-1,5	6,1	4,6	3,0	2,6	3,0	3,3
Medio Oriente e Nord Africa	3,0	5,5	4,0	4,1	2,4	3,3	4,8
Africa sub sahariana	2,7	5,4	5,3	4,8	5,1	6,1	5,8

Fonte: FMI, *World Economic Outlook Database*, gennaio 2014.

effetti del drenaggio fiscale, ma non va trascurato il fatto che i tagli al bilancio rimarranno fino al 2015.

In Europa il 2013 si è chiuso con una riduzione dello 0,4% e l'economia sta lentamente sollevandosi verso una presunta crescita dell'1% nel 2014 e dell'1,4% nel 2015. La ripresa dovrebbe essere trainata dall'aumento delle esportazioni, mentre i consumi rimarranno bassi specialmente nei Paesi più colpiti dalla crisi.

In Giappone la crescita sarà rallentata dopo il forte aumento nel 2012 e nel 2013 rispetto al valore negativo del 2011. L'andamento sarà condizionato dalla politica fiscale del governo.

Nei mercati emergenti e nelle economie in via di sviluppo è prevista una crescita del 5,1% nel 2014 e del 5,4% nel 2015. In Cina si è assistito a un forte rimbalzo nella seconda metà del 2013, principalmente grazie agli investimenti, ma un tale incremento potrebbe essere temporaneo a causa della politica di restrizione del credito e dell'aumento del costo del denaro. In India lo sviluppo è sostenuto dalla crescita delle esportazioni e da una politica di supporto agli investimenti. Molti altri mercati emergenti ed economie in via di sviluppo sono, da un lato, favoriti dall'aumento dei consumi nei Paesi più sviluppati ma, dall'altro, caratterizzati da incertezze politiche e da scarsità di investimenti. Nonostante le previsioni siano generalmente positive, permangono alcuni rischi da non sottovalutare.

Nelle economie avanzate, specialmente nell'area dell'euro, è previsto che l'inflazione rimanga molto bassa. Ciò potrebbe causare un aumento reale del debito e dei tassi di interesse reali, mettendo in pericolo lo sviluppo. Nelle economie emergenti il rischio maggiore è invece legato alla volatilità dei mercati finanziari.

In generale la situazione è ancora piuttosto delicata e le prospettive di crescita non sembrano, comunque, poter ridurre le azioni di tipo monetario in atto. In particolare nell'area dell'euro risulta di grande importanza la politica della Banca centrale europea per il risanamento dei sistemi bancari, anche attraverso l'unificazione della supervisione bancaria per migliorare la fiducia dei mercati, ravvivare il credito e ridurre i legami tra i governi e le banche.

Mercato internazionale del petrolio

Domanda di petrolio

Nel 2013, nonostante il debole andamento dell'economia in molti Paesi, il consumo mondiale di petrolio ha raggiunto i 91,2 milioni di barili/giorno, continuando ad aumentare a tassi crescenti: 1,45% nel 2013 contro l'1% nel 2012 e lo 0,8% nel 2011 (Tav.1.2). In termini assoluti, l'incremento è stato di 1,3 milioni di barili/giorno, contro gli 0,9 milioni dell'anno precedente.

Tale aumento a livello mondiale è molto diversificato a livello regionale. La domanda è stata mediamente quasi stabile nei Paesi OCSE (+0,1 milioni), con un andamento più sostenuto in Nord America (+1,7%), compensato dalle riduzioni in Europa e nel Pacifico.

Più vivace è stata la domanda nei Paesi non OCSE (+2,7%), con gli aumenti più significativi verificatisi in Cina e nei Paesi dell'America Latina. L'andamento del 2013 e le previsioni dell'Agenzia internazionale dell'energia (AIE) per il 2014 confermano la tendenza storica di lungo periodo, che ha visto un ristagno della domanda nei Paesi OCSE a fronte di un costante aumento nei Paesi non OCSE.

I consumi in questi ultimi Paesi si sono ulteriormente avvicinati a quelli dei Paesi OCSE, con una prospettiva di sorpasso a metà del 2014.

Il differente andamento della domanda è dovuto, da un lato, alla sostenuta crescita economica nei Paesi emergenti e in via di sviluppo e, dall'altro, alle politiche di risparmio energetico e al progressivo sviluppo delle fonti rinnovabili nei Paesi più sviluppati.

Nel 2013 i tre maggiori consumatori di petrolio sono stati gli Stati Uniti (18,93 milioni di barili/giorno), la Cina (10,12 milioni di barili/giorno) e il Giappone (4,55 milioni di barili/giorno).

TAV. 1.2

Domanda mondiale di petrolio dal 2009 al 2013 e previsione per il 2014

Milioni di barili/giorno

	2009	2010	2011	2012	2013	PREVISIONE 2014
Paesi OCSE	46,3	46,9	46,5	45,9	46,0	45,9
Nord America	23,7	24,1	24,0	23,6	24,0	24,1
Europa	14,7	14,7	14,3	13,7	13,6	13,6
Pacifico	8,0	8,1	8,2	8,6	8,4	8,2
Paesi non OCSE	39,1	41,4	42,5	44,0	45,2	46,5
Russia e altri Paesi ex URSS	4,0	4,2	4,4	4,5	4,6	4,7
Europa	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Cina	7,9	8,9	9,3	9,8	10,1	10,5
Resto Asia	10,3	10,7	11,0	11,3	11,6	11,9
America Latina	5,7	6,1	6,2	6,4	6,6	6,8
Medio Oriente	7,1	7,3	7,4	7,7	7,8	8,0
Africa	3,4	3,5	3,5	3,7	3,8	3,9
TOTALE MONDO	85,4	88,3	89,0	89,9	91,2	92,5

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, gennaio 2014.

Offerta di petrolio

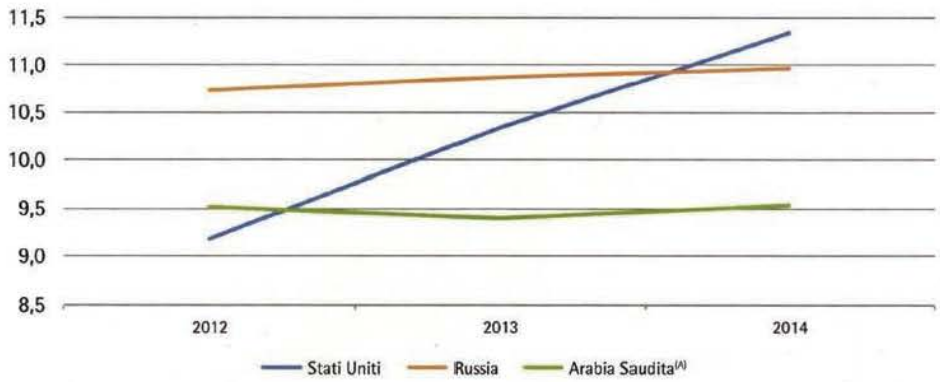
Nel 2013 l'offerta mondiale di petrolio è stata pari a 91,6 milioni di barili/giorno (+0,66%). Come si evidenzia nella tavola 1.3, è continuato ancor più sensibilmente che negli anni passati il mutamento nell'offerta mondiale di petrolio, dovuto al forte aumento della produzione nordamericana, grazie al continuo incremento dell'estrazione di olio da scisti bituminosi. L'inversione nella produzione nordamericana è iniziata nel 2009 e si è ulteriormente rafforzata nell'ultimo biennio. Nel 2013 la produzione nordamericana è aumentata dell'8,2% rispetto all'anno precedente, raggiungendo il volume di 17,2 milioni di barili/giorno. Questo sviluppo ha più che compensato la riduzione verificatasi in Europa (-5,7%) e nell'area del Pacifico (-1,7%), portando la produzione dei Paesi OCSE a 21 milioni di barili/giorno, con una prospettiva di 22,1 milioni di barili/giorno nel 2014 (+5,2%). Nei Paesi non OCSE e non OPEC la produzione è aumentata marginalmente (+0,3%), con una prospettiva di maggior incremento nel 2014 (+1,7%).

La produzione destinata alle scorte è passata da 1 a 0,4 milioni di barili/giorno.

FIG. 1.1

Produzione di petrolio nei primi tre Paesi

Milioni di barili/giorno



(A) Per il 2014, media della produzione dei primi due mesi.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati AIE.

TAV. 1.3

Produzione mondiale di petrolio dal 2009 al 2013 e previsione per il 2014

Milioni di barili/giorno

	2009	2010	2011	2012	2013	PREVISIONE 2014
Paesi OCSE	18,8	18,9	19,0	19,9	21,0	22,1
Nord America	13,6	14,1	14,6	15,9	17,2	18,4
Europa	4,5	4,2	3,8	3,5	3,3	3,2
Pacifico	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5
Paesi non OCSE e non OPEC	29,1	29,9	29,9	29,5	29,6	30,1
Russia e altri Paesi ex URSS	13,3	13,5	13,5	13,6	13,8	13,9
Paesi europei non membri OCSE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	3,9	4,1	4,1	4,2	4,2	4,3
Resto Asia	3,6	3,7	3,6	3,6	3,5	3,5
America Latina	3,9	4,1	4,2	4,2	4,2	4,4
Medio Oriente	1,7	1,7	1,7	1,5	1,4	1,3
Africa	2,6	2,6	2,6	2,3	2,3	2,5
Altro non OPEC	3,6	3,9	4,0	4,0	4,1	4,2
Miglioramenti di raffinazione	2,0	2,1	2,1	2,1	2,2	2,7
Biocarburanti[A]	1,6	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0
Totale non OPEC	51,5	52,7	52,9	53,4	54,7	56,4
Totale OPEC[B]	34,1	34,7	35,8	37,6	36,8	-
Greggio	29,1	29,2	29,9	31,3	30,4	-
Gas liquidi	4,9	5,6	5,9	6,3	6,4	-
Totale mondo	85,6	87,4	88,7	91,0	91,6	-
Variazione scorte[C]	0,0	-0,9	-0,3	1,0	0,4	-

(A) Biocarburanti prodotti in Paesi diversi dal Brasile e dagli Stati Uniti.
(B) Riferito ai Paesi appartenenti all'OPEC all'1 gennaio 2009. Il dato del 2013 è calcolato come differenza tra fabbisogno mondiale e produzione non OPEC, nell'ipotesi di una variazione delle scorte uguale a zero.
(C) Calcolata come differenza tra fabbisogno e offerta, include le scorte industriali e strategiche di greggio e derivati del petrolio, petrolio in transito o stoccato sulle petroliere e differenze statistiche.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, gennaio 2014.

Produzione OPEC

A fronte degli andamenti sopra illustrati, la produzione OPEC si è ridotta di circa il 2%, scendendo a 36,8 milioni di barili/giorno. Come si vede nella tavola 1.4, la riduzione della produzione è stata soprattutto legata a situazioni politico-economiche critiche in alcuni Paesi. I fattori geopolitici si sono fatti sentire in particolare in Iran e in Libia. In quest'ultimo Paese la situazione è sempre difficile per la presenza di gruppi locali che riescono anche a bloccare la produzione di olio e gas. In Iran la produzione, abbastanza uniforme in corso d'anno, si è ridotta di circa 320.000 barili/giorno (-11%), mentre in Libia la produzione è andata progressivamente deteriorandosi da 1,38 milioni di barili/giorno nel primo trimestre a 0,30 milioni di barili/giorno nel quarto trimestre, con un minimo di 0,22 milioni di barili/giorno a novembre. A parte questi problemi di carattere politico, l'OPEC non dovrebbe avere alcuna difficoltà a colmare l'eventuale deficit tra domanda e offerta nel 2014 e anche oltre, come risulta dalla tavola 1.5 che riporta la capacità di riserva. Come si vede, la maggior riserva è detenuta per quasi il 60% dall'Arabia Saudita. Anche la Libia ha un grande potenziale produttivo, che però potrà mettere in atto soltanto dopo la soluzione dei suoi problemi interni. Ulteriore capacità potrebbe derivare dallo sviluppo della produzione in Iraq.

TAV. 1.4

Produzione trimestrale di greggio OPEC

Milioni di barili/giorno

	2012					2013					2014[A]
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA	I
Algeria	1,16	1,16	1,18	1,16	1,17	1,15	1,14	1,14	1,14	1,15	1,09
Angola	1,71	1,74	1,72	1,74	1,73	1,76	1,76	1,72	1,64	1,72	1,67
Ecuador	0,48	0,48	0,49	0,50	0,49	0,50	0,50	0,52	0,52	0,51	0,52
Iran	3,32	3,27	2,79	2,71	3,02	2,68	2,68	2,64	2,71	2,68	2,78
Iraq	2,72	2,75	2,77	2,77	2,75	2,81	3,16	3,03	3,07	3,07	3,36
Kuwait	2,70	2,92	3,07	3,13	2,96	3,01	2,82	2,79	2,79	2,81	2,78
Libia	1,25	1,41	1,42	1,42	1,38	1,38	1,31	0,62	0,30	0,90	0,43
Nigeria	2,06	2,16	2,17	1,99	2,10	1,98	1,94	1,97	1,91	1,95	1,95
Qatar	0,81	0,74	0,75	0,73	0,76	0,74	0,73	0,73	0,72	0,73	0,71
Arabia Saudita	9,95	10,08	9,90	9,65	9,90	9,27	9,55	10,10	9,77	9,66	9,80
Emirati Arabi Uniti	2,61	2,65	2,69	2,67	2,65	2,67	2,72	2,76	2,73	2,76	2,71
Venezuela	2,46	2,50	2,52	2,48	2,49	2,50	2,50	2,46	2,46	2,49	2,44
TOTALE	31,24	31,86	31,48	30,95	31,38	30,45	30,79	30,48	29,76	30,44	30,24

(A) Per il 2014 riferite alla fine del primo bimestre.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, marzo 2014.

TAV. 1.5

Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno

Milioni di barili/giorno

	PRODUZIONE SOSTENIBILE					CAPACITÀ DI RISERVA				
	2010	2011	2012	2013	2014[A]	2010	2011	2012	2013	2014[A]
Algeria	1,35	1,30	1,19	1,20	1,15	0,08	0,01	0,01	0,05	0,05
Angola	2,04	1,90	1,89	1,80	1,70	0,42	0,15	0,16	0,18	0,02
Ecuador	0,50	0,51	0,52	0,53	0,53	0,02	0,03	0,02	0,00	0,01
Iran	3,87	3,51	3,03	2,90	2,90	0,19	0,06	0,33	0,15	0,12
Iraq	2,50	3,21	3,30	3,20	3,65	0,06	0,52	0,33	0,13	0,03
Kuwait	2,62	2,84	2,86	3,00	2,90	0,30	0,24	0,08	0,19	0,12
Libia	1,67	0,75	1,58	1,40	1,20	0,11	0,00	0,18	1,17	0,84
Nigeria	2,69	2,48	2,49	2,00	2,25	0,41	0,42	0,39	0,08	0,27
Qatar	1,01	0,90	0,74	0,75	0,75	0,19	0,08	0,00	0,03	0,05
Arabia Saudita	12,07	12,00	11,80	12,40	12,40	3,47	2,15	2,44	2,58	2,55
Emirati Arabi Uniti	2,70	2,74	2,80	2,90	2,90	0,38	0,16	0,12	0,14	0,20
Venezuela	2,71	2,55	2,60	2,60	2,60	0,51	0,05	0,10	0,16	0,18
TOTALE	35,73	34,69	34,80	34,68	34,93	6,14	3,87	4,16	4,86	4,44

(A) Per il 2014 riferite alla fine del primo bimestre.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, marzo 2014.

Prezzo del Brent

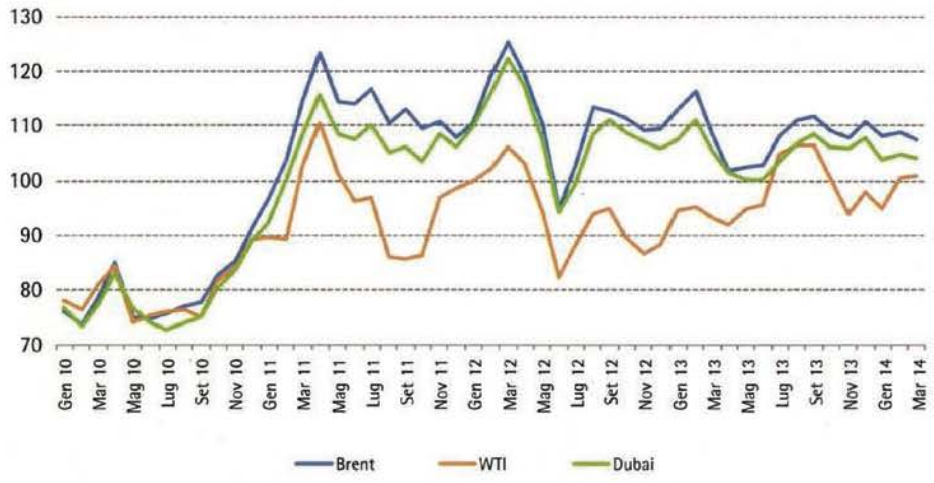
Nel 2013 il prezzo del Brent *dated* è stato mediamente inferiore al valore del 2012: 108,7 $/barile contro i 111,6 $/barile dell'anno precedente (-2,6%). Tenendo conto dell'apprezzamento dell'euro, il differenziale tra i prezzi nei due anni è ancora maggiore. Il prezzo medio in €/barile è stato pari a 81,8 nel 2013 contro 86,6 nel 2012 (-5,5%) (Figg. 1.2 e 1.3). Anche la volatilità del prezzo è stata inferiore rispetto agli ultimi anni: il differenziale tra i valori massimi e minimi è stato di 22 $/barile contro 39 $/barile nel 2012 e 31 $/barile nel 2011. Nel primo trimestre del 2014, i prezzi, sia in dollari, sia in euro, sono ancora scesi. Come detto, l'andamento è stato abbastanza regolare con l'eccezione del trimestre aprile-giugno, caratterizzato da vari elementi che hanno causato una riduzione dei prezzi: dapprima un eccesso di offerta di greggi leggeri a basso contenuto di zolfo e poi una diffusa sensazione di debolezza dell'economia. Solo a fine giugno e, più decisamente, a luglio, le quotazioni sono risalite anche a causa della ripresa dei disordini in Egitto, della crisi produttiva in Libia e di una riduzione della produzione irachena. Il Brent ha poi avuto un nuovo abbassamento di prezzo nei mesi di ottobre e novembre, soprattutto per una più tranquillizzante percezione della situazione in Medio Oriente.

In contrasto con l'andamento del Brent, il prezzo del WTI è stato più volatile, poiché condizionato, da un lato, dall'attività di raffinazione molto bassa in primavera, a causa di un pesante programma di manutenzione stagionale, e poi molto forte durante l'estate, e, dall'altro, dalla situazione climatica del bacino Atlantico, nonché dalle tensioni derivanti dall'uso di armi chimiche in Siria. Dalla combinazione di questi elementi è risultato un picco di prezzo nel periodo luglio-settembre, con valori che si sono avvicinati al prezzo del Brent a meno di 4 $/barile a luglio.

FIG. 1.2

Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai dal 2010

$/barile



Fonte: Platts, Bloomberg.

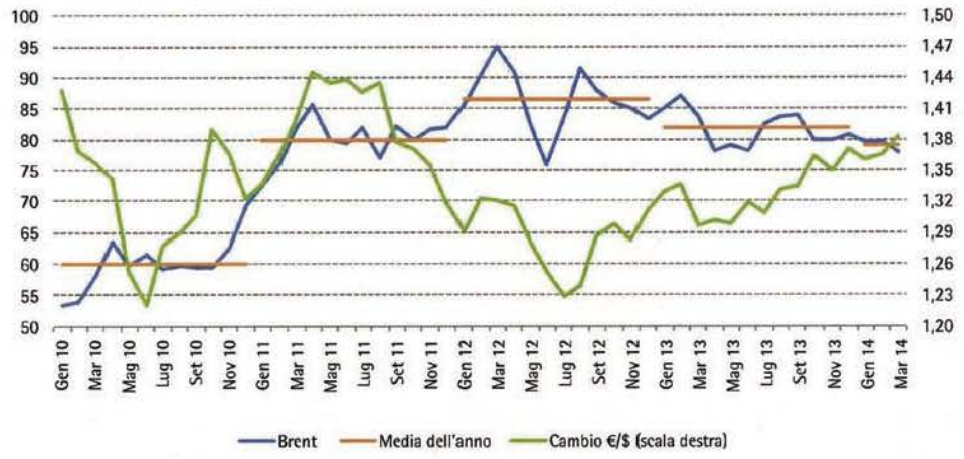


FIG. 1.3

Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio

€/barile

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Platts e Banca centrale europea.

Mercato internazionale del gas naturale

Domanda di gas naturale

Dopo il consistente aumento della domanda di gas naturale a livello mondiale registrato nel 2012 (+3,25%), lo scorso anno si è verificato solo un modesto incremento della stessa, pari e circa 40 miliardi di m^3 (+1,15%), abbastanza ben distribuito tra Paesi OCSE e altre aree. Fa eccezione l'Europa, che ha mostrato una domanda di gas naturale stazionaria.

TAV. 1.6

Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo dal 2008 al 2013

G(m^3)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Paesi OCSE	1.534	1.490	1.572	1.568	1.607	1.618
Paesi ex URSS	608	557	594	612	627	633
Altri Paesi	933	962	1.060	1.112	1.165	1.187
TOTALE MONDO	**3.076**	**3.009**	**3.226**	**3.292**	**3.399**	**3.438**
di cui Unione europea	517	484	519	477	467	468

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati AIE e U.S. Energy Information Administration.

Fra i Paesi OCSE le aree più dinamiche sono state il Nord America e il Pacifico, con aumenti del 2,3% e del 2,5%, rispettivamente.
Nel Nord America il Paese che è cresciuto di più è stato il Canada, che nel 2013 ha mostrato un incremento della domanda (+2,45%) superiore a quello registrato negli Stati Uniti (+1,96). In quest'ultimo Paese la situazione è piuttosto fluida, a causa del previsto sviluppo delle esportazioni di GNL, che potrebbero ridurre l'offerta interna e quindi avere un'incidenza negativa sul prezzo del gas e, di conseguenza, sulla domanda. Il Messico ha invece mostrato una consistente riduzione dei consumi (-12,6%).
Tra i Paesi asiatici si deve registrare una prima riduzione della domanda in Giappone (-1,9%), dopo due anni di crescita sopra il 10%. È stato invece sostenuto l'aumento del consumo di gas in Corea (+5,3%).

TAV. 1.7

Bilancio del gas naturale nell'area OCSE
G(m³)

AREA DI CONSUMO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
OCSE Nord America						
Produzione interna	809,2	809,6	824,4	866,3	894,2	898,1
Saldo import-export	7,9	12,4	17,1	12,3	6,1	4,2
Disponibilità	817,0	822,0	841,6	878,6	900,3	902,3
Variazione scorte	-14,0	3,4	-5,5	7,4	-2,5	-17,7
Consumo apparente	831,0	818,6	847,1	871,2	902,8	920,0
Consumo effettivo	818,1	802,0	829,1	856,0	881,8	901,9
OCSE Pacifico						
Produzione interna	46,5	50,9	53,9	57,2	59,6	64,7
Saldo import-export	118,3	107,2	122,9	140,1	150,2	155,8
Disponibilità	164,9	158,1	176,8	197,3	209,8	220,5
Variazione scorte	2,3	-0,9	1,3	1,5	-1,6	0,8
Consumo apparente	162,6	159,0	175,5	195,8	211,4	219,7
Consumo effettivo	162,8	159,7	174,1	195,3	210,6	215,8
OCSE Europa						
Produzione interna	306,8	289,3	293,5	273,0	274,3	269,3
Saldo import-export	249,0	242,4	263,4	252,4	227,5	227,9
Disponibilità	555,8	531,7	556,9	525,3	501,8	497,2
Variazione scorte	4,1	5,4	-9,6	8,9	0,2	-3,4
Consumo apparente	551,7	526,4	566,5	516,4	502,0	500,6
Consumo effettivo	553,5	528,6	568,8	516,4	502,3	500,5
TOTALE OCSE						
Produzione interna	1.162,5	1.149,8	1.171,8	1.196,5	1.230,0	1232,1
Saldo import-export	375,2	362,0	403,4	404,7	350,1	387,8
Disponibilità	1.537,7	1.511,9	1.575,3	1.601,2	1.580,1	1619,9
Variazione scorte	-7,6	7,9	-13,8	17,8	-4,1	-20,3
Consumo apparente	1.545,3	1.503,9	1.589,1	1.583,4	1.584,2	1640,2
Consumo effettivo	1.534,4	1.490,4	1.572,0	1.567,7	1.598,7	1618,1

Fonte: AIE, *Monthly Natural Gas Survey*.

Per quanto riguarda l'Europa, le variazioni più rilevanti si sono avute in Germania (+4,75%) e, in senso opposto, in Italia e in Spagna (Tav. 1.8). Appare significativa la differenza tra Germania e Italia. Nel nostro Paese il consumo è stato penalizzato sia dalla situazione economica, sia dallo spiazzamento del gas nel settore termoelettrico a opera dell'aumento delle energie rinnovabili. Questo secondo fattore è presente anche in Germania, ove è accompagnato a un uso sostenuto del carbone.

TAV. 1.8

Consumi di gas naturale nell'Unione europea

G(m^3)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	DIFFERENZA 2013-2008
Austria	8,6	8,4	9,4	9,3	8,9	8,5	-0,1
Belgio	17,6	17,9	19,9	17,5	18,4	17,7	0,1
Bulgaria	2,8	2,2	2,3	2,9	2,7	3,1	0,3
Danimarca	4,1	4,0	4,6	3,7	3,5	3,7	-0,4
Estonia	1,0	0,9	0,9	0,5	0,6	0,7	-0,3
Finlandia	4,6	4,1	4,5	4,0	3,6	3,5	-1,1
Francia	47,8	46,3	51,8	44,1	45,6	43,3	-4,5
Germania	84,9	80,8	84,2	77,7	84,2	88,8	3,9
Grecia	4,2	3,5	3,8	4,7	4,4	3,8	-0,4
Irlanda	5,3	5,1	5,6	4,9	4,8	4,7	-0,6
Italia	82,9	76,3	81,1	76,0	73,4	70,1	-12,8
Lettonia	1,6	1,5	1,8	1,6	1,5	1,5	-0,1
Lituania	3,1	2,6	3,0	3,2	3,1	3,3	0,2
Lussemburgo	1,3	1,4	1,5	1,2	1,3	1,2	-0,1
Paesi Bassi	41,4	41,1	46,1	40,9	38,2	46,5	5,1
Polonia	15,2	14,7	15,5	15,4	16,3	18,2	3,0
Portogallo	5,0	4,7	4,9	5,5	4,7	4,3	-0,7
Regno Unito	100,6	92,7	99,4	82,9	79,2	77,4	-23,2
Repubblica Ceca	8,4	8,0	8,8	7,9	8,0	8,4	-
Romania	15,0	12,8	13,4	13,9	13,4	12,5	-2,5
Slovacchia	5,5	5,0	5,4	5,3	5,1	5,9	0,4
Slovenia	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	-0,2
Spagna	41,4	37,1	37,0	34,4	33,6	29,9	-11,5
Svezia	1,0	1,3	1,7	1,4	1,2	1,1	0,1
Ungheria	12,6	10,9	11,6	10,8	10,0	9,3	-3,3
Unione europea a 27	**516,9**	**484,2**	**519,1**	**470,5**	**466,5**	**468,2**	**-48,2**

Fonte: AIE.

Relativamente al Regno Unito e alla Francia, i dati AIE indicano una sensibile riduzione del consumo, mentre i dati Eurogas provvisori sembrano denotare un leggero aumento in Francia e una domanda stazionaria nel Regno Unito. Indicazioni differenti risultano anche per i Paesi Bassi, ma sempre con tendenza all'incremento.

Offerta di gas naturale

Dopo i forti aumenti degli ultimi tre anni, la produzione nell'area OCSE si è sostanzialmente fermata (+0,17%) nell'ultimo anno.

TAV. 1.9

Importazioni dei Paesi OCSE per area di provenienza
G(m³)

AREA DI PROVENIENZA	2008	2009	2010	2011	2012	2013
OCSE Nord America	**140,3**	**137,3**	**143,1**	**147,7**	**145,8**	**130,6**
Paesi OCSE	127,9	122,2	124,7	125,2	130,4	117,6
Nord America	127,4	121,3	123,9	124,7	130,2	116,8
Pacifico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Europa	0,5	0,9	0,7	0,4	0,2	0,8
Paesi non OCSE	12,3	15,1	18,5	22,5	15,4	13,0
America Latina	8,6	6,8	7,0	6,0	7,0	-
Ex URSS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Medio Oriente	0,2	0,4	2,3	7,7	3,7	2,6
Asia	0,0	0,0	0,9	0,5	0,4	0,3
Nord Africa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Altri Paesi	3,6	8,0	8,3	8,3	4,3	10,1
OCSE Pacifico	**139,4**	**129,5**	**147,6**	**165,6**	**180,5**	**189,3**
Paesi OCSE	18,6	19,1	21,1	22,0	24,9	27,1
Nord America	1,0	0,8	0,9	0,7	0,7	-
Pacifico	17,4	18,3	19,9	20,5	23,3	25,9
Europa	0,2	0,0	0,2	0,9	0,9	1,2
Paesi non OCSE	120,9	110,5	126,5	143,5	155,6	162,2
America Latina	1,3	0,7	1,0	2,3	1,4	-
Ex URSS	0,0	5,1	12,0	13,7	14,3	14,6
Medio Oriente	41,5	35,7	38,2	45,8	54,5	51,7
Asia	60,2	56,7	60,6	59,0	53,5	42,7
Nord Africa	1,6	0,1	0,1	0,1	0,3	0,8
Altri Paesi	16,3	12,2	14,6	22,7	31,7	52,4
OCSE Europa	**437,9**	**434,7**	**468,2**	**478,6**	**458,3**	**479,2**
Paesi OCSE	170,5	173,2	173,6	189,6	198,9	215,6
Nord America	0,5	0,7	0,7	1,3	0,4	-
Pacifico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Europa	170,0	172,5	172,9	188,3	198,5	215,6
Paesi non OCSE	267,3	261,4	294,6	289,0	259,4	263,6
America Latina	5,3	6,5	5,0	3,7	2,6	-
Ex URSS	142,6	128,5	132,3	134,1	128,7	161,5
Medio Oriente	7,6	17,6	31,3	41,1	27,3	22,1
Asia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nord Africa	63,5	61,6	64,1	51,9	54,3	40,0
Altri Paesi	48,4	47,2	62,0	58,3	46,5	40,0

Fonte: AIE, *Monthly Natural Gas Survey*, Bloomberg.

Nell'area del Nord America sono diminuite le produzioni del Messico (-2,4%) e del Canada (-0,64%), a fronte di un leggero aumento negli Stati Uniti (+0,91%). Quest'ultimo valore riflette la riduzione della spinta a produrre legata allo sfruttamento dei giacimenti di *shale gas* sviluppati negli anni precedenti, con notevoli investimenti che comportavano l'opportunità di produrre al massimo anche in presenza di prezzi di mercato poco soddisfacenti. I produttori sembrano ora in attesa delle previste esportazioni di GNL verso l'Europa e l'Estremo Oriente (2016-2018) per verificare se l'eventuale aumento dei prezzi giustificherà un incremento della produzione. In tale situazione, lo sviluppo della domanda è stato sostanzialmente sostenuto dalla riduzione degli stoccaggi. La produzione nell'area del Pacifico è ancora aumentata dell'8,6%, con circa un terzo dell'aumento dovuto all'Australia.

Nell'area europea si è verificata un'ulteriore riduzione della produzione (-1,8%), che ha riguardato praticamente tutti i Paesi, in particolare la Norvegia (-4,4%), a eccezione dei Paesi Bassi dove la produzione ha avuto un aumento di quasi 6 miliardi di m^3 (+7,8%). Le importazioni sono state particolarmente importanti nell'area europea e in quella del Pacifico. In quest'ultima hanno coperto quasi l'88% della domanda. Particolare rilevanza hanno avuto le importazioni dai Paesi non OCSE: nel Pacifico hanno rappresentato l'86% delle importazioni.

Per quanto riguarda l'Europa, si deve sottolineare il forte incremento delle importazioni dall'ex URSS, con un totale di 161,5 miliardi di m^3 a fronte di un'importante riduzione dai Paesi del Medio Oriente e dell'Africa. Tale variazione riflette lo spostamento del mercato del GNL verso l'area del Pacifico. In particolare, nell'area europea, le importazioni di GNL sono scese da 66,3 a 51,2 G(m^3).

Tra il 2010 e il 2013 si è avuta una diminuzione di ben 40 G(m^3) nella disponibilità di GNL in Europa, con le maggiori riduzioni in Spagna e Regno Unito.

Prezzo del gas

Dall'esame delle figure 1.4 e 1.5 risultano alcune peculiarità nell'andamento del prezzo del gas naturale.

Innanzitutto la figura 1.3 mostra chiaramente come il mercato mondiale del gas sia diviso in tre aree ben distinte, Stati Uniti, Europa ed Estremo Oriente, che si sono maggiormente caratterizzate a partire dall'inizio del 2011. Le ragioni di questo sono sostanzialmente due: da un lato, il continuo sviluppo della produzione americana da *shale gas* e, dall'altro, l'aumento della domanda in Giappone dopo il terremoto di Tohoku e la chiusura delle centrali nucleari. Tutte e tre le aree commerciali sono in evoluzione.

Negli Stati Uniti il prezzo del gas, che aveva raggiunto i 2 $/10^6$ BTU nell'aprile 2012, è risalito verso i 5 $ a seguito di un controllo della produzione e del crescente uso nel settore termoelettrico in sostituzione del carbone. Recentemente molte società proprietarie di impianti di gassificazione del GNL hanno ottenuto l'approvazione per la trasformazione a impianto di liquefazione e per l'esportazione di GNL: a fine 2013, cinque terminali avevano ottenuto il permesso per tutte le destinazioni per un valore totale di quasi 80 miliardi di m^3. A questo si possono aggiungere altri tre terminali da realizzare del tutto per ulteriori 45 miliardi di m^3.

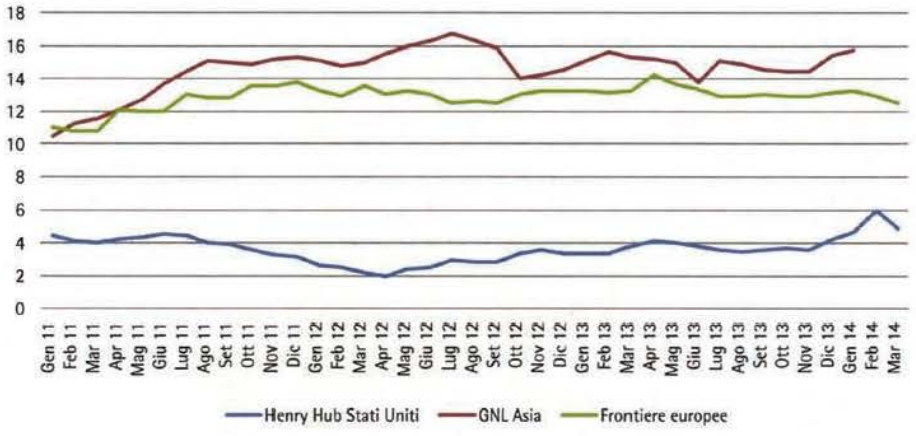


FIG. 1.4

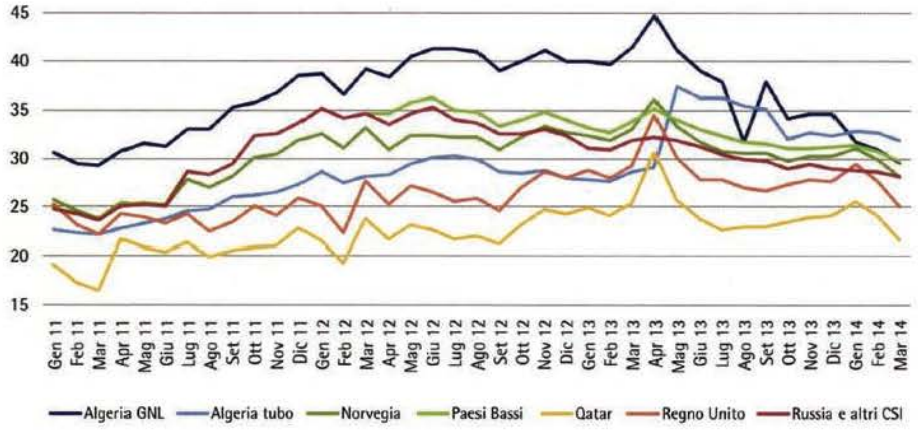
Confronto internazionale dei prezzi del gas

$/MBtu

Fonte: Bloomberg e *World Gas Intelligence*.

FIG. 1.5

Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento
c€/m³

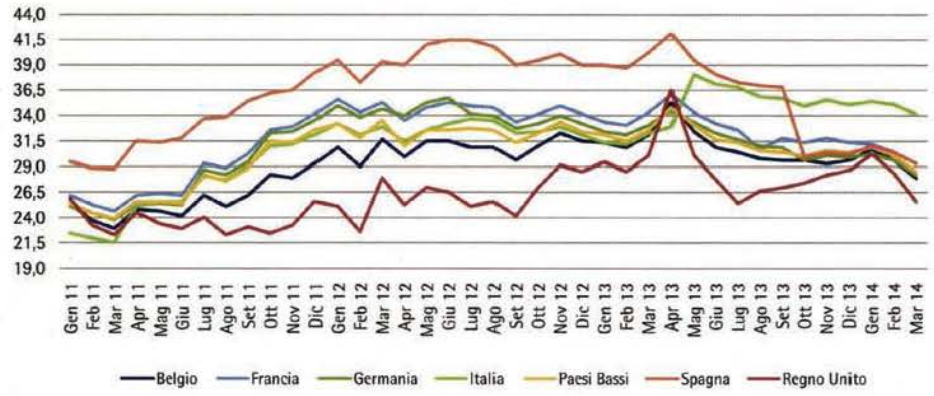


Fonte: *World Gas Intelligence.*

Parte di questi volumi, che saranno disponibili dal 2016-2018 (a patto di avere le necessarie metaniere), sarà prioritariamente destinata al mercato asiatico e, in misura minore, a quello europeo. I contratti per l'Europa sono basati su formule di prezzo legate all'*Henry Hub*: normalmente 1,00-1,15 volte il prezzo americano, al quale vanno aggiunti i costi di liquefazione (nell'intervallo 3,0-3,5 $/10⁶ BTU *fob*) e i costi di trasporto marittimo di 1,5-2 $/10⁶ BTU a seconda delle distanze. Ai valori attuali dell'*Henry Hub* ciò corrisponde a prezzi *cif* tra 9,5 e 11,1 $/10⁶ BTU, a fronte degli attuali 12 $/106 BTU delle consegne nell'Europa sud-occidentale. Visto l'attuale andamento dell'*Henry Hub* e dello stress che le esportazioni indurranno sul mercato americano, è presumibile che il GNL del Nord America avrà un prezzo simile a quello delle altre provenienze.

FIG. 1.6

Prezzo alla frontiera per Paese importatore
c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati *World Gas Intelligence.*

Per quanto riguarda l'attuale andamento dei prezzi in Europa, si nota innanzitutto che, a fronte di una riduzione del prezzo del *Brent dated*, il prezzo del gas è rimasto costante o leggermente aumentato, a seconda che si considerino i prezzi alla frontiera o agli *hub*, il che è contrario a quanto ci si aspetterebbe nell'attuale contesto di eccesso di offerta. In realtà, in passato i prezzi *spot* avevano tratto vantaggio dal gas in eccesso sul mercato americano, dirottato verso l'Europa. Si tratta di una situazione molto fluida, caratterizzata anche dal continuare delle trattative per rivedere le condizioni di fornitura dei contratti *take-or-pay* (*top*) a lungo termine. Molti contratti sono già stati rinegoziati sia riguardo alle indicizzazioni, sia riguardo agli impegni top. Recentemente, due

nuovi contratti di fornitura dalla Norvegia e dalla Russia verso il Regno Unito risultano indicizzati ai prezzi *spot* degli *hub* europei. Nel suo bilancio per il 2013 Eni afferma di aver già rinegoziato l'85% dei contratti a lungo termine, con la previsione di raggiungere il 100% nel 2016. Nello stesso documento l'Eni insiste sulla presenza di un mercato del compratore soprattutto per le consegne *spot* a grandi clienti industriali e termoelettrici, con prezzi scesi sotto i livelli degli *hub* continentali.

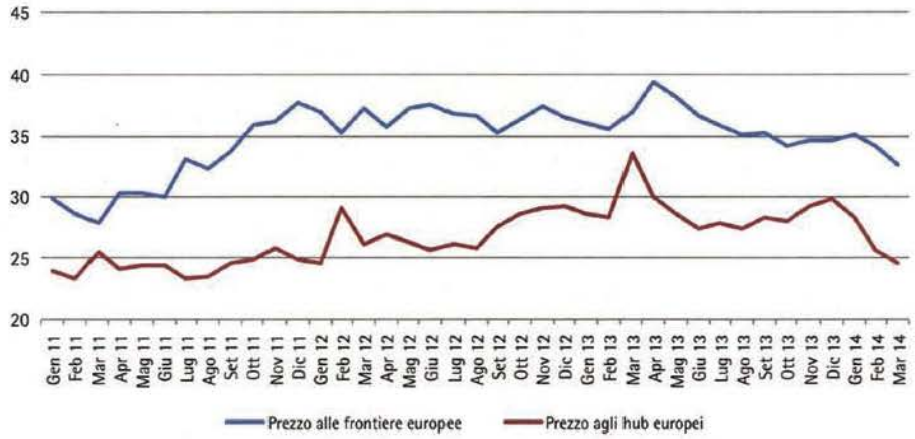


FIG. 1.7

Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere
c€/m³

Elaborazione AEEGSI su dati Platts e *World Gas Intelligence*.

Come detto, la situazione è molto fluida e questo si nota anche esaminando l'andamento dei prezzi alla frontiera per Paese venditore. Le variazioni più rilevanti riguardano l'Algeria e la Russia. Da aprile 2013 il prezzo del gas algerino via tubo ha subito un'impennata che lo ha portato a valori superiori rispetto alle altre importazioni.

Contemporaneamente il prezzo del GNL algerino è sceso quasi alla media delle altre importazioni.

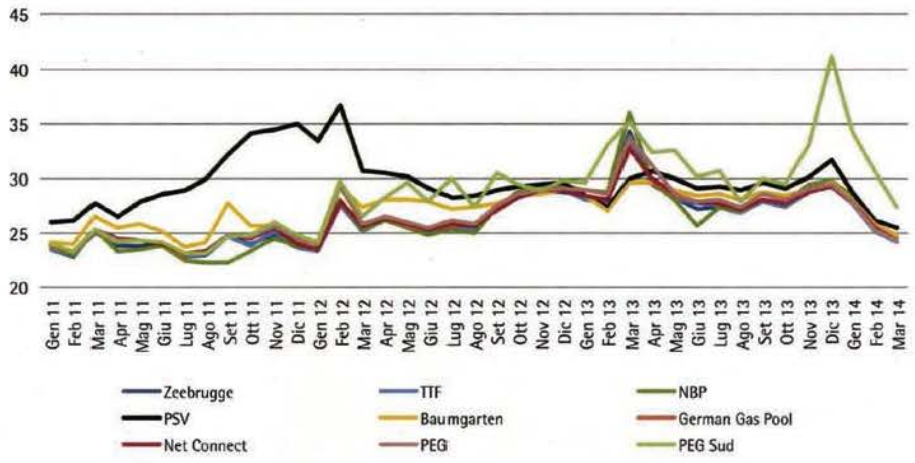


FIG. 1.8

Prezzo del gas naturale negli hub europei
c€/m³

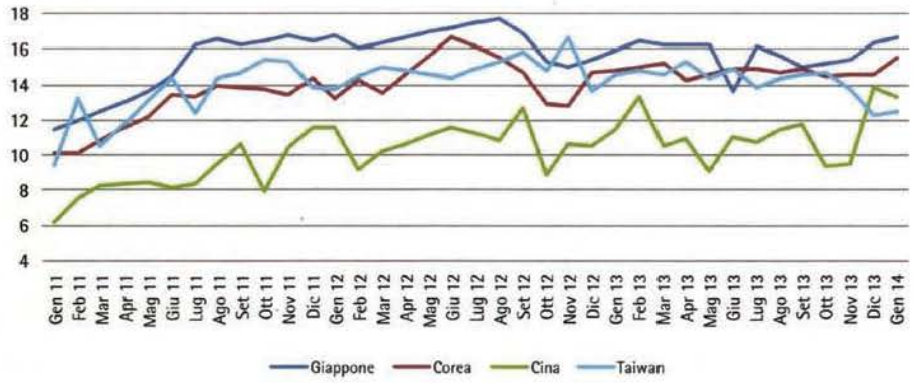
Fonte: Platts.

L'altra variazione di più lungo respiro è quella del gas russo che è progressivamente diventato meno caro, posizionandosi attorno alla media dei prezzi d'importazione.

L'andamento dei mercati si complica quando si va a esaminare i prezzi delle forniture di gas per Paese importatore. In particolare si nota una tendenza al riallineamento delle importazioni nel Regno Unito e a un rientro nella media delle importazioni spagnole, fino a gennaio 2014 sempre superiori alle altre.

FIG. 1.9

Prezzi del gas naturale liquefatto nell'area asiatica
$/MBtu



Fonte: *World Gas Intelligence.*

Per quanto riguarda l'Italia, bisogna osservare che a partire da maggio 2013 i prezzi medi alla frontiera registrano un'impennata che li ha portati a essere i più alti del continente. A partire da tale mese, infatti, *World gas Intelligence* ha operato una revisione delle proprie stime, ritenute, alla luce di nuove informazioni ottenute, precedentemente sottostimate.

Concentrando l'attenzione sui prezzi agli *hub* europei nel 2013, si è confermato l'andamento dei prezzi in una fascia ristretta a meno delle oscillazioni nei due sensi del *National Balancing Point* inglese e una punta oltre i 40 c€/m³ al Peg Sud francese.

Il PSV è invece ormai allineato ai principali *hub* del Nord Europa, a meno dei differenziali corrispondenti ai costi di trasporto.

TAV. 1.10

Vendite negli hub europei dal 2009 al 2013
G(m³)

	2009	2010	2011	2012	2013
VOLUMI COMMERCIALIZZATI					
NBP (Regno Unito)	1.089,3	1.278,1	1.335,4	1.313,4	1.123,0
TTF (Paesi Bassi)	82,2	114,8	163,6	202,6	222,5
Germania (NCG)	51,9	79,2	103,2	125,9	144,8
PSV (Italia)	24,6	45,3	60,6	68,0	69,1
Zeebrugge (Belgio)	67,0	62,2	80,2	63,8	71,2
CEGH (Austria)	22,8	33,8	38,9	46,8	36,6
VOLUMI FISICI VENDUTI					
NBP (Regno Unito)	93,5	105,0	101,4	79,5	67,6
TTF (Paesi Bassi)	27,0	33,8	38,2	42,7	35,5
Germania (NCG)	22,0	28,9	31,9	36,1	41,5
PSV (Italia)	11,5	22,5	24,0	27,3	26,6
Zeebrugge (Belgio)	13,0	12,4	20,3	12,1	17,9
CEGH (Austria)	7,6	10,8	11,5	13,3	10,0

TAV. 1.10 - SEGUE

Vendite negli hub europei dal 2009 al 2013

G(m³)

	2009	2010	2011	2012	2013
FATTORE DI RICICLO					
NBP (Regno Unito)	11,7	12,2	13,2	16,5	16,6
TTF (Paesi Bassi)	3,0	3,4	4,3	4,7	6,3
Germania (NCG)	2,4	2,7	3,2	3,5	3,5
PSV (Italia)	2,1	2,0	2,5	2,5	2,6
Zeebrugge (Belgio)	5,2	5,0	4,0	5,3	4,0
CEGH (Austria)	3,0	3,1	3,4	3,5	3,7

Fonte: Platts.

Mercato internazionale del carbone

Generalità

Nonostante gli effetti negativi esercitati sull'ambiente nelle diverse fasi di produzione, trasporto e utilizzo, il consumo di carbone è destinato ad aumentare a livello mondiale, seppure a un tasso inferiore rispetto all'ultimo quinquennio. Tale rallentamento sta causando effetti notevoli sui prezzi e conseguenti problemi a sostenere i margini industriali per il carbone esportato da alcuni Paesi, soprattutto da Russia, Vietnam, Venezuela e Mozambico. Rimangono invece interessanti i margini per i principali esportatori: Sud Africa, Colombia, Indonesia e Australia.

Nei prossimi anni la domanda di carbone potrebbe essere stimolata dagli sviluppi della gassificazione del carbone per la produzione di gas e idrocarburi liquidi di sintesi. In particolare la Cina ha approvato vari progetti di gassificazione che, se realizzati secondo i programmi, potrebbero avere un impatto notevole anche sul mercato del gas e dei prodotti petroliferi. L'AIE stima che l'effetto sulla produzione di gas potrebbe superare la produzione da *shale*.

Per quanto riguarda gli aspetti ambientali dell'uso del carbone per la produzione di energia elettrica, il direttore dell'AIE, nella sua presentazione del rapporto di medio termine 2013, è stato molto pessimista, ricordando che più del 60% dell'aumento delle emissioni di CO_2 dal 2000 è dovuto alla combustione di carbone per produrre energia elettrica e calore e che le azioni per ridurre le emissioni, per esempio il *Carbon Capture and Storage*, sono sostanzialmente ferme.

In questo quadro risultano stridenti, da un lato, il bassissimo livello del prezzo dei permessi di emissione della CO_2 e, d'altro lato, gli enormi costi per l'abbattimento delle emissioni. Negli Stati Uniti è stata realizzata una centrale termoelettrica a carbone che incorpora le più recenti tecnologie al costo di 6.800 $/kW, assolutamente insostenibile se non ci fosse stata una sovvenzione pubblica di 5,2 miliardi di dollari.

Domanda di carbone

A livello globale la domanda di carbone per usi termici è aumentata nel 2013, ma a tassi molto diversi tra le varie aree di consumo. In particolare la domanda è stata praticamente stagnante nei Paesi OCSE, mentre è cresciuta di circa il 2,5% nei Paesi non OCSE. Anche tra questi ultimi gli incrementi sono diversificati: meno del 2% in Cina, che continua ad assorbire circa la metà della domanda mondiale, circa il 5% in India e l'8% nei Paesi asiatici in via di sviluppo.

Per quanto riguarda l'Europa, risulta un aumento delle importazioni del 4,2% con andamento diverso da Paese a Paese: in Italia si sono

ridotte del 12%, mentre in Germania sono cresciute del 21%. In quest'ultimo Paese è particolarmente elevato l'utilizzo della lignite per la produzione di energia elettrica: ben 162 TWh, il valore più alto dalla riunione con la Germania Orientale.

In Giappone, ad aprile, il governo ha approvato il nuovo Piano energetico che assicura al carbone un ruolo importante nel programma di lungo termine, cosa che potrebbe incidere anche sul consumo di gas naturale. Nel breve termine è prevista l'entrata in produzione di due nuove centrali per 1,6 GW e il riavvio di quelle danneggiate dal terremoto del 2011.

Produzione di carbone

La situazione della produzione di carbone nel 2013 non è stata molto diversa da quella dell'anno precedente. Nei Paesi OCSE è aumentata e continuerà a crescere soprattutto per il contributo dell'Australia, anche se si prevede per i prossimi anni un tasso di incremento inferiore rispetto ai piani precedenti. Nel 2013 la produzione australiana è aumentata del 10%.

Nelle aree non OCSE, che producono circa il 76% del totale mondiale, la quota principale è rappresentata dalla Cina con il 62% della produzione non OCSE. È aumentata anche la produzione in Indonesia, Colombia e Sud Africa.

Anche in India la produzione è cresciuta di circa il 3% e attualmente rappresenta il 75% del consumo.

Prezzo del carbone

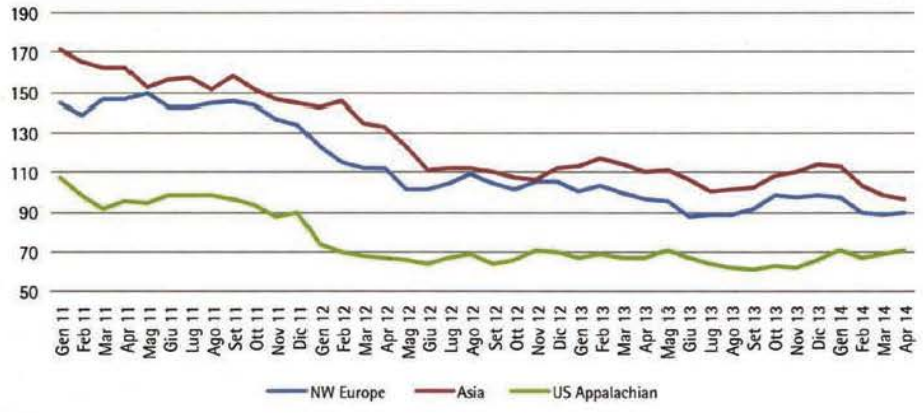
L'eccesso di offerta e una domanda inferiore al previsto negli Stati Uniti, a causa di un clima particolarmente dolce e dello spiazzamento a opera dello *shale gas*, hanno inciso negativamente sui prezzi del carbone, cosi che nel 2013 essi sono in diminuzione per il terzo anno consecutivo, arrivando a dimezzarsi rispetto al picco del 2011. Si prevede che il prezzo del *Newcastle* nel 2014 raggiungerà un minimo di 74 $/t, contro gli 82 $/t dell'anno precedente.

Anche in Europa si prevede che i prezzi si ridurranno, scendendo a 70 $/t nel secondo trimestre 2014. È chiaro che con questi numeri l'alternativa gas-carbone non è possibile, tenuto anche conto del bassissimo valore della CO_2. Con il carbone a 70 $/t, il gas deve costare meno di 5 $/10^6$ BTU per poter essere concorrenziale nel settore termoelettrico.

Come detto più sopra, a causa di questi prezzi nel mercato internazionale del carbone alcuni esportatori sono in perdita, ma anche i produttori nei Paesi utilizzatori dovranno ridurre i costi e razionalizzare la produzione per rimanere nel mercato.

FIG. 1.10

Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali
$/tec



Fonte: Platts per i *benchmark cif* NW Europe e Asia; Nymex per US Appalachian.

Sviluppi internazionali dell'energia nucleare

Nel suo *World Energy Outlook 2013* (WEO 2013) l'AIE attribuisce all'energia nucleare un ruolo importante nella produzione di energia elettrica, in particolare nei Paesi non OCSE.

Facendo riferimento al *New Policies Scenario*, lo scenario centrale nel WEO 2013, si prevede un aumento sia al 2020, sia al 2035. A livello mondiale l'aumento dal 2011 al 2020 dovrebbe ammontare al 31,5%, ma con un +10,2% nei Paesi OCSE e un +121% negli altri Paesi.

Dal 2020 al 2035 l'aumento a livello mondiale è previsto in 26,3%, con un +4,9% nei Paesi OCSE e un +71% negli altri Paesi.

Sottostante a questi incrementi nella produzione di energia elettrica da fonte nucleare c'è un notevole programma di sviluppo degli impianti. Tra il 2013 e il 2035 è prevista la dimissione di impianti per 117 GW di cui 81 GW nei Paesi OCSE (42 GW nell'Unione europea) e 36 negli altri Paesi. Impressionante è lo sviluppo atteso: 302 GW di nuovi impianti a livello mondiale, di cui 83 GW nei Paesi OCSE (29 GW nell'Unione europea) e 219 GW negli altri Paesi.

La variazione netta di potenza è quindi negativa per l'Unione europea e soltanto pari a +2 GW per l'area OCSE, che peraltro risente del forte sviluppo in Corea (+27 GW).

Gli incrementi più significativi sono previsti in Cina (+114 GW) e in India (+26 GW). Dopo un periodo di moratoria seguito all'incidente di Fukushima, il piano quinquennale cinese è ripreso nel 2012 dal punto in cui era stato interrotto. La tipologia impiantistica sarà diversa da quella recentemente sviluppata in Europa, con costi presumibilmente inferiori. Della potenza addizionale prevista, il 28% è già in costruzione, mentre la quota residua dovrebbe essere messa in cantiere entro il 2015.

A fronte di questo panorama ottimistico bisogna registrare alcuni elementi negativi. Nella presentazione del WEO 2014, che sarà pubblicato nel prossimo novembre, l'AIE afferma che varie incertezze continuano a rannuvolare il futuro dell'industria nucleare: *policy* governative, diffidenza delle popolazioni interessate, difficoltà di finanziamento nei mercati liberalizzati, convenienza economica nei confronti delle altre fonti di generazione elettrica e i problemi associati al massiccio programma di smantellamento delle centrali.

Relativamente a queste problematiche, si possono ricordare le difficoltà non ancora risolte nella realizzazione dell'impianto nucleare di Olkiluoto in Finlandia. La decisione di realizzare questo impianto da 1.600 MW è stata presa nel dicembre 2003 con un costo previsto di 3,2 miliardi di euro e previsione di entrata in funzione nel 2009. A oggi, l'impianto è ancora in costruzione a seguito di varie difficoltà incontrate nella sua realizzazione. Areva, il costruttore, non ha ancora prodotto un programma definitivo, così come non è possibile definire il costo finale dell'opera, che potrebbe triplicare rispetto alle previsioni.

Al di là di eventuali problemi nei rapporti contrattuali, risultano evidenti i rischi di carattere temporale ed economico di queste iniziative.

Attualmente in Gran Bretagna è prevista la realizzazione di un nuovo impianto a Hinkley Point, a opera di Electricité de France su tecnologia EPR di Areva, simile a quella utilizzata a Olkiluoto e in Francia a Flamanville. Il governo inglese ha concordato un prezzo minimo dell'energia prodotta di 92,5 £/MWh (pari a circa 114 €/MWh) indicizzato all'inflazione. L'impegno non è ancora stato confermato da Electricité de France.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Il Sistema europeo di scambio di quote di emissione (*European Union Emissions Trading Scheme* - EU ETS) è la principale misura adottata dall'Unione europea, in attuazione del Protocollo di Kyoto, per ridurre le emissioni di gas a effetto serra nei settori energivori, ovvero nei settori industriali caratterizzati da maggiori emissioni.

L'EU ETS è stato istituito dalla direttiva 2003/87/CE e sue successive modificazioni (direttiva ETS), che trasferisce in Europa, per gli impianti industriali, il meccanismo di *cap and trade* introdotto a livello internazionale dal Protocollo di Kyoto. In altre parole, il sistema fissa un tetto massimo (*cap*) al livello totale delle emissioni consentite a tutti i soggetti vincolati dal sistema, ma consente ai partecipanti di acquistare e vendere sul mercato (*trade*) diritti di emissione di CO_2 (*quote*) secondo le loro necessità, all'interno del limite stabilito.

A livello europeo, l'EU ETS coinvolge circa 16.000 operatori, tra impianti termoelettrici, industriali nel campo della produzione di energia e della produzione manifatturiera (attività energetiche, produzione e trasformazione dei metalli, cemento, ceramica e laterizi, vetro, carta) e operatori aerei.

Dal 2012 il sistema è stato ampliato anche a circa 4.000 operatori del settore aereo e dal 2013 è stato inoltre esteso alle attività di produzione di alluminio, calce viva, acido nitrico, idrogeno, carbonato e bicarbonato di sodio, nonché agli impianti che si occupano della cattura e dello stoccaggio di CO_2.

È prevista la possibilità di escludere dall'EU ETS ospedali e piccoli emettitori, ovvero impianti con emissioni inferiori a 25.000 tonnellate di CO_2 equivalente e, nel caso di impianti di combustione, con potenza termica nominale inferiore a 35 MW, escluse le emissioni da biomassa.

Nel 2012 ha avuto termine la Fase 2 dell'EU ETS. La direttiva ETS ha infatti previsto una prima fase di applicazione del sistema nel triennio 2005-2007 (Fase 1), seguita da un'ulteriore fase relativa al periodo 2008-2012 (Fase 2), in relazione al quale sono stati assegnati gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas climalteranti fissati dal Protocollo di Kyoto, pari rispettivamente a -8% rispetto al 1990 (anno di riferimento) per l'Unione europea e a -6,5% per l'Italia. La Fase 3 ha avuto inizio nel 2013 e proseguirà fino al 2020; le principali novità rispetto alle Fasi precedenti riguardano:

- l'applicazione di un tetto unico alle emissioni prodotte nei vari Stati membri in sostituzione del precedente sistema, articolato sulla base di tetti definiti a livello nazionale;
- l'utilizzo obbligatorio del metodo d'asta per l'assegnazione delle quote di emissione (nel corso del 2013 le aste hanno riguardato circa il 40% delle emissioni, tale quota aumenterà gradualmente ogni anno);
- l'applicazione di regole di allocazione armonizzate sulla base di *benchmark* di performance di emissione di portata europea, con riferimento ai settori esentati dall'applicazione dei meccanismi d'asta per l'attribuzione delle quote.

La Commissione europea ha stimato un surplus di quote di emissione in circolazione nel sistema che potrebbe raggiungere 1,5-2 miliardi già entro il 2014[1]. A fronte di un simile rischio, il 14 novembre 2012 la Commissione ha adottato una relazione sulla situazione del mercato europeo del carbonio, che illustra una serie di possibili misure strutturali per affrontare il problema delle quote eccedenti.

In particolare, sono state avanzate due linee di d'intervento: una proposta di breve termine (c.d. *back-loading*) e un set di misure strutturali di riforma dell'ETS per il lungo termine.

Nello specifico, il *back-loading* opera un accantonamento temporaneo delle quote da mettere all'asta nel triennio 2014-2016, per rimetterle in circolazione nell'ultimo biennio della terza fase (2019-2020). Le altre misure strutturali proposte prevedono:

- un incremento dell'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni al 2020 dal 20% al 30%. Tale obiettivo potrebbe essere raggiunto sia aumentando il fattore di riduzione lineare, sia accantonando permanentemente 1,4 miliardi di quote in circolazione;
- l'accantonamento in modo permanente di un quantitativo di quote destinate alle aste durante la fase 3 del Sistema ETS;
- la revisione anticipata del fattore annuale di riduzione lineare, attualmente pari all'1,74%. Tale misura aiuterebbe a raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni al 30%, ponendo l'Europa in linea con gli obiettivi della *Roadmap 2050* per una *Low Carbon Economy*, oltre a produrre effetti anche nel post 2020;
- l'estensione del campo di applicazione del sistema EU ETS ad altri settori meno esposti all'andamento dei cicli economici;
- una limitazione alla fruizione di crediti internazionali che fino a questo momento hanno largamente contribuito a generare il surplus di quote in circolazione sul mercato;
- l'introduzione di meccanismi di gestione dei prezzi discrezionali, attraverso l'inserimento di una soglia di prezzo minimo (*price floor*) quale garanzia per gli investitori, ovvero la previsione di meccanismi di regolazione dell'offerta, attraverso una riserva di quote.

Il 10 dicembre 2013 il Parlamento europeo ha approvato la proposta di decisione diretta a emendare la Direttiva ETS (art. 10.4), al fine di chiarire il potere d'intervento della Commissione europea e consentire il ritiro temporaneo di 900 milioni di quote dalle aste CO_2.

Il Consiglio dell'Unione del 16 dicembre, con votazione supportata da tutti gli Stati membri (con l'eccezione della Polonia), ha espresso il proprio consenso, adottando così l'emendamento alla direttiva ETS. La proposta, che segue la procedura legislativa ordinaria (ex co-decisione), ha consentito al Comitato per i cambiamenti climatici di esprimersi, l'8 gennaio 2014, con voto favorevole in merito alla proposta di *back-loading* di accantonamento temporaneo delle quote nel triennio 2014-2016.

La proposta è ora al vaglio del Parlamento e del Consiglio dell'Unione europea.

Per quanto concerne il panorama nazionale, con il decreto legislativo 13 marzo 2013, n. 30, è stata data attuazione alla direttiva 2009/29/CE, tesa a modificare il sistema di scambio delle quote come definito dalla direttiva 2003/87/CE, con riferimento agli anni successivi al 2012.

In sintesi, il decreto definisce in maniera più puntuale il campo di applicazione della disciplina in oggetto per gli impianti di combustione e contemporaneamente estende il sistema a gas diversi dall'anidride carbonica.

Lo stesso ammette l'esclusione dal sistema dei piccoli impianti, subordinata alla realizzazione di sforzi di riduzione "equivalenti", ed esonera dal sistema gli impianti di incenerimento che trattano rifiuti speciali non pericolosi, purché prodotti da impianti di trattamento alimentati da rifiuti urbani.

Inoltre, il decreto disciplina il metodo di assegnazione delle quote, prevedendo che vengano assegnate mediante asta. In particolare, per gli impianti termoelettrici e per quelli di cattura e stoccaggio del carbonio, l'assegnazione sarà a titolo oneroso, mentre per gli impianti dei settori diversi dal termoelettrico è prevista una transizione graduale verso il *full auctioning*.

Per quanto concerne le modalità di gestione delle aste, definite sempre dal decreto in questione, avverranno in ambito nazionale con regole armonizzate stabilite a livello dell'Unione europea, prevedendo che una cospicua parte dei proventi che ne deriveranno saranno destinati al Ministero dell'ambiente per politiche di mitigazione e per favorire gli adattamenti ai cambiamenti climatici.

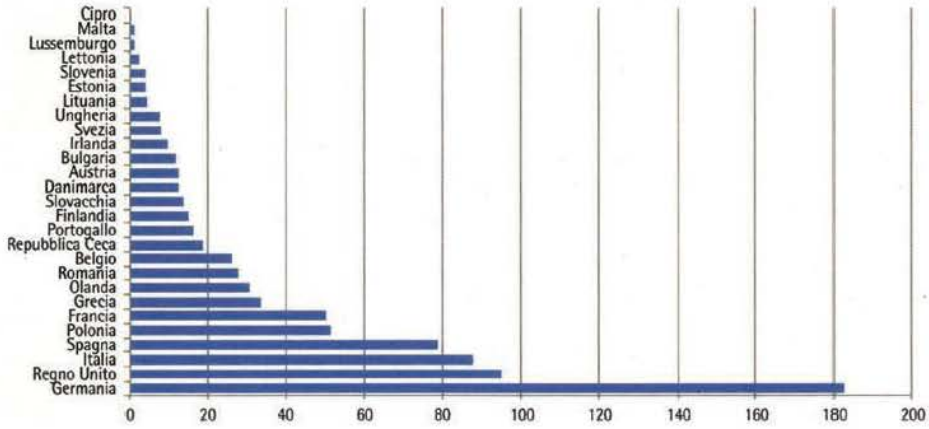
1 *Commission Staff Working Document, Proportionate Impact Assessment*, proposta di emendamento al regolamento Aste, c.d. *back-loading*, 12 novembre 2012.

Assegnazioni delle quote nel 2013

Dal 2013 l'assegnazione delle quote agli impianti EU ETS che fino al 2012 è stata realizzata prevalentemente a titolo gratuito e sulla base delle emissioni storiche (*grandfathering*) avviene a titolo oneroso tramite asta (*Auctioning*), salvo eccezioni legate alla tutela della competitività sui mercati internazionali dei settori manifatturieri. L'obiettivo è garantire maggiori trasparenza e semplicità nel sistema di assegnazione delle quote, nonché favorire maggiore efficienza nella formazione del prezzo. Il metodo d'asta favorisce, inoltre, una maggiore internalizzazione dei costi ambientali derivanti dalle emissioni di gas serra, incentivando investimenti in efficienza energetica e nell'utilizzo di tecnologie pulite. Le aste si svolgono su una piattaforma centralizzata a livello europeo (EU T-CAP) che attualmente raccoglie le quote di proprietà di 24 su 28 Stati membri, inclusa l'Italia. Le aste, svolte presso la T-CAP, sono gestite da *European Energy Exchange* (EEX) in nome della Commissione europea e di 25 Stati membri. Terminate le procedure d'accreditamento dei relativi *Auctioneer*, le aste della piattaforma comune accoglieranno anche le quote della Croazia e degli Stati dello Spazio economico europeo (Islanda, Norvegia e Liechtenstein non hanno ancora completato le procedure di accreditamento presso la Piattaforma comune europea). Le quote di proprietà di Germania e Regno Unito sono collocate, invece, attraverso due piattaforme nazionali. La Polonia, al pari di Germania e Regno Unito, ha scelto una modalità d'asta a se stante (*Opt-Out*); non avendo però ancora completato il processo di selezione, colloca tramite asta le proprie quote presso la T-CAP in una sessione a se stante. Gli impianti in ETS, siano essi fissi o dell'aviazione, potranno approvvigionarsi di quote su tutte le piattaforme, a prescindere dalla propria nazionalità.

FIG. 1.11

Quote messe all'asta per Paese nel 2013



Fonte: GSE.

Nel 2013, considerando tutte e tre le piattaforme operative, sono stati collocati tramite asta circa 808 milioni di quote, pari a circa il 38,8% dei 2.084 milioni di quote dell'intero sistema EU ETS per il 2013.

TAV. 1.11

Quote messe all'asta sulle piattaforme EEX e ICE

Numero di quote; prezzo in €/tCO_2 (A)

PIATTAFORMA	QUOTE MESSE ALL'ASTA	PREZZO DI AGGIUDICAZIONE
EU T-CAP	479.238.500	4,39
EEX (DE)	182.560.500	4,33
EEX (PL T-CAP)	51.249.500	3,62
ICE (UK)	95.098.000	4,31
TOTALE	**808.146.500**	-

(A) Prezzo medio di aggiudicazione ponderato sul quantitativo di quote messe all'asta.
Fonte: GSE.

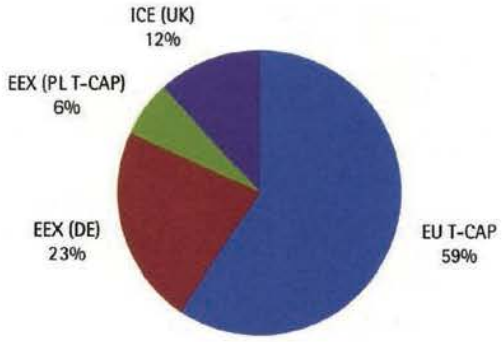


FIG. 1.12

Ripartizione percentuale delle quote messe all'asta sulle singole piattaforme

Fonte: GSE.

Prezzo della tonnellata di CO_2 nel 2013

Dopo il crollo dei prezzi d'asta che nei primi mesi dell'anno collocavano le quote a poco più di 2 €/tCO_2 (contro i circa 8 €/tCO_2 registrati a dicembre 2012), si è andati verso una progressiva stabilizzazione dei prezzi di chiusura, sulle tre piattaforme e sull'asta separata della Polonia, in un range compreso tra 4 e 5 €/tCO_2, sostanzialmente in linea con i prezzi registrati sul mercato secondario. In particolare, sulla piattaforma centralizzata a livello europeo (EU T-CAP), dove l'Italia ha messo all'asta le proprie quote (circa 88 milioni), nell'anno 2013 si è registrato un prezzo medio di 4,39 €/tCO_2.

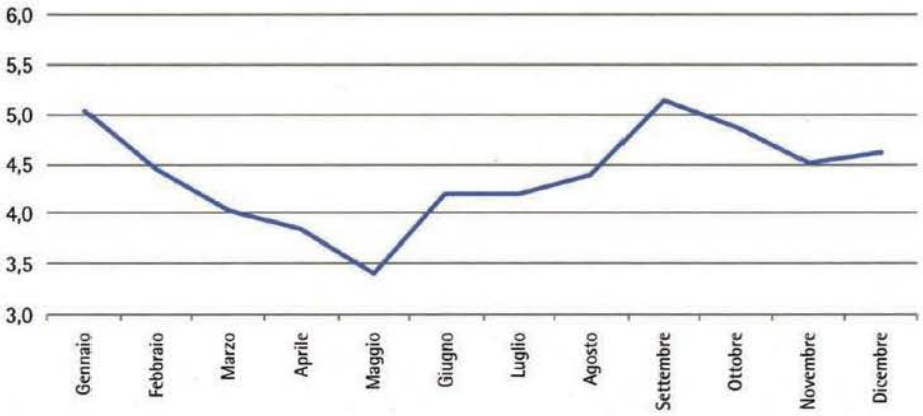


FIG. 1.13

Andamento nel 2013 dei prezzi medi di aggiudicazione su base mensile delle quote messe all'asta sulla piattaforma EU T-CAP
€/tCO_2

Fonte: GSE.

Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea

L'Istituto statistico dell'Unione europea (Eurostat) rende disponibili su base semestrale i dati sui prezzi pagati dal consumatore finale per l'utilizzo dell'energia elettrica e del gas naturale nei diversi Stati membri. I dati sui prezzi finali pagati dai consumatori industriali vengono raccolti e pubblicati ai sensi della direttiva 2008/92/CE, concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica. Eurostat effettua, inoltre, la rilevazione dei prezzi pagati dai consumatori domestici (che non è disciplinata dalla direttiva 2008/92/CE) sulla base di un *gentleman's agreement* con gli Stati membri.

La vigente metodologia di rilevazione dei prezzi copre le serie storiche disponibili dall'1 gennaio 2008[2]. Relativamente a tale metodologia, è opportuno ricordare che essa prevede che vengano rilevati dati di fatturato medio unitario per ciascuna classe di consumo individuata. Il valore dei prezzi unitari si ottiene, pertanto, dalla divisione del fatturato ricavato da ogni classe per l'energia venduta alla classe stessa. In altre parole, i valori dei prezzi medi unitari provengono da dati di fatturazione che, seguendo il criterio della cassa, non si riferiscono necessariamente ai consumi avvenuti nel periodo di rilevazione osservato. Essi possono anche includere rettifiche e conguagli, che talvolta possono essere di ammontare considerevole. La loro presenza può condurre a valutazioni fuorvianti relativamente ai fenomeni economici che si vogliono indagare a partire dall'osservazione dei prezzi, in quanto introduce nella rilevazione (in modo non distinguibile) spostamenti dei prezzi legati a fenomeni passati o a revisioni normative, oppure a dinamiche proprie delle modalità di fatturazione delle imprese.

La presenza di rettifiche e di conguagli tende cioè a "sporcare" l'informazione sui movimenti dei prezzi dovuti a fenomeni congiunturali (come, per esempio, l'aumento delle materie prime o l'aumento della fiscalità ecc.), e il disturbo è tanto più forte quanto più fine è la granularità temporale con cui si osservano i dati. Per detto motivo, l'analisi di questi dati richiede il riferimento a periodi temporali sufficientemente estesi.

Per quanto concerne l'Italia, infine, si ricorda che la rilevazione dei prezzi pagati dai clienti finali avviene senza distinzione tra mercato libero e condizioni di maggior tutela o salvaguardia.

Le tavole e i grafici riportati nei paragrafi successivi si riferiscono ai prezzi risultanti a Eurostat con riferimento all'anno 2013 ed estratti dal database in data 8 maggio 2014.

2 Per una descrizione delle precedenti metodologie di rilevazione dei prezzi a livello europeo si rimanda alle precedenti edizioni della *Relazione Annuale*.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per i clienti domestici

Anche per il 2013 si confermano prezzi dell'energia elettrica per i consumatori domestici italiani inferiori ai prezzi mediamente praticati nell'Unione europea e nell'Area euro (cioè nell'insieme dei Paesi che adottano la moneta unica) per le prime due classi di consumo (comprendenti consumi annui fino a 2.500 kWh/a), sia al netto, sia al lordo delle imposte e degli oneri, mentre risultano prezzi superiori per le restanti classi di consumo.

Per la prima classe di consumo (< 1.000 kWh/anno), i prezzi italiani risultano inferiori del 17% sia al netto, sia al lordo delle imposte rispetto all'Area euro, sostanzialmente come nel 2012.

Per i consumatori domestici appartenenti alla seconda fascia di consumo (1.000-2.500 kWh/anno), che insieme alla classe successiva è quella nella quale si concentra gran parte delle famiglie italiane, i prezzi interni al netto delle imposte sono inferiori del 9% rispetto alla media dell'Area euro al lordo delle imposte; la differenza sale però al -12% se si considerano i prezzi totali (comprensivi delle imposte). Nel 2012 i divari erano rispettivamente pari a -7% e a -9%.

Come detto, per le fasce di consumo superiori a quelle sopra evidenziate, i prezzi italiani risultano, al contrario, più alti della media dell'Area euro. In particolare, il prezzo al netto delle imposte per la classe di consumo intermedia (2.500-5.000 kWh/anno) è più alto del 10% rispetto alla media dell'Area euro, e del 9% al lordo delle imposte (Tav. 1.12), valori in linea con l'anno precedente. Questa categoria evidenzia per l'Italia un rialzo dei prezzi al lordo delle imposte del 4,2% rispetto al 2012, a fronte di un incremento medio del 5,5% nell'Area euro (Fig. 1.14). Con riferimento ai principali Paesi europei, in Germania e in Francia vi sono stati aumenti del prezzo finale per questa classe di consumo che lo rendono molto superiore a quello italiano (rispettivamente +10,8% e + 7,7%). Il Regno Unito registra una variazione del prezzo finale per la categoria presa in esame ancora positiva, ma inferiore e pari al 2%. La Spagna, al contrario, evidenzia una variazione negativa del 3,6%. Sempre prendendo a riferimento la classe di consumo 2.500-5.000 kWh/anno, si osserva che in quasi tutti i Paesi l'incidenza delle imposte, inclusiva degli eventuali oneri parafiscali, sul prezzo netto è aumentata rispetto al 2012: l'aumento nell'Area euro è stato dell'11,7% e mediamente dell'8,3% nei cinque Paesi citati (Italia, Francia, Spagna, Regno Unito e Germania). Il corrispondente valore per l'Italia è +9,7%.

TAV. 1.12

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2013

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		> 15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	21,12	31,47	15,77	23,44	13,87	20,50	12,60	18,69	11,63	17,27
Belgio	22,06	29,18	17,76	23,72	16,12	21,94	14,40	19,87	12,31	17,11
Bulgaria	7,65	9,19	7,53	9,03	7,53	9,03	7,58	9,09	7,61	9,12
Cipro	23,87	28,97	21,41	26,06	21,53	26,21	21,29	25,91	20,71	25,16
Croazia	18,11	22,81	11,70	14,80	10,76	13,61	10,25	12,98	9,92	12,56
Danimarca	15,09	32,61	15,09	32,61	12,75	29,68	11,04	22,45	11,04	22,45
Estonia	10,48	14,16	10,27	13,91	10,01	13,59	9,66	13,17	8,47	11,74
Finlandia	22,21	29,65	14,46	20,03	10,95	15,69	9,45	13,83	7,81	11,79
Francia	22,05	27,55	12,50	17,45	10,53	15,31	9,34	14,06	8,24	12,80
Germania	25,99	42,62	17,03	31,73	14,91	29,20	13,71	27,80	13,31	26,90
Grecia	15,46	20,16	11,17	15,36	11,82	16,30	11,79	17,74	10,69	17,30
Irlanda	49,13	62,45	23,82	28,91	19,89	23,50	17,64	20,49	15,46	17,70
Italia	19,97	27,76	13,90	19,82	15,00	23,08	18,34	28,76	20,12	30,87
Lettonia	9,64	11,66	10,42	12,61	11,31	13,68	11,82	14,30	11,72	14,18
Lituania	11,80	14,28	11,60	14,03	11,41	13,81	11,13	13,47	10,47	12,67
Lussemburgo	20,64	23,19	15,98	18,26	14,38	16,56	13,06	15,16	11,92	13,95
Malta	37,05	39,00	19,00	20,00	16,15	17,00	17,10	18,00	31,35	33,00
Paesi Bassi[A]	30,85	n.d.	16,29	11,38	13,48	19,16	11,83	22,82	9,51	18,48
Polonia	14,57	18,51	11,90	15,22	11,38	14,59	10,87	13,95	10,63	13,66
Portogallo	17,45	33,80	13,26	23,25	12,27	21,06	11,43	19,57	11,57	19,14
Regno Unito	20,31	21,31	18,35	19,26	16,85	17,69	15,36	16,12	14,09	14,81
Repubblica Ceca	26,20	31,86	19,12	23,27	12,36	15,09	10,67	13,05	9,39	11,52
Romania	9,23	13,37	9,14	13,25	8,93	13,01	8,77	12,79	8,49	12,46
Slovacchia	21,98	26,76	15,63	19,13	13,75	16,88	12,23	15,05	10,79	13,32
Slovenia	15,93	24,73	13,28	19,31	11,77	16,34	10,86	14,56	10,00	13,01
Spagna	29,63	37,69	18,94	24,09	16,92	21,52	15,24	19,39	14,45	18,37
Svezia	25,73	36,15	15,00	22,74	13,40	20,74	10,89	17,60	9,34	15,67
Ungheria	11,77	15,36	10,90	14,26	10,40	13,62	10,00	13,10	10,37	13,58
Norvegia	34,40	44,86	20,89	27,97	13,26	18,44	9,09	13,22	7,83	11,66
Unione europea	22,54	30,12	15,35	21,41	13,76	20,01	12,84	19,24	12,13	18,28
Area euro	**24,09**	**33,30**	**15,29**	**22,48**	**13,66**	**21,24**	**12,93**	**20,87**	**12,31**	**19,95**

(A) Nei Paesi Bassi è previsto uno sconto sul prezzo finale lordo che, per la prima classe di consumo, rende poco significativo il dato.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

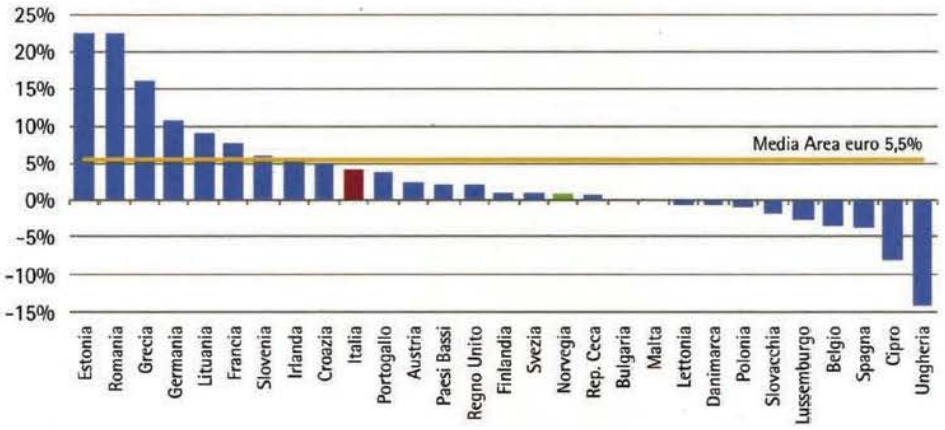


FIG. 1.14

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Variazione percentuale 2013-2012 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

Dal confronto con i principali Paesi europei sui prezzi finali al lordo delle imposte per tutte le fasce di consumo (Fig. 1.15), emerge come la progressività dei prezzi italiani non trovi riscontro in altre esperienze estere. Per le prime due classi di consumo, i prezzi italiani risultano superiori soltanto a Francia e Regno Unito. In quest'ultimo caso, però, la differenza è solo del 3%. Per le restanti classi il prezzo italiano risulta via via più elevato, mentre negli altri Paesi rimane relativamente costante o diminuisce (specie in Germania e in Spagna).

L'incidenza delle imposte e degli oneri sui prezzi netti conferma per l'Italia la struttura progressiva, essendo inferiore al 43% per le prime due classi di consumo e del 55% circa per le altre classi. In Italia l'incidenza risulta in media del 49%, comunque inferiore al 52,8% dell'Area euro. Va rilevato che i prezzi tedeschi risentono di una pressione fiscale e degli oneri decisamente superiore, risultando mediamente pari al 90% dei prezzi netti, con punte del 103%.

Il Regno Unito si conferma il Paese con il minor peso di imposte e oneri sui prezzi netti, con un'incidenza media che nei dati dichiarati risulta del 5%. In questo Paese, tuttavia, i costi di alcuni dei programmi di supporto alle rinnovabili (*Renewables Obligation Certificates, EU Emission Trading System, Carbon Emission Reduction Target, Community Energy Saving Programme, Feed-in Tariff Scheme*), nonché il costo del programma di sostegno dei clienti vulnerabili (*Warm Homes Discount Scheme*) sono conteggiati tra i "costi di base" a carico dei clienti domestici e non vengono quindi enucleati come imposte o oneri parafiscali, bensì inclusi nel prezzo al netto delle imposte.

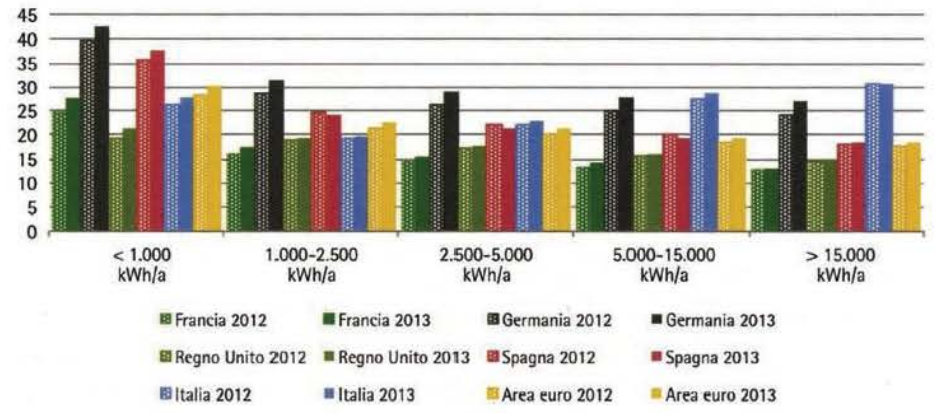


FIG. 1.15

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali Paesi europei

Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

Prezzi per i clienti industriali

Anche per i prezzi industriali nel 2013 si registrano le tendenze già evidenziate in passato, con prezzi dell'energia elettrica superiori a quelli dell'Area euro, per tutte le classi di consumo.
Prendendo a riferimento la classe di consumo 500-2.000 MWh, una delle più rappresentative per il nostro mercato, i prezzi risultano più alti rispetto alla media dell'Area euro del 21% (28% nel 2012) al netto delle imposte e degli oneri, e del 26% (33% nel 2012) per i prezzi lordi. Si conferma dunque, anche quest'anno, la tendenza già rilevata nel 2012 di una riduzione del divario, anche se questo resta sicuramente molto significativo.
La riduzione del differenziale è stata ottenuta grazie alla variazione in controtendenza registrata dal prezzo italiano rispetto alla variazione media osservata nei Paesi a moneta unica: nel 2013, infatti, il prezzo lordo per questa classe di consumo è sceso in Italia dell'1,2%, mentre è salito del 4,1% nell'Area euro.

TAV. 1.13

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2013

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	12,46	18,11	10,52	15,76	8,68	13,31	7,72	11,69	6,64	10,26	6,08	9,55
Belgio	15,69	21,28	12,52	17,39	9,16	13,15	8,08	11,64	6,59	9,18	5,96	7,96
Bulgaria	10,14	12,29	8,98	10,91	7,60	9,24	6,56	7,99	5,75	7,03	5,25	6,43
Cipro	23,78	28,86	21,78	26,51	19,67	24,04	18,46	22,62	n.d.	n.d.	16,30	20,07
Croazia	12,55	15,87	11,00	13,95	9,28	11,83	7,87	10,06	6,19	7,97	6,41	8,22
Danimarca	11,04	22,45	9,68	25,85	8,85	24,80	8,80	24,75	7,93	23,65	7,93	23,65
Estonia	10,18	13,80	9,05	12,45	8,40	11,67	7,70	10,83	6,88	9,80	5,92	8,41
Finlandia	8,91	11,93	8,23	11,07	6,79	9,29	6,44	8,86	5,28	7,41	5,21	7,33
Francia	10,84	15,60	8,94	13,06	7,16	10,82	6,29	9,36	5,87	8,46	5,49	7,20
Germania	17,34	30,79	10,88	21,66	8,83	18,91	7,75	16,97	6,99	15,17	6,29	13,94
Grecia	15,27	21,83	12,47	17,99	10,30	14,06	8,72	12,08	7,77	10,72	5,80	7,69
Irlanda	18,15	22,10	15,64	18,20	13,32	15,38	11,36	12,80	10,11	11,22	9,04	10,20
Italia	18,06	32,17	13,14	23,31	11,21	19,73	10,30	17,56	9,19	14,76	8,22	12,54
Lettonia	14,50	17,54	12,37	14,96	11,39	13,78	10,55	12,75	10,49	12,69	9,86	11,93
Lituania	14,48	17,56	12,91	15,66	12,27	14,87	11,58	14,46	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Lussemburgo	15,15	17,37	11,10	12,23	9,49	10,53	7,13	7,78	6,07	6,52	n.d.	n.d.
Malta	29,00	30,45	20,00	21,00	18,00	18,90	16,00	16,80	15,00	15,75	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	11,48	14,08	9,80	15,18	8,09	11,52	7,40	10,27	6,93	8,94	6,85	8,51
Polonia	14,61	18,56	11,12	14,27	8,57	11,12	7,27	9,52	6,68	8,80	6,32	8,36
Portogallo	12,76	22,69	11,31	17,52	10,13	14,07	9,40	12,68	8,10	11,22	7,61	10,05
Regno Unito	15,03	18,63	12,78	16,04	11,40	14,06	10,50	12,90	10,43	12,77	10,22	12,54
Repubbl. Ceca	18,35	22,33	14,65	17,86	9,96	12,18	9,53	11,66	9,37	11,46	9,83	12,02
Romania	11,45	16,11	10,20	14,57	8,62	12,61	7,34	10,95	6,47	9,92	6,47	9,68
Slovacchia	19,91	24,43	14,82	18,32	12,33	15,33	11,22	14,00	10,07	12,62	10,13	12,68
Slovenia	12,68	18,54	10,80	14,55	8,32	11,57	7,38	10,32	6,60	9,20	6,27	8,80
Spagna	23,04	29,30	14,43	18,35	11,54	14,68	10,11	12,86	8,24	10,48	6,93	8,81
Svezia	14,74	18,50	8,73	10,99	7,70	9,70	6,76	8,51	6,01	7,59	5,34	6,74
Ungheria	10,64	14,16	10,12	13,50	9,09	12,20	8,86	11,91	9,01	12,10	8,85	11,88
Norvegia	7,63	11,41	7,80	11,61	7,67	11,45	6,02	9,39	4,86	7,94	4,17	7,08
Unione europea	15,49	23,22	11,35	17,57	9,36	14,78	8,38	13,20	7,55	11,73	6,98	10,69
Area euro	**15,88**	**25,01**	**11,35**	**18,59**	**9,27**	**15,60**	**8,26**	**13,88**	**7,30**	**12,05**	**6,61**	**10,75**

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

Come illustra la figura 1.16, in ben 13 dei 18 Paesi dell'Area euro il prezzo dell'energia a questa fascia di consumatori ha registrato un aumento o al più un'invarianza, mentre è diminuito in Belgio, in Italia e nei Paesi Bassi.

Tra le variazioni in aumento spiccano in particolare i rincari della Germania (+10,2%) e della Francia (+5,1%), oltre che quelli di alcuni Paesi del Nord e dell'Est europeo.

Sempre con riferimento alla stessa classe di consumo, considerando gli altri due Paesi con i quali normalmente ci confrontiamo, si osservano variazioni positive ma meno elevate per Spagna (+1,9%) e Regno Unito (+0,2%).

L'analisi dei corrispondenti prezzi al netto delle imposte per la classe e per i cinque grandi in esame, mostra tuttavia che, con l'eccezione del Regno Unito, l'incidenza delle componenti fiscali e degli oneri sui prezzi netti è cresciuta ovunque. Nella media dell'Area euro l'incremento è stato del 17,5%, essendo passata dal 58% al 68%. In Germania è salita del 22% (poiché è passata dal 93% nel 2012 al 114% nel 2013), in Francia è aumentata del 19% (dal 43% al 51%), in Italia è salita del 17% (dal 65% al 76%), mentre è cresciuta solo del 6,3% in Spagna (dal 26% al 27%). Nel Regno Unito, come detto, è invece diminuita dal 25% al 23%. Anche in questo caso, tuttavia, vale la pena sottolineare che in detto Paese i costi di alcuni dei programmi di supporto alle rinnovabili (soltanto il *Renewables Obligation Certificates* e l'*EU Emission Trading System*, nel caso dei clienti industriali) sono considerati quali "costi di base" e non vengono, quindi, enucleati come imposte o oneri parafiscali, bensì inclusi nel prezzo al netto delle imposte.

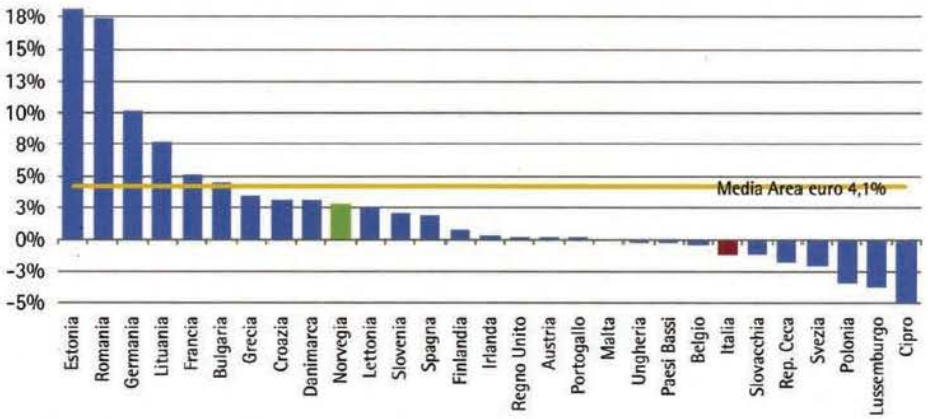


FIG. 1.16

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali

Variazione percentuale 2013-2012 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

La figura 1.17 mostra i livelli di prezzo per i clienti industriali nei principali Paesi europei per tutte le classi di consumo negli ultimi due anni.

Dalla figura risulta evidente quanto descritto finora circa il più alto livello dei prezzi finali dell'energia elettrica per le imprese italiane, paragonabili per entità solo a quelli tedeschi.

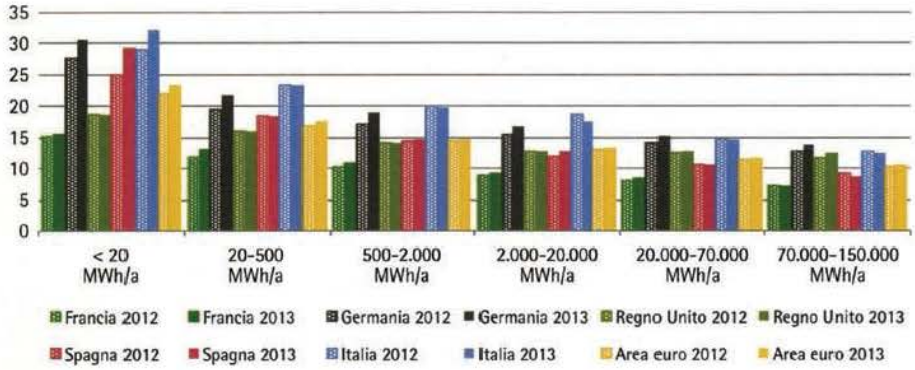
Vale tuttavia la pena di osservare che il differenziale con i prezzi lordi della Germania si riduce al crescere dei consumi e rispetto al 2012 è migliorato in tutte le classi. Nel 2013 esso è divenuto anzi negativo per le ultime due classi di consumo. In particolare per le imprese c.d. "energivore" (classe con consumi compresi tra 70 e 150 GWh/anno) il prezzo italiano al lordo delle imposte, che nel 2012 era sostanzialmente analogo a quello pagato dalle imprese tedesche di pari consumo, nel 2013 è divenuto più conveniente di 1,4 c€/kWh.

Diversa è invece la situazione al netto delle imposte, con i prezzi italiani ancora più alti, sebbene anche qui il differenziale risulta essersi ridotto da 2,5 a 1,9 c€/kWh rispetto al 2012.

FIG. 1.17

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali Paesi europei

Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

Prezzi del gas

Prezzi per le utenze domestiche

Nel 2013 i prezzi del gas naturale per i consumatori domestici italiani risultano più alti della media dei prezzi dell'Area euro, per tutte le classi di consumo, al netto e al lordo delle imposte, a eccezione del prezzo per la prima classe di consumo (< 525,36 m³/anno) (Tav. 1.14), che risulta inferiore del 6% al netto e del 4% al lordo delle imposte. Per la classe di consumo intermedia (525,36-5.253,6 m³/anno), i differenziali sono, rispettivamente, del +7% al netto e del +17% al lordo, mentre per la fascia di consumo più alta (> 5.253,6 m³/anno) essi risultano pari a +2% al netto e a +18% al lordo. Le differenze riportate appaiono in linea con quelle registrate lo scorso anno.

Come negli anni passati, si conferma in particolare, quindi, il maggior peso dell'incidenza del fisco sui consumatori di gas italiani rispetto agli altri Paesi europei.

Il peso della componente fiscale italiana sul prezzo netto è, infatti, decisamente il più elevato rispetto a quello osservato negli altri Paesi europei con un mercato dei gas di dimensione simile al nostro, vale a dire Germania, Francia, Spagna e Regno Unito. Se nella prima classe di consumo esso appare, comunque, meno distante dalla media dell'Area euro (33% contro il 30%), è nelle classi più elevate che assume valori decisamente fuori scala: nella classe intermedia, infatti, risulta del 50% e nella classe più elevata raggiunge il 62,5% contro una media, rispettivamente, del 21% e del 38% registrata negli altri quattro Paesi considerati e nell'Area euro.

TAV. 1.14

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2013

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/m³

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m³)					
	< 525,36		525,36-5.253,60		> 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	71,78	96,30	59,75	80,48	52,33	71,19
Belgio	76,14	96,16	55,31	70,18	50,78	64,17
Bulgaria	46,21	55,45	45,42	54,50	45,83	55,00
Croazia	39,86	49,83	39,46	49,34	39,31	49,14
Danimarca	51,96	118,52	51,96	118,52	51,96	118,52
Estonia	53,24	66,72	41,57	52,88	39,04	49,51
Francia	116,70	140,30	61,92	74,37	52,46	62,89
Germania	88,02	115,25	53,68	71,34	49,98	66,94
Grecia	53,24	66,72	41,57	52,88	39,04	49,51
Irlanda	71,04	84,78	60,47	72,75	56,34	67,99
Italia	85,85	114,15	62,64	94,14	52,48	85,27
Lettonia	65,24	81,20	42,31	53,38	42,07	53,11
Lituania	75,65	91,54	53,16	64,32	45,52	55,08
Lussemburgo	70,22	77,38	56,65	62,91	57,37	63,48
Paesi Bassi	87,52	130,60	52,04	87,65	48,98	83,85
Polonia	53,96	66,37	42,08	51,76	40,80	50,18
Portogallo	91,35	117,31	72,98	93,57	65,14	83,58
Regno Unito	69,12	72,57	56,31	59,13	50,54	53,06
Repubblica Ceca	81,86	99,05	53,15	64,31	50,98	61,68
Romania	16,60	31,44	16,53	31,27	16,32	30,59
Slovacchia	90,62	108,74	44,86	53,83	44,43	53,33
Slovenia	59,77	78,37	53,09	70,37	52,57	69,72
Spagna	84,91	105,74	68,51	85,88	58,59	73,89
Svezia	114,16	183,20	71,30	129,62	62,06	118,06
Ungheria	38,96	49,48	35,49	45,07	34,88	44,30
Unione europea(A)	81,20	101,59	55,52	71,93	49,66	65,59
Area euro	**91,63**	**119,18**	**58,32**	**80,29**	**51,56**	**72,98**

(A) I dati relativi a Cipro, Finlandia e Malta non sono disponibili e quindi non sono presenti nella tavola.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

Per la classe di consumo più bassa, il prezzo italiano comprensivo delle imposte si è mantenuto inferiore a quello francese, a quello tedesco e a quello dei Paesi dell'Area dell'euro, mentre è risultato un po' più elevato di quello spagnolo. Per le altre due classi di consumo, invece, i consumatori italiani risultano pagare, come nel 2012, più che in tutti gli altri grandi Paesi considerati (Fig. 1.19).

Il prezzo italiano al lordo delle imposte per un consumatore domestico appartenente alla seconda fascia di consumo è risultato tra quelli che, rispetto al 2012, hanno registrato una variazione piuttosto contenuta e inferiore (di poco) alla crescita

media europea, oltre che nettamente minore a quella dell'analogo prezzo in Francia, in Spagna e in Germania (Fig. 1.18).

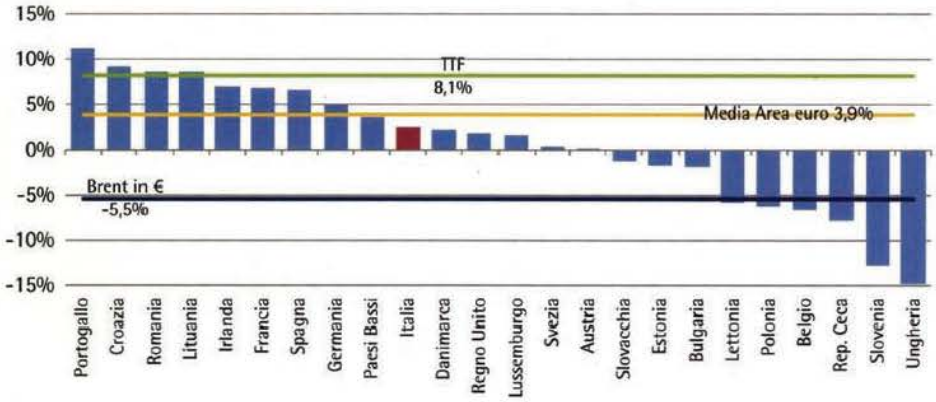
Ma, come si è appena visto, ciò non è bastato a riportare la quotazione nazionale in linea con quella dei Paesi europei con un mercato dei gas di dimensione simile al nostro.

La figura riporta, a titolo di confronto, anche la dinamica tra il 2012 e il 2013 del prezzo del Brent espresso in euro e del gas al TTF. Si rileva come, rispetto allo scorso anno, i prezzi del gas per uso domestico abbiano avuto un andamento meno in linea con il mercato all'ingrosso, con variazioni nella gran parte dei casi inferiori. La variazione dei prezzi medi finali dell'Area euro si mostra, comunque, più vicina a quella del TTF che a quella del Brent, al netto di possibili variazioni significative dell'imposizione fiscale in alcuni Paesi.

FIG. 1.18

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici

Variazione percentuale 2013-2012 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 525,36 e 5.253,60 m³

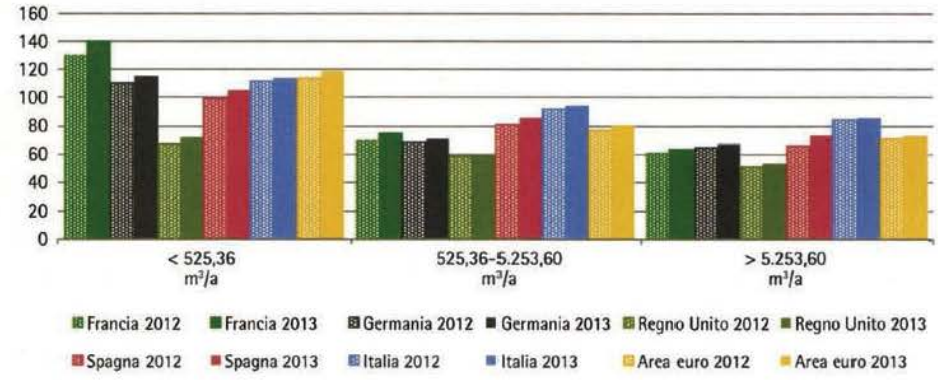


Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

FIG. 1.19

Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali Paesi europei

Prezzi al lordo delle imposte; c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze industriali

Come in passato, anche nel 2013 le imprese italiane con i consumi più bassi hanno pagato il gas più che nella media dei Paesi dell'Area euro, mentre quelle con i consumi più elevati lo hanno pagato a prezzi più convenienti (Tav. 1.15).

TAV. 1.15

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2013

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/m³

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m³)									
	< 26		26-263		263-2.627		2.627-26.268		26.268-105.072	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	52,99	74,48	43,46	63,10	36,70	54,91	31,45	48,16	28,70	43,53
Belgio	53,56	66,96	45,80	56,95	37,80	46,69	30,91	38,05	28,72	37,97
Bulgaria	41,30	49,80	39,28	47,37	37,33	45,02	33,98	40,94	32,98	39,61
Croazia	50,13	63,04	48,81	61,38	46,35	58,28	41,04	51,46	n.d.	n.d.
Danimarca	51,96	118,52	51,96	118,52	39,80	98,54	38,60	97,04	n.d.	n.d.
Estonia	40,18	50,99	38,91	49,43	36,66	46,25	35,71	44,33	35,65	43,99
Finlandia	n.d.	n.d.	47,15	71,99	39,48	62,49	39,27	62,22	35,94	58,09
Francia	63,18	77,62	51,32	62,32	40,87	49,60	33,46	39,27	31,25	35,86
Germania	50,71	65,42	50,73	65,46	46,33	60,21	35,48	47,28	30,74	41,65
Grecia	50,94	64,30	51,62	64,85	49,13	61,82	44,03	56,21	37,54	46,03
Irlanda	52,95	64,51	45,17	56,23	43,70	52,44	36,24	39,52	n.d.	n.d.
Italia	56,65	82,38	48,73	67,48	38,64	47,00	34,60	38,39	34,11	37,12
Lettonia	42,39	53,46	40,79	51,56	37,61	47,71	35,85	45,57	34,28	43,67
Lituania	50,15	60,68	45,30	54,82	44,88	54,30	44,46	53,80	n.d.	n.d.
Lussemburgo	58,23	62,93	57,81	61,94	50,23	53,81	40,30	42,96	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	47,45	82,08	40,98	74,84	32,26	48,80	30,46	40,24	29,08	37,06
Polonia	43,43	53,58	43,94	54,21	38,33	47,26	34,12	42,05	31,47	38,71
Portogallo	70,92	91,56	58,06	73,40	43,59	54,55	38,15	47,03	35,82	44,24
Regno Unito	51,74	64,02	39,07	48,77	35,97	45,01	31,92	39,63	28,17	34,43
Repubblica Ceca	46,44	57,70	37,16	46,47	34,05	42,71	31,27	39,35	30,28	38,15
Romania	24,71	41,35	24,07	40,34	21,91	37,25	20,20	32,16	19,38	29,07
Slovacchia	52,10	64,18	43,44	53,79	38,56	47,95	35,84	44,67	31,20	39,12
Slovenia	52,92	70,12	49,13	65,54	46,10	61,90	37,76	51,83	n.d.	n.d.
Spagna	54,40	66,51	49,09	60,09	39,92	48,99	35,75	43,93	34,00	41,82
Svezia	69,70	127,62	57,74	112,67	48,42	101,02	41,09	91,86	40,27	90,83
Ungheria	44,15	58,51	56,20	73,66	45,31	59,91	41,23	54,59	38,30	51,05
Unione europea[A]	52,23	69,29	46,52	61,73	39,76	51,58	33,79	43,21	30,91	39,14
Area euro	**54,31**	**72,03**	**48,75**	**64,45**	**41,15**	**52,74**	**34,40**	**43,27**	**31,60**	**39,82**

(A) I dati relativi a Cipro e a Malta non sono disponibili e quindi non sono presenti nella tavola.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

I prezzi del gas naturale al lordo delle imposte per i consumatori industriali sono risultati, infatti, superiori ai rispettivi prezzi medi praticati nell'Unione europea per consumi fino a 263.000 m^3 e inferiori alla media europea nel caso di consumi maggiori di tale valore. Al pari del settore elettrico, le imprese italiane con ridotti consumi energetici – in questo caso di gas – pagano prezzi che comprendono oneri fiscali più elevati che in Europa. Infatti, l'incidenza della tassazione sui prezzi netti nelle prime due classi di consumo in Italia è pari al 45,4% e al 38,5%, mentre nella media dei Paesi dell'Area euro risulta intorno al 32% per entrambe le fasce di consumo. Non a caso le differenze di costo italiane con il resto d'Europa, pari al 19% nella prima classe di consumo e al 9% nella seconda, si riducono rispettivamente all'8% e al 5% se si considerano i prezzi al netto delle imposte.

Al contrario, i forti consumatori di gas in molti Paesi europei sono penalizzati da elevati livelli di tassazione, tali da rendere i loro prezzi lordi superiori a quelli italiani, mentre i prezzi al netto delle imposte italiani risultano via via meno convenienti (fino a diventare più alti di quelli europei) al crescere dei livelli di consumo.

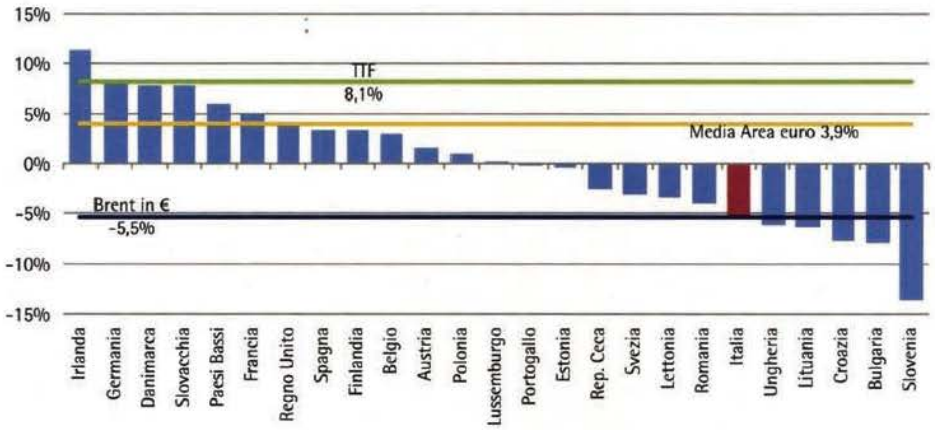
Con riferimento alla classe di consumo 2,63-26,27 M(m^3)/anno, Danimarca, Svezia, Finlandia, Grecia, Ungheria, Germania, Portogallo e Spagna, nonché alcuni Paesi dell'Europa orientale evidenziano prezzi lordi superiori alla media europea, mentre Irlanda, Regno Unito, Francia, Belgio, Paesi Bassi e altre cinque nazioni si collocano, insieme con l'Italia, su livelli relativamente inferiori. In conseguenza della riduzione dei prezzi netti interni per la medesima categoria di consumo, contrapposta all'aumento della media dell'Unione europea, inoltre, nel 2013 il differenziale dei prezzi italiani si è ridotto da 3,4 a 0,8 c€/m^3, rispetto alla media europea, e da 3,1 a 0,2 c€/m^3, rispetto alla media dei Paesi che adottano la moneta unica (Area euro).

La relazione si inverte se consideriamo i prezzi lordi, in particolare, sempre per la stessa categoria di consumo, si evidenzia un divario dell'11%, in favore dei prezzi interni, con anche qui un ampliamento della maggiore convenienza italiana rispetto al 2012, quando lo stesso differenziale si attestava al 3%.

Rispetto al 2012, sempre con riferimento a consumi compresi tra 2,63 e 26,27 M(m^3)/anno, i prezzi finali al lordo delle imposte evidenziano in Italia un calo del 5,2%, decisamente in controtendenza rispetto all'Unione europea, dove lo stesso prezzo è cresciuto del 3,9% (Fig. 1.20).

Una significativa crescita dei prezzi del gas naturale si è manifestata, infatti, in molti Paesi, tra i quali spiccano gli aumenti di Irlanda (+11,5%), Germania (+8,2%), Paesi Bassi (+5,9%), Francia (+5%), Regno Unito (+4%), Spagna (+3.4%), oltre che in altri Paesi minori.

Il confronto con i principali Paesi europei (Fig. 1.21) ribadisce quanto detto finora: i prezzi italiani sono più alti per le prime due classi di consumo, ma si attestano su valori più competitivi per le classi di consumo più elevate. In particolare, i prezzi interni risultano più convenienti a partire dalla seconda fascia di consumo rispetto alla Germania e a partire dalla terza classe di consumo nei confronti di Francia e Spagna. Restano invece sempre più cari in confronto al Regno Unito, eccetto che per la classe compresa tra 2.627 e 26.268 M(m^3)/a.

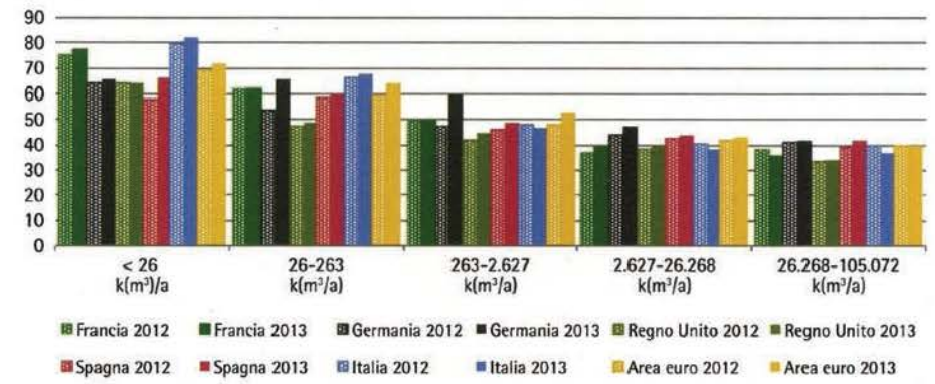


Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

FIG. 1.20

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali

Variazione percentuale 2013-2012 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2,63 e 26,27 M(m³)



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

FIG. 1.21

Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali Paesi europei

Prezzi al lordo delle imposte; c€/m³

Domanda e offerta di energia in Italia

Nel 2013 il PIL nazionale è sceso dell'1,9% e a tale riduzione è corrisposto un calo del 3,0% nel consumo di energia primaria e del 3,9% negli usi finali. Questa riduzione ha colpito tutti i settori d'uso seppure in modo diverso: si va dal -0,7% degli usi civili al -6,4% degli usi industriali e al -0,9% dei consumi nei trasporti. In quest'ultimo settore si nota un aumento del 6% nell'uso del gas naturale. Passando all'esame dell'utilizzo delle fonti, si osserva un calo generalizzato di quelle fossili, con una riduzione maggiore in termini percentuali del carbone (-12,2%), seguito dal gas (-6,5%) e dal petrolio (-5,2%). Di contro, si è confermato l'incremento delle energie rinnovabili (+15,8%), che hanno coperto il 15,2% del consumo interno lordo.

I dati preliminari per il 2013, relativi alla potenza elettrica istallata da rinnovabili, in Italia mostrano un rallentamento della potenza efficiente lorda con un incremento di 2,135 GW contro i 5,948 GW del 2012 e gli 11,115 GW del 2011. In particolare, la potenza da impianti solari è aumentata di 1,48 GW e quella da impianti eolici di 0,38 GW. Per quanto riguarda la produzione lorda da rinnovabili, nel 2013 si è avuto un notevole aumento da 92,2 a 108,5 TWh, dovuto per quasi il 60% alla quota idraulica. L'eolica ha raggiunto i 15 TWh (+1,6 TWh) e il solare ha prodotto circa 22,4 TWh (+3,5 TWh). Per quanto riguarda l'effetto che le energie rinnovabili hanno sul consumo di gas per usi termoelettrici, è utile considerare la somma dei quantitativi di gas e di fonti rinnovabili trasformati in energia elettrica: tale somma è pari a 42,136 Mtep nel 2013, contro 42,373 nel 2012 e 42,798 nel 2011. Nel triennio il gas ha, quindi, mantenuto il suo ruolo di bilanciamento delle variazioni di produzione delle rinnovabili elettriche.

Sempre con riferimento alla produzione di energia elettrica, l'effetto combinato della crisi economica e dell'aumento del ruolo delle energie rinnovabili ha penalizzato pesantemente l'utilizzo delle fonti fossili (-12%). Si segnala in particolare il minor utilizzo di carbone (-12%) dopo anni di aumento. A livello degli usi finali, la fonte fossile che ha subito la maggiore riduzione in valore assoluto è stata quella petrolifera, che ha visto ridurre i consumi di 2,4 Mtep. In generale è proseguita la riduzione dei consumi di benzina e gasolio ed è aumentato del 3,8% il consumo di GPL. Nell'autotrazione l'alimentazione a gasolio si conferma come preferita con il 54% delle immatricolazioni di auto nuove. Per quanto riguarda l'andamento dei parametri di intensità energetica, essendosi i consumi di energia primaria e di energia elettrica ridotti più del PIL, i due indicatori rappresentati nella figura 1.22 hanno assunto valori inferiori rispetto all'anno precedente. Relativamente all'incidenza dell'energia elettrica sugli impegni finali, si osserva una sensibile riduzione (Fig. 1.23). Dal lato della produzione interna di energia, si nota che vi sono stati una diminuzione per il carbone e il gas e un leggero aumento per il petrolio. È quindi stato solo il forte aumento della produzione di energie rinnovabili a riequilibrare la disponibilità, con un miglioramento complessivo del 9,1%, così che risulta ulteriormente ridotto, con l'aiuto della diminuzione del consumo interno lordo di energia, il coefficiente di dipendenza energetica dall'estero, passato dal 78,7% del 2012 al 76,1% dell'anno scorso.

TAV. 1.16

Bilancio energetico nazionale nel 2012 e nel 2013

Mtep

		SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA(A)	TOTALE
	ANNO 2013						
1	Produzione	0,57	6,33	5,50	28,54	0,00	40,95
2	Importazione	13,75	50,75	78,25	2,29	9,75	154,80
3	Esportazione	0,19	0,19	24,91	0,05	0,48	25,81
4	Variazione delle scorte	- 0,49	- 0,49	- 0,13	0,00	0,00	- 1,10
5	Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	14,62	57,38	58,97	30,78	9,27	171,04
6	Consumi e perdite del settore energetico	- 0,15	- 1,53	- 4,02	- 0,01	- 41,58	- 47,30
7	Trasformazione in energia elettrica	- 11,29	- 17,67	- 3,02	- 24,47	56,44	0,00
8	Totale impieghi finali (5+6+7)	3,18	38,18	51,93	6,31	24,14	123,74
	- industria	3,09	11,95	3,85	0,03	9,34	28,26
	- trasporti	0,00	0,80	35,18	1,31	0,91	38,21
	- usi civili	0,00	24,86	3,35	4,97	13,38	46,56
	- agricoltura	0,00	0,12	2,11	0,00	0,50	2,74
	- sintesi chimica	0,09	0,45	5,00	0,00	0,00	5,53
	- bunkeraggi	0,00	0,00	2,44	0,00	0,00	2,44
	ANNO 2012						
1	Produzione	0,65	7,05	5,40	24,45	0,00	37,55
2	Importazione	15,53	55,47	85,44	2,17	9,99	168,62
3	Esportazione	0,24	0,11	29,57	0,06	0,51	30,48
4	Variazione delle scorte	-0,70	1,05	-0,93	- 0,03	0,00	-0,62
5	Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	16,64	61,36	62,23	26,59	9,48	176,31
6	Consumi e perdite del settore energetico	-0,17	-1,62	-4,67	-0,01	-41,97	-48,44
7	Trasformazione in energia elettrica	-12,42	-20,72	-3,21	-21,66	58,00	0,00
8	Totale impieghi finali (5+6+7)	4,05	39,02	54,35	4,92	25,52	127,86
	- industria	3,96	12,28	4,13	0,03	9,80	30,19
	- trasporti	0,00	0,76	35,60	1,27	0,92	38,56
	- usi civili	0,00	25,39	3,58	3,62	14,29	46,89
	- agricoltura	0,00	0,13	2,13	0,04	0,50	2,78
	- sintesi chimica	0,09	0,46	5,93	0,00	0,00	6,48
	- bunkeraggi	0,00	0,00	2,96	0,00	0,00	2,96

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 1.17

Andamento dei principali indicatori economici ed energetici nazionali dal 2007 al 2013

Dati energetici in milioni di tep

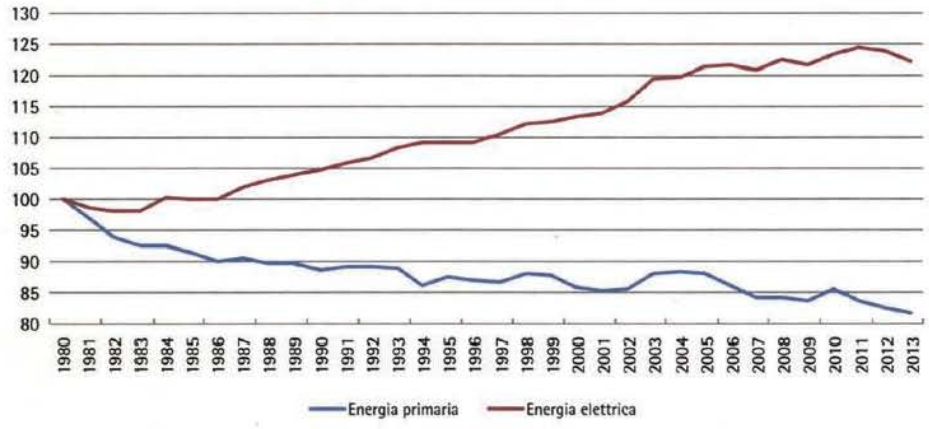
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Fabbisogno di energia primaria	194,2	191,3	180,3	187,8	184,2	176,3	171,0
Produzione di energia primaria	28,0	29,7	30,3	33,9	35,5	37,5	40,9
Fonti fossili	14,4	13,3	11,4	12,7	12,9	13,3	12,4
Energia rinnovabile	13,6	16,3	18,9	21,1	22,6	24,4	28,5
Importazioni di fonti fossili	185,7	181,5	163,7	173,3	163,1	156,5	142,8
Carbone	16,8	16,8	12,7	14,6	15,5	15,5	13,8
Petrolio	107,8	101,7	94,3	97,0	89,9	85,5	78,3
Gas naturale	61,0	63,0	56,7	61,7	57,6	55,5	50,7
Impieghi finali	143,2	141,1	132,7	138,6	134,9	127,9	123,8
Industria	48,1	45,2	37,2	40,5	39,6	36,7	33,8
Usi civili	43,3	45,3	46,4	49,1	46,5	46,9	46,6
Trasporti	44,9	43,7	42,5	42,4	42,5	38,6	38,2
Altri settori	6,9	7,0	6,7	6,5	6,4	5,7	5,2
Input primario alla generazione elettrica	59,2	59,7	55,4	57,4	57,9	58,0	56,4
Crescita annua del PIL a prezzi costanti (%)	1,5	-1,3	-5,2	1,8	0,4	-2,4	- 1,9
Crescita del consumo di energia primaria (%)	-1,0	-1,5	-5,7	4,1	-1,9	-3,5	- 3,0
Rapporto energia/PIL (1980=100)							
Energia primaria	84,3	84,1	83,7	85,6	83,6	82,7	81,7
Elettricità	120,8	122,4	121,7	123,3	124,4	123,9	122,2

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat e del Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 1.22

Intensità energetica del PIL dal 1980

Numeri indice 1980=100



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat e del Ministero dello sviluppo economico.

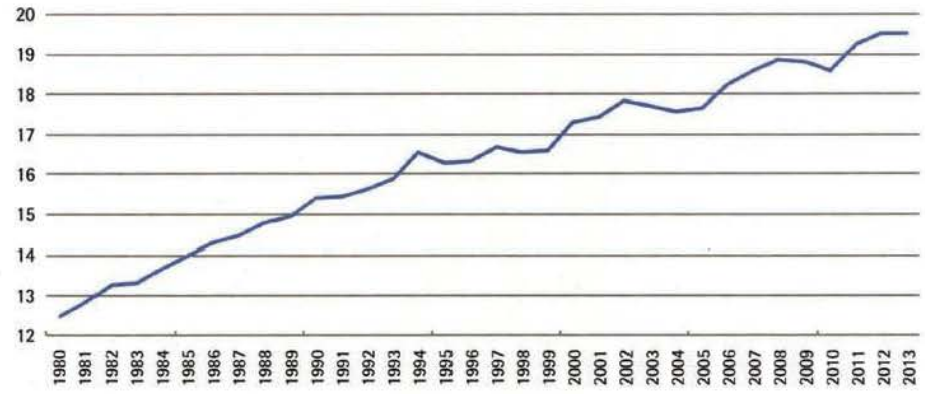


FIG. 1.23

Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1980

Valori percentuali

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat e del Ministero dello sviluppo economico.

2.
Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2013

I dati provvisori diffusi da Terna mostrano come, nel 2013, i consumi di energia elettrica siano diminuiti del 3,4%, passando dai 307 TWh del 2012 ai quasi 297 TWh del 2013. Come già descritto nel Capitolo 1 di questo volume, la riduzione dei consumi si è rivelata ben maggiore della diminuzione del PIL, che nello stesso periodo ha registrato una contrazione dell'1,9%.

La tavola 2.1 mostra la produzione e gli impieghi di energia elettrica negli ultimi due anni, evidenziando come, anche nel 2013, la produzione netta abbia coperto l'87,5% del fabbisogno nazionale con i 44,3 TWh di importazioni che hanno consentito di coprire la restante parte della domanda. In diminuzione del 5,5% sono anche le esportazioni, che quest'anno si sono fermate a 2.178 GWh. Un'analisi dei dati relativi agli impieghi consente di evidenziare come i consumi si siano ridotti in tutti i settori, in particolare nel comparto industriale (-4,7%), ma anche nel settore domestico (-4,3%). Il bilancio dell'energia elettrica presentato nella tavola 2.2 è costruito a partire dai dati raccolti presso gli operatori nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati; esso offre una sintetica visione d'insieme del settore, fornendo informazioni sul contributo dei vari gruppi industriali, ma – come sempre – per una trattazione più dettagliata dei vari aspetti si rimanda alla lettura del seguito del Capitolo.

Ai fini della redazione del bilancio, i dati relativi ai produttori e agli autoproduttori, ai venditori all'ingrosso e/o al dettaglio sono stati suddivisi in gruppi e classificati sulla base delle vendite al mercato finale (che comprende i tre segmenti: libero, tutelato e salvaguardia). L'appartenenza a un gruppo societario è dichiarata da ciascuna impresa presso l'Anagrafica operatori, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08; quando un soggetto dichiara di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerato come gruppo a sé[1].

I valori riferiti alla produzione nazionale rappresentano circa il 93% dei valori provvisori pubblicati da Terna, mentre quelli relativi ai consumi finali sono pari a circa il 95% del totale dei consumi sempre di fonte Terna. Come di consueto, comunque, anche i dati presentati in questo bilancio sono da ritenersi provvisori.

1 Si precisa che con la delibera 25 ottobre 2012, 443/2012/A, l'Autorità ha fissato i criteri per l'iscrizione dei produttori elettrici all'Anagrafica operatori, determinando l'esonero da questo obbligo, e da altri a esso connessi, per i piccoli produttori elettrici con una potenza complessiva inferiore o uguale a 100 kW, che non svolgono altre attività nei settori di competenza dell'Autorità e già registrati presso il sistema GAUDÌ di Terna. Questa fattispecie di soggetti non è tenuta all'invio dei dati nell'ambito dell'Indagine annuale, pertanto i dati relativi alla produzione elettrica non includono l'energia da essi generata.

TAV. 2.1

Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2012 e nel 2013
GWh

	2012	2013(A)	VARIAZIONE %
Produzione lorda	299.276	287.830	-3,8
Servizi ausiliari	11.470	10.450	-8,9
Produzione netta	287.806	277.380	-3,6
Ricevuta da fornitori esteri	45.408	44.331	-2,4
Ceduta a clienti esteri	2.304	2.178	-5,5
Destinata ai pompaggi	2.689	2.389	-11,2
Disponibilità per il consumo	328.220	317.144	-3,4
Perdite	21.000	20.394	-2,9
Consumi al netto delle perdite	307.220	296.750	-3,4
Agricoltura	5.924	5.800	-2,1
Industria	130.801	124.700	-4,7
Terziario	101.038	99.800	-1,2
Domestico	69.457	66.450	-4,3

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati provvisori di Terna.

È opportuno precisare, inoltre, che nel bilancio degli operatori è presente una classe denominata "Senza vendite" in cui sono compresi tutti quei gruppi che, pur non svolgendo l'attività di vendita al mercato finale, sono comunque attivi nell'attività di produzione di energia elettrica. In particolare, in questa classe ricadono gli autoproduttori, visto che il 66% degli autoconsumi (e delle vendite a clienti finali non allacciati alle reti di distribuzione) è attribuito ai gruppi appartenenti a questa categoria.

Nel 2013 i tre gruppi principali sono Enel, Edison ed Eni, che vendono, rispettivamente, 89,9 TWh, 18,7 TWh e 10,4 TWh al mercato finale; rispetto al 2012, dunque, è il gruppo Eni a essere passato tra i gruppi di maggiore rilevanza a scapito del gruppo Acea che, in termini di vendite finali, è il quarto gruppo nazionale con 9,9 TWh di vendite.

Oltre ad Acea, nella classe degli operatori più grandi (cioè quella dei gruppi che hanno venduto tra 5 e 10 TWh di energia elettrica al mercato finale) sono presenti sette gruppi societari: Hera, Green Network Luce & Gas, A2A, Sorgenia, Axpo Group, E.On e Gala. I due gruppi entrati in questa classe nel 2013 e non presenti nel 2012 sono Axpo Group e Gala, che hanno guadagnato mercato rispetto all'anno precedente.

Nella classe 1-5 TWh sono presenti anche quest'anno 21 gruppi con vendite finali complessive che vanno dai 4,9 TWh di Iren all'1,2 TWh del gruppo Duferco, mentre la classe 0,5-1 TWh comprende 15 gruppi che mediamente vendono circa 700 GWh al mercato finale.

I gruppi ricadenti nella classe 0,1-0,5 TWh sono 42, con vendite medie di quasi 250 GWh. Infine, la classe dei venditori più piccoli, che hanno vendite inferiori ai 100 GWh, include 243 gruppi che vendono mediamente 14,7 GWh (con alcuni soggetti che vendono quasi 100 GWh e ben 166 che non arrivano a 10 GWh di energia venduta) per un totale di 3,6 TWh, a dimostrazione della costante crescita del numero di venditori che lavorano in particolare nel mercato libero, aspetto di cui si tratterà più diffusamente nel resto del Capitolo.

Relativamente alle vendite finali, la quota di vendite ai clienti domestici è complessivamente pari al 23%. Questa quota appare particolarmente significativa per Enel, che al mercato domestico destina la metà delle proprie vendite, e per Eni, che a questa categoria di clienti riserva il 20% dell'energia complessivamente venduta a clienti finali. Anche per i gruppi di più piccola dimensione le vendite alla clientela domestica sono particolarmente significative, essendo pari a 0,8 TWh, cioè a circa il 22% del totale venduto; ciò accade perché in questa categoria di soggetti rientrano anche numerosi venditori del servizio di maggior tutela. Non a caso, sono proprio

questi stessi gruppi quelli in cui è più significativa la quota di vendite a clienti finali non domestici in bassa tensione: per Enel questa quota è pari al 72%, mentre per la classe dei gruppi con vendite inferiori a 100 GWh la quota arriva al 53,3% delle vendite ai clienti non domestici.

Le vendite ai grandi clienti industriali in alta e altissima tensione sono, invece, piuttosto significative per Edison (24,1%), per Eni (26,2%) e per i gruppi con vendite tra 5 e 10 TWh (23,6%). Questi ultimi, insieme con i gruppi con vendite tra 1 e 5 TWh, risultano peraltro molto specializzati nelle vendite ai clienti industriali medio-grandi connessi in media e alta e altissima tensione, dove arrivano a coprire oltre il 60% delle vendite complessive.

TAV. 2.2

Bilancio dell'energia elettrica 2013

TWh; valori riferiti ai gruppi industriali

	GRUPPO ENEL	GRUPPO EDISON	GRUPPO ENI	5-10 TWh	1-5 TWh	0,5 -1 TWh	0,1 -0,5 TWh	0-0,1 TWh	SENZA VENDITE	TOTALE
Produzione nazionale lorda	72,7	17,2	24,5	19,8	25,5	2,4	0,2	3,3	102,6	268,1
Produzione nazionale netta	68,6	16,7	23,7	19,0	25,0	2,3	0,1	3,2	97,9	256,6
Energia destinata ai pompaggi	2,3	0,0	-	0,0	0,0	-	-	0,0	-	2,4
Importazioni[A]										44,3
Esportazioni[A]										2,2
Perdite di rete[B]	5,6	1,3	1,9	1,5	2,0	0,2	0,0	0,2	7,6	20,4
Autoconsumi + vendite a clienti finali non allacciati alla rete di distribuzione	0,0	0,6	3,7	0,2	3,0	0,1	0,0	0,3	15,6	23,5
Vendite finali	89,9	18,7	10,4	57,1	56,5	10,9	10,4	3,6	-	257,5
Mercato libero	33,5	18,7	10,4	49,6	53,7	10,8	9,8	2,7	-	189,2
Domestico	8,5	1,7	2,1	1,9	1,8	0,1	0,4	0,3	-	16,9
Non domestico	25,1	17,0	8,4	47,7	51,9	10,6	9,4	2,4	-	172,4
- Bassa tensione	13,5	3,6	1,9	11,2	13,7	2,4	3,7	1,1	-	51,1
- Media tensione	8,1	9,3	4,3	24,4	31,6	7,2	5,2	1,1	-	91,2
- Alta e altissima tensione	3,4	4,1	2,2	12,1	6,6	1,0	0,5	0,2	-	30,0
Maggior tutela	54,7	-	-	5,6	1,9	0,1	0,6	0,9	-	63,8
Domestico	37,0	-	-	3,4	1,2	0,1	0,4	0,5	-	42,7
Non domestico	17,7	-	-	2,1	0,7	0,0	0,2	0,4	-	21,2
Salvaguardia	1,7	-	-	1,9	0,9	-	-	0,0	-	4,4
- Bassa tensione	0,6	-	-	0,6	0,3	-	-	0,0	-	1,6
- Media tensione	1,0	-	-	1,2	0,5	-	-	0,0	-	2,7
- Alta e altissima tensione	0,0	-	-	0,1	0,0	-	-	-	-	0,1

(A) Le importazioni e le esportazioni sono di fonte Terna.
(B) Consumi e perdite di rete stimati.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Nel 2013 la produzione nazionale lorda è risultata di 287 TWh[2], in diminuzione del 3,8% rispetto allo scorso anno. Essa registra dunque un calo per il secondo anno consecutivo, il più forte dalla crisi del 2008-2009, dopo il -1% del 2012.

In particolare, nel 2013 la produzione termoelettrica ha segnato un crollo del -13%, corrispondente alla drastica riduzione della produzione di energia elettrica da gas naturale (-15%), ma anche, per la prima volta dal 2008, alla discesa della produzione da carbone (-7%). Continua pure il calo della produzione da prodotti petroliferi (-13%), ormai ridotta a una quota del 2% sulla produzione totale (a titolo di confronto, 15 anni fa tale quota era del 40%). Nel caso della produzione da gas, la rispettiva quota si è attestata al 38% nel 2013, contro il 43% del 2012 e il 50% di cinque anni fa.

In un contesto di sensibile riduzione della produzione complessiva, la crescita della produzione elettrica da fonte rinnovabile si mantiene sostenuta (+17% tra il 2012 e il 2013), in virtù dell'incremento della generazione eolica (+12%), fotovoltaica (+19%) e da biomassa e rifiuti (+12%), ma soprattutto per il notevole contributo, tra il 2012 e il 2013, della produzione idroelettrica (+21%). Gli ultimi incrementi annuali dell'eolico e del fotovoltaico appaiono sensibilmente inferiori rispetto allo scorso anno (quando avevano registrato, rispettivamente, un +36% e un +75%), ma hanno concorso a mantenere la produzione da queste due fonti, rispettivamente, al 14% e al 20% della produzione nazionale rinnovabile.

TAV. 2.3

Produzione lorda per fonte 2009-2013
GWh

FONTE	2009	2010	2011	2012	2013(A)
Produzione termoelettrica	219.081	221.808	217.674	205.075	177.540
Solidi	39.745	39.734	44.726	49.141	45.812
Gas naturale	147.270	152.737	144.539	129.058	109.990
Prodotti petroliferi	15.878	9.908	8.474	7.023	6.110
Altri	16.188	19.429	19.935	19.852	15.628
Produzione da fonti rinnovabili	73.561	80.254	84.896	94.201	110.290
Idroelettrico	53.443	54.407	47.757	43.854	53.240
Eolico	6.543	9.126	9.856	13.407	15.000
Fotovoltaico	677	1.906	10.796	18.862	22.400
Geotermico	5.342	5.376	5.654	5.592	5.650
Biomassa e rifiuti	7.557	9.440	10.832	12.487	14.000
PRODUZIONE TOTALE	292.642	302.062	302.570	299.276	287.230

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Terna.

2 Dato provvisorio di Terna.

Le due fonti rappresentano, nel 2013, oltre il 13% della produzione nazionale lorda, le rinnovabili nel complesso il 38%, lasciando alla produzione termoelettrica la restante quota del 62% (era il 68,5% nel 2012) (Tav. 2.3). Da soli, gas e rinnovabili assicurano il 76% della produzione.
La tavola 2.4 mostra la potenza lorda e netta in Italia, presente al 2013, per anno di entrata in esercizio degli impianti; evidenzia inoltre l'aumento esponenziale delle rinnovabili (escluso idroelettrico), passate da una quota sulla nuova potenza complessiva di appena il 5% fino all'anno 2000, all'attuale 75%. La tavola indica come, sebbene per un ammontare limitato, vi sia stato l'ingresso di nuova potenza termoelettrica anche dopo il 2010 e dopo la forte crescita di questa fonte nel decennio precedente.

TAV. 2.4

Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti
GW

	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMOELETTRICA	TOTALE
Potenza lorda	22,3	21,0	72,9	116,3
Potenza netta	22,1	20,6	69,9	112,3
- di cui:				
fino al 1975	12,5	0,0	7,7	20,2
dal 1975 al 1990	3,6	0,0	7,6	11,3
dal 1991 al 2000	2,2	1,0	16,0	19,1
dal 2001 al 2010	3,0	7,4	35,0	45,3
dopo il 2010	1,0	12,3	3,2	16,4

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.5 riporta per le due fonti, termica e rinnovabile, il numero dei produttori, la potenza disponibile e la generazione nel 2013. Si segnala che nel numero dei produttori non sono inclusi gli operatori per i quali non vige l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, ai sensi della delibera 443/2012/A, e che non hanno risposto all'Indagine annuale alla data di chiusura della presente *Relazione Annuale*. La tavola mostra come gli operatori ai quali corrisponde la quota maggiore di capacità (156 soggetti) dispongano di potenza sia termoelettrica, sia rinnovabile. Per poco più della metà di essi, che però coprono oltre il 90% della capacità mista complessiva, la fonte rinnovabile incide per una quota inferiore al 30% della loro potenza lorda.

TAV. 2.5

Produttori, impianti e generazione nel 2013 per fonte

FONTE	NUMERO PRODUTTORI	POTENZA LORDA (MW)	GENERAZIONE LORDA (TWh)
Termoelettrica	308	17.595	53,4
di cui < 1 MW	61	30	0,1
Rinnovabile	10.266	27.231	71,5
di cui < 1 MW	7.980	3.602	7,9
Mista	156	71.453	143,2
di cui < 1 MW	31	13	0,0
TOTALE	10.730	116.279	268,1

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Guardando al contributo dei principali gruppi alla generazione lorda nel 2012 e nel 2013 (Fig. 2.1), si rileva come, dopo anni di costante diminuzione, la quota di Enel sulla produzione elettrica si sia attestata a un valore pari a quello dell'anno precedente (25,2% contro il 25,1% del 2012). Tra i grandi operatori, mantengono una quota stazionaria o in leggero aumento anche A2A (3,1%) ed Erg (3,1%). Un aumento più significativo della relativa quota è registrato da Iren, che passa dal 2,2% del 2012 al 3,1% del 2013. In calo, invece, Eni (dal 9,4% del 2012 all'8,5 % del 2013) ed Edison (dal 7,1% al 6%). La quota degli altri produttori di minore dimensione passa dal 32% al 35%, confermando una tendenza all'aumento registrata già dal 2000.

L'indice di Herfindahal-Hirschman sulla generazione lorda risulta, comunque, in diminuzione per l'ennesimo anno, con un valore di 830 per il 2013 (era circa 860 nel 2012). La potenza termoelettrica lorda istallata dai primi tre operatori copre il 52% della capacità istallata, in leggero calo rispetto al 2012 (53%).

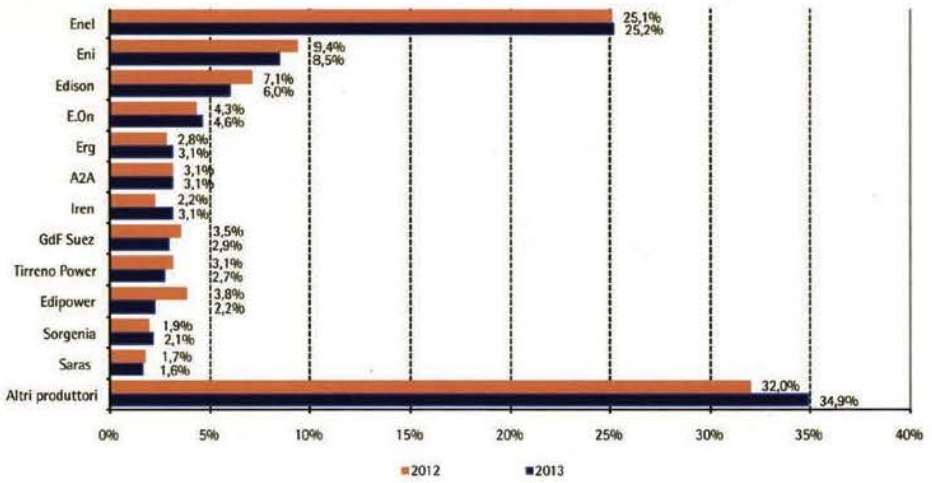
Le dinamiche relative alla generazione lorda possono anche essere lette alla luce delle principali variazioni societarie registrate nel 2013. In particolare, alla fine del 2013 Edipower ha visto una ricomposizione societaria per la quale Iren Energia è uscita dal capitale sociale. Le sue quote sono state redistribuite tra i restanti soci, portando la quota di A2A dal 56% al 71%. Iren Energia ha comunque acquisito una serie di impianti di Edipower. A2A Ambiente ha inoltre incorporato Partenope Ambiente (100% A2A), l'impresa che dall'1 febbraio 2013 aveva rilevato l'attività del termovalorizzatore di Acerra dal Dipartimento della protezione civile.

Guardando alla composizione delle quote del capitale sociale, i dati provvisori relativi alla composizione societaria degli operatori evidenziano la prevalenza di persone fisiche (58,6%), seguite da società diverse (25,4%), mentre la quota degli enti pubblici è del 7% e quella delle imprese energetiche nazionali è del 4,2%. Il 79,5% delle quote di capitale è in mano a soci di provenienza nazionale, del resto quasi il 18% è di provenienza tedesca[3].

FIG. 2.1

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda

Confronto 2012-2013; dati in percentuale



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 2.2 mette a confronto, per i principali operatori, la ripartizione percentuale della potenza tra le diverse fonti disponibili e tra i TWh prodotti da ciascuna fonte. Ne emerge in particolare come alcuni operatori, in un contesto di mercato caratterizzato da una debole domanda, abbiano privilegiato una fonte rispetto a un'altra. Si vedano in questo senso i casi di A2A, Edipower ed Erg.

3 Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

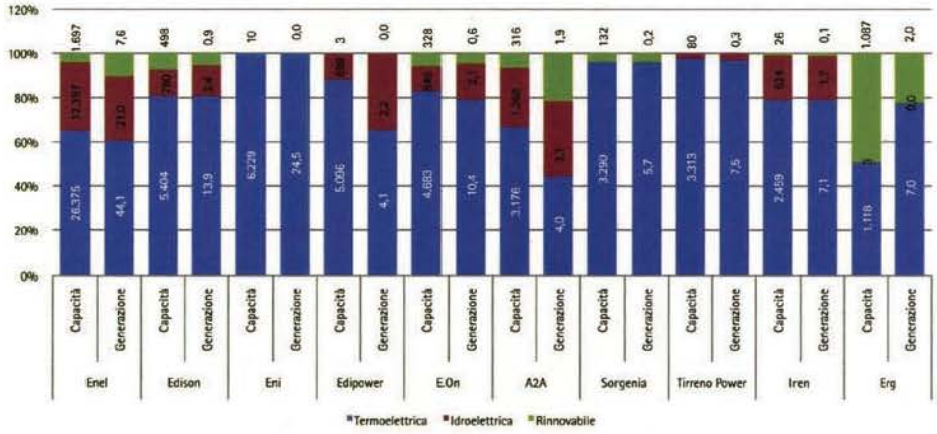


FIG. 2.2

Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2013

Capacità in MW; generazione in TWh

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Appare anche significativo il fatto che gli impianti termoelettrici dei principali sei operatori abbiano garantito, nell'anno 2013, una disponibilità di capacità di generazione, per almeno il 50% delle ore, pari all'81% della loro capacità istallata, dato in netto calo rispetto al 2012, quando questa percentuale era del 91%.

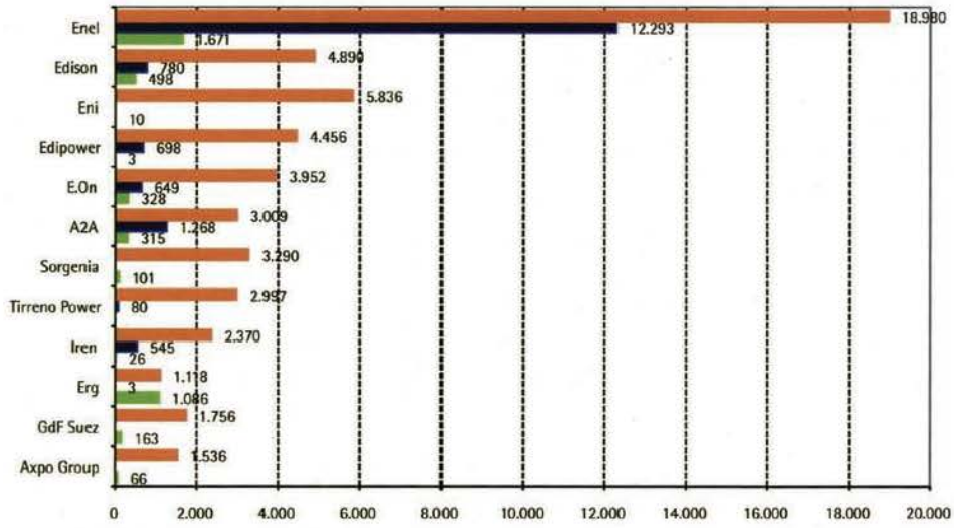


FIG. 2.3

Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2013

MW

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Le tavole successive riportano i principali operatori nella produzione termoelettrica e rinnovabile, nonché il dettaglio per ciascuna fonte nelle due tipologie di produzione.

Enel si conferma il primo operatore nella generazione termoelettrica con la quota preponderante nell'uso di carbone (77,8% contro il 77% del 2012); perde, a favore di Edipower, il primato nell'uso di prodotti petroliferi, con una quota sul totale di circa il 25%, contro il 34,7% del 2012; continua, inoltre, a vedere un calo della propria quota di produzione a gas, scesa all'8% circa dal 10,2% del 2012.

Eni resta il principale utilizzatore di gas (21,4% contro il 19,6% del 2012), seguito da Edison, che vede però la sua quota in diminuzione (12,4% contro il 14,1% del 2012). E.On e Iren aumentano la propria quota di utilizzo del gas.

TAV. 2.6

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2013

Dati in percentuale

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI(B)
Enel	77,8	24,8	8,1	0,4
Eni	0,0	5,1	21,4	15
Edison	0,0	0,0	12,4	4,1
E.On	8,4	4,8	6,3	0,0
GdF Suez	0,0	0,0	8,0	0,0
Tirreno Power	8,4	0,0	3,7	0,0
Iren	0,0	0,0	6,9	0,1
Erg	0,0	1,7	2,6	25,3
Sorgenia	0,0	0,0	5,6	0,0
Saras	0,0	1,7	2,6	29,3
Edipower	0,0	45,9	2,6	1,1
A2A	5,4	0,0	1,5	0,0
Altri operatori	0,0	15,6	20,3	27,8
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0

(A) Comprende oli combustibili BTZ e STZ, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, oli combustibili ATZ e MTZ, altri prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.
(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore, l'espansione di gas compresso, altri combustibili.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.7

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2013

Dati in percentuale

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	SOLARE	BIOMASSA, BIOGAS E RIFIUTI
Enel	39,1	100,0	9,0	1,1	3,2
A2A	5,7	0,0	0,0	0,0	11,5
Hydro Dolomiti Enel	6,5	0,0	7,0	0,2	0,9
C.V.A.	6,0	0,0	0,5	0,1	0,0
Edison	4,4	0,0	5,8	0,1	0,5
E.On	3,9	0,0	4,3	0,0	0,0
SE Hydropower	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Edipower	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erg	0,0	0,0	13,9	0,0	0,0
Iren	3,3	0,0	0,0	0,1	0,6
Sel	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Ital Green Energy Holding	2,1	0,0	0,0	0,3	6,6
Altri operatori	18,2	0,0	66,5	98,3	77,7
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Enel resta anche il primo operatore nella produzione da fonti rinnovabili, con quote superiori a quelle degli altri grandi operatori in tutte le fonti, a eccezione dell'eolico, dove la quota maggiore è di Erg, passata dal 9,7% al 13,9% tra il 2012 e il 2013. Enel mostra un aumento nell'idrico e nel solare, mentre diminuisce la sua presenza nella produzione da biomassa, biogas e rifiuti. Per quest'ultima fonte, A2A si conferma il primo produttore, con una quota in ulteriore aumento che arriva all'11,5%. La fonte solare è controllata per la quasi totalità da piccoli operatori (oltre il 98%), che hanno quote preponderanti anche nella produzione da biomassa (77,7%) ed eolica (66,5%).

Per quanto riguarda la presenza territoriale (Tav. 2.8), la regione con il maggior numero di operatori si conferma la Lombardia (2.126, erano 1.503 nel 2012), seguita da Piemonte (1.502, erano 1.188 nel 2012) ed Emilia Romagna (1.459, erano 1.033 nel 2012). In queste regioni si registra anche un numero elevato di autoproduttori. La Lombardia presenta pure il primato in termini di numero assoluto di autoproduttori e di quota di operatori autoproduttori sul totale (19%). Segue il Veneto con una quota del 17%, terza regione per numero di soggetti presenti in questa categoria (208), dietro l'Emilia Romagna (215) e la Lombardia (397).

La Lombardia è anche la regione che mostra il più basso livello di concentrazione nella generazione elettrica (il C3 è pari a 35,8%); risulta invece seconda per grado di concentrazione nella capacità istallata (C3 pari a 46,5%).

Le altre regioni che presentano i livelli di C3 più bassi sono Campania, Basilicata, Marche e Abruzzo (C3 inferiori al 50%). Di converso, in Valle d'Aosta, Liguria, Lazio e Umbria si registrano livelli di C3 sopra l'80%.

A parte qualche eccezione, i livelli di concentrazione sulla capacità risultano in netto calo rispetto al 2012. Essi seguono in modo diretto i livelli di concentrazione sulla generazione finora analizzati. Si distinguono i casi di Piemonte, Lombardia, Veneto, Marche, Abruzzo, Molise e Campania, il cui C3 sulla capacità è ben più alto del corrispondente C3 sulla produzione. La Puglia, di converso, presenta un C3 sulla produzione cui segue il più basso livello di concentrazione sulla capacità.

TAV. 2.8

Presenza territoriale degli operatori nel 2013

REGIONE	NUMERO OPERATORI PRESENTI	DI CUI AUTOPRODUTTORI	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA GENERAZIONE REGIONALE	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLA REGIONE
Valle d'Aosta	29	1	90,9	92
Piemonte	1.502	157	53,2	63,4
Liguria	87	7	95,1	94,4
Lombardia	2.126	397	35,8	46,5
Trentino Alto Adige	689	106	53,7	56,1
Veneto	1.232	208	68,6	79,8
Friuli Venezia Giulia	358	45	64,4	71,4
Emilia Romagna	1.459	215	55,4	58,7
Toscana	424	55	66,4	62,5
Lazio	325	33	81,3	83,4
Marche	725	67	41,7	51,8
Umbria	152	8	83,2	84,7
Abruzzo	275	18	47,2	61,6
Molise	72	1	60,2	70,8
Campania	227	29	36,5	56,3
Puglia	952	30	63,6	44,9
Basilicata	173	8	40,5	34,4
Calabria	114	0	60,2	71,0
Sicilia	422	21	61,9	55,8
Sardegna	139	14	79,9	67,7

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Produzione incentivata

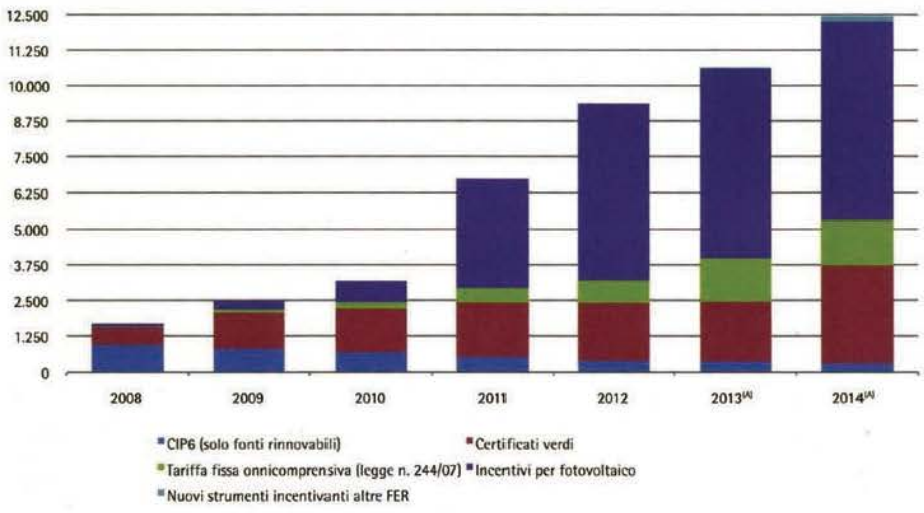
In Italia convivono molteplici meccanismi di incentivazione per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. In particolare:

- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*)[4] CIP6 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale diritto;
- sistema dei certificati verdi per l'energia elettrica netta prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012[5];
- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico), entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dall'1 gennaio 2013; tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium*[6] nel caso degli altri impianti;
- sistema di Conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013 (attualmente non è più possibile accedere a tali tariffe per impianti di nuova realizzazione); tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti. È anche previsto un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito;
- sistema di Conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti solari termodinamici.

Fig. 2.4

Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

M€



(A) I dati relativi all'anno 2013 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2014 rappresentano la miglior stima ad oggi possibile.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GSE.

4 *Feed in tariff* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete, include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

5 A eccezione di quanto previsto dall'art. 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

6 *Feed in premium* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, non include la vendita dell'energia elettrica che rimane nella disponibilità del produttore.

Gli effetti economici dei meccanismi d'incentivazione menzionati possono essere schematizzati secondo la predetta suddivisione. A questi strumenti incentivanti si aggiungono anche i certificati bianchi in relazione agli impianti fotovoltaici fino a 20 kW, i contributi a fondo perduto (a livello locale) o le detrazioni fiscali per alcune fonti rinnovabili.

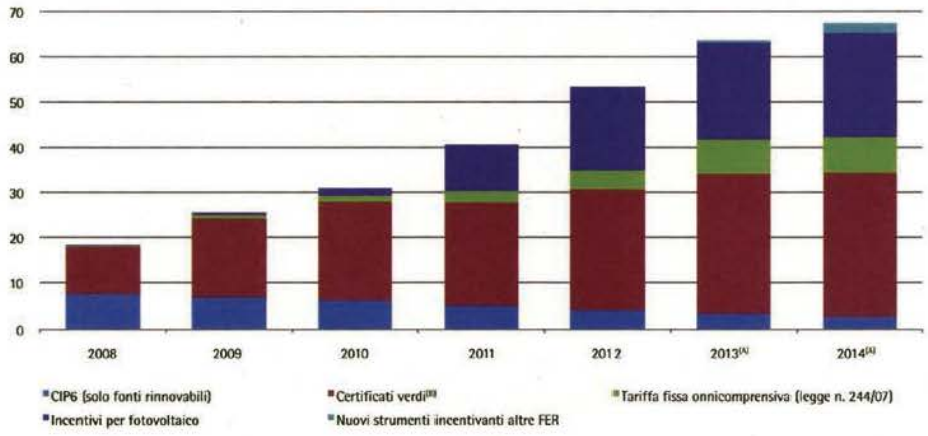
La figura 2.4 evidenzia gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili. Essi sono calcolati come indicato nei paragrafi precedenti e sono espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che, nel 2013, ha superato i 63 TWh, come evidenziato nelle figure 2.5 e 2.6 e nel 2014 dovrebbe superare i 67 TWh.

Fig. 2.5

Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante

TWh



(A) I dati relativi all'anno 2013 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2014 rappresentano la miglior stima ad oggi possibile.

(B)In relazione ai certificati verdi, non è possibile associare direttamente la quantità di energia elettrica incentivata in un dato anno con i relativi costi per il medesimo anno. Ciò perché i certificati verdi emessi ogni anno sono validi per i successivi tre anni.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GSE.

I costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura, in generale, tramite la componente tariffaria A_3, con l'unica eccezione dei costi associati ai certificati verdi negoziati che si scaricano sui prezzi di mercato dell'energia elettrica.

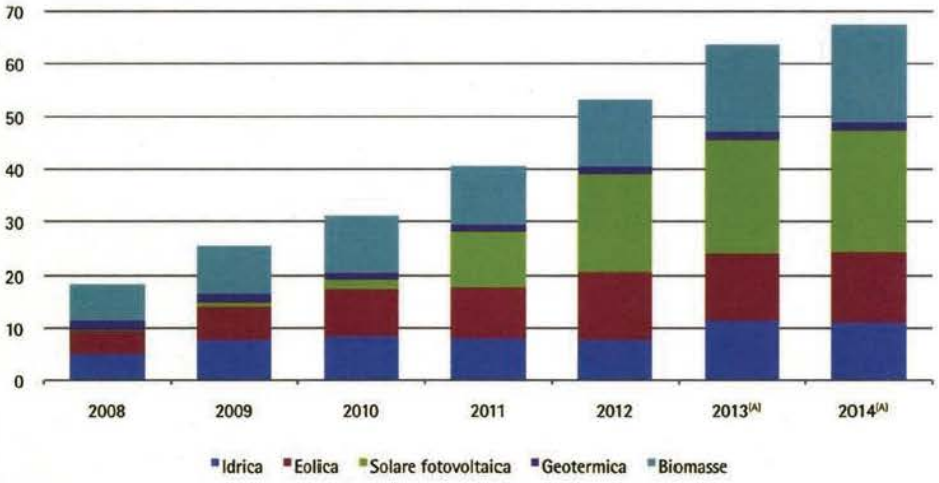
Complessivamente, per l'anno 2013 si stima che i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili, a consuntivo, siano pari a circa 10,7 miliardi di euro, di cui circa dieci coperti tramite la componente A_3. Si stima invece che per l'anno 2014 i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano pari a circa 12,5 miliardi di euro, di cui circa 12 coperti tramite la componente A_3.

La componente tariffaria A_3, oltre ai costi sopra richiamati, consente anche l'erogazione sia dei regimi commerciali speciali (ritiro dedicato e scambio sul posto), sia degli strumenti incentivanti previsti per le fonti assimilate (ai sensi del provvedimento CIP6) e per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (limitatamente ai certificati verdi non oggetto di negoziazione sui mercati organizzati).

Fig. 2.6

Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte

TWh



(A) I dati relativi all'anno 2013 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2014 rappresentano la miglior stima ad oggi possibile.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GSE.

Importazioni nette

In base ai dati provvisori di esercizio di Terna, le importazioni nette di energia elettrica in Italia nel 2013 sono state pari a 42.153 GWh, con una riduzione del 2,2% rispetto all'anno precedente. Il saldo emerge quale differenza tra le importazioni, pari a 44.331 GWh (-2,4% rispetto al 2012), e le esportazioni, pari a 2.178 GWh (-5,4% rispetto al 2012). Nel 2013, dunque, entrambe le voci del saldo netto presentano una lieve contrazione rispetto all'anno precedente.

Nel 2013 il saldo estero ha coperto il 13,3% del fabbisogno interno (era il 13,2% nel 2012). La contrazione delle importazioni nel 2013 è legata alla diminuzione dell'energia proveniente dalla Svizzera (-1.951 GWh) e dalla Grecia (-904 GWh). L'elettrodotto Italia-Grecia ha, tra l'altro, subito in corso d'anno diverse interruzioni nei flussi, a causa di guasti. La contrazione dell'import da Svizzera e Grecia è stata solo in parte bilanciata da un aumento delle importazioni dall'Austria (+357 GWh) 9 - che ha visto una crescita delle relative capacità di interconnessione nel 2013 - e dalla Slovenia (+1.460 GWh). Sulla riduzione totale delle importazioni hanno influito il maggiore apporto di energia prodotta da fonti rinnovabili a livello nazionale e la necessità per Terna, in diversi casi, di modulare l'importazione per garantire una gestione del sistema in sicurezza.

Per quanto riguarda le esportazioni, la contrazione è dovuta alla diminuzione dei flussi verso la Francia (-365 GWh) e la Grecia (-231 GWh), in parte compensata dall'incremento verso la Svizzera (+463 GWh).

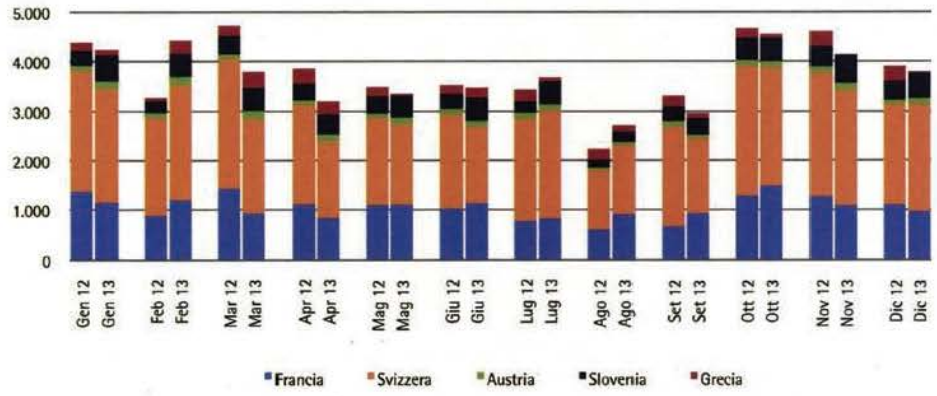


Fig. 2.7

Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2012 e nel 2013

GWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati provvisori di Terna.

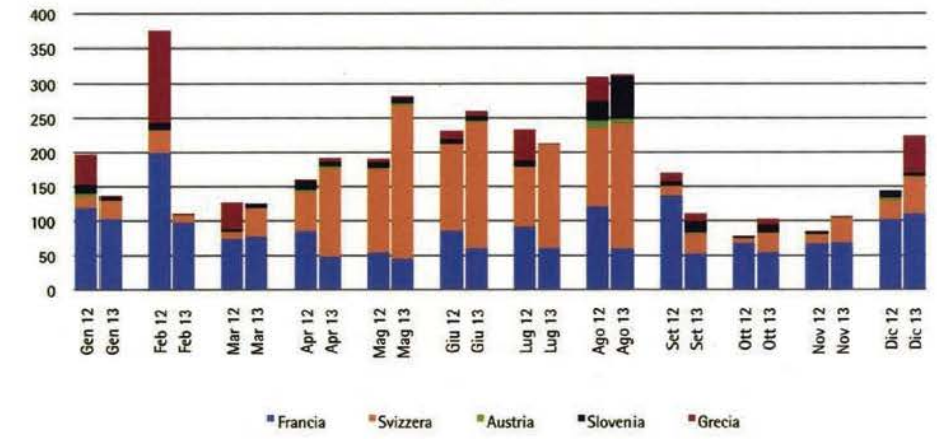


Fig. 2.8

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2012 e nel 2013

GWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati provvisori di Terna.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

Il gruppo Terna è il principale proprietario della Rete di trasmissione nazionale (RTN) di energia elettrica con il 98,3% delle linee e il 96,7% delle stazioni di smistamento. Al 31 dicembre 2013 l'azionista di riferimento di Terna, ovvero la Cassa depositi e prestiti, possedeva una quota azionaria pari al 29,851%, Assicurazioni Generali deteneva il 2,026% del capitale sociale, mentre il restante 68,123% era ripartito tra investitori istituzionali e altri azionisti.

Nel 2013 sono risultati attivi, nel settore della trasmissione, 12 operatori di rete, con l'aumento di un'unità rispetto al 2012 (erano otto nel 2008).

Relativamente alla composizione degli impianti, nel corso del 2013 vi è stato un lieve incremento delle linee a 380 kV, un leggero decremento delle linee a 220 kV e un sensibile aumento delle linee con tensione inferiore a 150 kV. Per queste ultime si registra la maggiore presenza di operatori diversi da Terna, attribuibile essenzialmente alla società S.EL.F. (Società Elettrica Ferroviaria) che detiene 855 km di linee.

Nel corso del 2013 è continuata ad aumentare la capacità di interconnessione con l'estero ai fini dell'importazione, passata, in termini di capacità di picco invernale, dagli 8.240 MW del 2012 agli 8.435 MW del 2013: in particolare è aumentata la capacità alla frontiera con la Francia (+100 MW) e con l'Austria (+95), in quest'ultimo caso per effetto dell'entrata in esercizio della *merchant line* Tarvisio-Arnoldstein, con una capacità di 85 MW. La nuova *merchant line* si aggiunge a quelle già operative alla frontiera Svizzera, di Cagno-Mendrisio e Tirano-Campocologno, che hanno una capacità complessiva pari a 350 MW.

La capacità di esportazione, rimasta inalterata tra il 2011 e il 2012, è aumentata di 15 MW nel corso dell'ultimo anno per effetto delle nuove capacità di interconnessione *merchant* con l'Austria.

TAV. 2.9

Asset della RTN

Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

	2010	2011	2012	2013
Numero operatori di rete	11	11	11	12
Linee 380 kV (km)	10.560	10.609	10.610	10.625
Linee 220 kV (km)	11.308	11.277	11.206	11.135
Linee ≤ 150 kV (km)	40.712	40.741	40.633	40.843
Linee 500 kV a corrente continua (km)	949	949	949	949
Linee 400 kV a corrente continua (km)	255	255	255	255
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862	862
Numero stazioni 380 kV	144	150	153	155
Numero stazioni 220 kV	154	157	158	154
Numero stazioni ≤ 150 kV	149	163	173	182

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Terna.

Distribuzione

Alla data del 31 dicembre 2013 risultano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 138 distributori elettrici (erano 140 al 31 dicembre 2012). Di questi, 136 hanno risposto all'Indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati.

Nella tavola 2.10 è riportato il numero di distributori suddivisi per classe di numerosità dei punti di prelievo serviti, insieme con i dati relativi ai volumi distribuiti per ciascuna classe.

Nel 2013 i 136 operatori rispondenti risultano aver distribuito nel complesso 269 TWh, circa 10 TWh in meno rispetto al 2012.

TAV. 2.10

Attività dei distributori elettrici dal 2007

DISTRIBUTORI PER NUMEROSITÀ DEI CLIENTI SERVITI	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
NUMERO	138	135	140	141	135	133	136
Oltre 500.000	4	4	4	4	4	4	4
Tra 100.000 e 500.000	7	8	7	6	6	6	6
Tra 50.000 e 100.000	2	2	2	2	3	3	3
Tra 20.000 e 50.000	10	8	8	9	9	9	8
Tra 5.000 e 20.000	21	22	22	23	20	21	22
Tra 1.000 e 5.000	42	39	41	42	39	41	43
Fino a 1.000	52	52	56	55	54	49	50
VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	294.919	294.763	279.846	285.997	286.908	279.073	269.122
Oltre 500.000	276.225	275.888	265.276	271.677	270.826	263.739	254.593
Tra 100.000 e 500.000	13.239	13.797	9.544	9.032	9.372	8.590	7.957
Tra 50.000 e 100.000	1.481	1.460	1.315	1.436	3.281	3.084	2.946
Tra 20.000 e 50.000	2.070	1.673	1.642	1.836	1.613	1.727	1.624
Tra 5.000 e 20.000	1.265	1.399	1.444	1.392	1.201	1.354	1.364
Tra 1.000 e 5.000	567	463	523	526	495	471	513
Fino a 1.000	72	83	103	100	120	108	126
NUMERO PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	35.525	36.283	36.493	36.582	36.727	37.079	37.099
Oltre 500.000	33.483	34.186	34.553	34.718	34.810	35.121	35.158
Tra 100.000 e 500.000	1.273	1.400	1.229	1.128	1.140	1.141	1.143
Tra 50.000 e 100.000	132	142	136	137	225	228	229
Tra 20.000 e 50.000	307	240	236	259	252	265	235
Tra 5.000 e 20.000	214	219	227	226	191	213	219
Tra 1.000 e 5.000	98	81	92	93	88	90	94
Fino a 1.000	19	16	21	22	21	21	21

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tale contrazione fa seguito al calo di quasi 8 TWh registrato tra il 2011 e il 2012. Il volume medio distribuito per operatore si è attestato su 1.979 GWh, in riduzione di 120 GWh rispetto all'anno precedente. Il numero di punti di prelievo serviti nell'anno 2013, pari a circa 37 milioni, è rimasto sostanzialmente inalterato rispetto al dato dell'anno precedente (+20.000 unità). Il numero di punti di prelievo mediamente serviti per operatore è stato pari a 273.000 unità (erano 279.000 nel 2012).

Il numero delle imprese medio-grandi, definite come quelle che servono oltre 100.000 punti di prelievo, è rimasto invariato negli anni. Si segnala, invece, che la variazione di qualche unità nel numero delle piccole imprese è da attribuire al diverso numero di rispondenti rispetto allo scorso anno. Gli operatori appartenenti alla prima classe (punti di prelievo superiori a 500.000) si confermano essere, anche per il 2013, Enel Distribuzione, Acea Distribuzione, A2A Reti Elettriche e Aem Torino Distribuzione, mentre gli operatori che servono meno di 1.000 punti di prelievo ciascuno restano una cinquantina.

Nel 2013 si sono registrate le seguenti operazioni societarie rilevanti nel settore della distribuzione di energia elettrica:

- l'impresa Set Distribuzione ha acquisito l'attività dell'Azienda Elettrica Comunale di Fai della Paganella (Trento), e una parte di quella svolta dal Consorzio per i Servizi Territoriali del Noce (Trento);
- Enel Distribuzione ha acquisito l'attività svolta dal Comune di Oschiri (Oristano) e quella svolta in 24 comuni precedentemente serviti da Aem Torino Distribuzione, nonché parte dell'attività svolta dall'Azienda Elettrica Comunale di Vipiteno (Bolzano);
- Sea S.C., con sede a Bolzano, ha acquisito una parte dell'attività svolta da Selnet, operante in Trentino Alto Adige.

I dati provvisori relativi alla composizione societaria degli operatori di distribuzione evidenziano la prevalenza di enti pubblici (38,3%) che, come nel 2011 e diversamente dal 2012, torna a superare la quota relativa alle persone fisiche (34,2%). Si conferma anche per il 2013 l'aumento delle quote relative alle imprese energetiche locali, passata dal 5,4% del 2012 all'8,5% del 2013.

TAV. 2.11

Composizione societaria dei distributori nel 2013

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Persone fisiche	34,2
Enti pubblici	38,3
Società diverse	12,9
Imprese energetiche nazionali	5,6
Imprese energetiche locali	8,5
Istituti finanziari nazionali e altri	0,4
TOTALE	100,0

Fonte: Anagrafica operatori dell'AEEGSI.

La dimensione media delle imprese che effettuano la distribuzione di energia elettrica è relativamente elevata e, come lo scorso anno, pari a 188 addetti (Tav. 2.12). I distributori con oltre 250 addetti rappresentano solo il 3% delle imprese del settore[7], ma distribuiscono il 93% dell'energia nazionale a una quota altrettanto ampia di utenti. Se si aggiunge la classe di operatori con più di 50 addetti, si ottiene una copertura del 98% in termini sia di volumi distribuiti, sia di clienti serviti. Il 75% delle imprese impiega meno di dieci addetti, ma distribuisce una quota del tutto marginale di energia elettrica (0,6%). Vi sono inoltre casi di imprese che riportano un numero di addetti pari a zero, in quanto hanno completamente appaltato all'esterno l'attività.

7 L'informazione sul numero degli addetti è stata tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. I valori sono riferiti al personale che nella media dell'anno 2012 era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola sono riferiti a 111 società.

TAV. 2.12

Ripartizione delle imprese che distribuiscono energia elettrica per classi di addetti

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI CLIENTI SERVITI
0	16,0%	0,00	0,06%	0,06%
1	16,0%	0,66	0,04%	0,05%
2-9	43,0%	4,38	0,39%	0,47%
10-19	10,0%	14,27	0,50%	0,60%
20-49	5,0%	27,63	0,41%	0,43%
50-250	7,0%	143,44	4,95%	5,21%
Più di 250	3,0%	6.391,81	93,65%	93,19%
TOTALE	100,0%	187,75	100,0%	100,0%

Fonte: Raccolta dati *unbundling* e Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.13

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2013

km

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DISTRIBUTORI(A)
Valle d'Aosta	2.739	1.536	57	2
Piemonte	65.371	29.076	32	11
Lombardia	85.857	42.376	44	11
Trentino Alto Adige	16.028	8.142	138	67
Veneto	62.793	27.039	206	3
Friuli Venezia Giulia	15.688	8.371	4	6
Liguria	21.649	7.021	0	1
Emilia Romagna	67.870	32.485	31	3
Toscana	59.479	26.731	0	2
Umbria	20.049	8.801	0	2
Marche	30.392	12.092	0	8
Lazio	67.503	29.434	588	6
Abruzzo	26.505	10.174	24	7
Molise	8.142	3.748	1	1
Campania	62.024	24.917	0	5
Puglia	63.093	32.019	0	3
Basilicata	15.312	10.172	0	1
Calabria	43.921	17.977	0	1
Sicilia	80.934	36.470	0	11
Sardegna	37.427	18.321	0	3
ITALIA	852.776	386.900	1.125	-

(A) Ciascun distributore viene conteggiato tante volte quante sono le regioni in cui opera.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.13 è riportata la distribuzione territoriale dei gestori e delle reti di distribuzione per tipologia di rete, come risulta dai dati raccolti dall'Autorità presso i distributori. Continua, come già anche negli anni scorsi, il lieve incremento della lunghezza delle reti in bassa e media tensione (comunque non trascurabile in termini di kilometri complessivi di rete, rispettivamente, pari a +6.269 e +1.696). Si mantiene, inoltre, un elevato numero di distributori nella regione Trentino Alto Adige, pari a 67, a fronte di una rete che, in termini di lunghezza, rappresenta soltanto il 2% del totale nazionale. L'aumento del numero dei distributori riportati per la regione Abruzzo è, invece, da ascrivere al maggior numero di piccoli operatori attivi in questa regione che hanno risposto all'Indagine annuale.

Anche in termini di volumi distribuiti, con una quota dell'86% sia ai clienti domestici, sia a quelli non domestici, Enel Distribuzione si conferma il primo operatore del Paese nel 2013; sostanzialmente immutate le posizioni di altri due operatori con quote distribuite superiori all'1,5% del totale, vale a dire A2A Reti Elettriche (4%) e Aem Torino Distribuzione (1,4%)[8]. Tutti gli altri distributori detengono quote inferiori all'1% (Tav. 2.14).

L'energia distribuita da Enel Distribuzione si ripartisce per il 22% a clienti domestici e per il restante 78% a clienti non domestici. Percentuali simili si hanno per quasi tutti i distributori. Fanno eccezione A2A e Deval che riforniscono quote di volumi maggiori a clienti non domestici (84%) e, all'opposto, Acea e Acegas-Aps che invece servono una quota di volumi proporzionalmente più elevata della media ai clienti domestici (rispettivamente, il 28% e il 30% contro il 22% che si conferma, come per il 2012, il valore relativo alla media nazionale).

TAV. 2.14

Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2013

Volumi distribuiti in GWh; punti di prelievo in migliaia

	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
OPERATORE	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO
Enel Distribuzione	51.398	25.165	178.481	6.563	229.879	31.727
A2A Reti Elettriche	1.765	907	9.300	210	11.065	1.117
Acea Distribuzione	2.741	1.299	7.126	323	9.867	1.622
Aem Torino Distribuzione	872	553	2.910	137	3.782	691
Hera	403	198	1.777	61	2.180	259
Set Distribuzione	380	240	1.553	62	1.933	302
Selnet	139	65	1.367	27	1.507	92
Agsm Distribuzione	269	128	989	38	1.258	166
A.I.M. Servizi a Rete	117	54	979	18	1.096	72
Azienda Energetica Reti	218	102	747	36	965	138
Deval	145	106	760	27	905	134
Acegas-Aps	215	117	501	27	716	144
Altri operatori	979	439	2.989	142	3.969	635
TOTALE	59.642	29.427	209.480	7.672	269.122	37.099

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

8 Il dato 2013 dichiarato da Acea Distribuzione risente di dinamiche di fatturazione.

Nella tavola 2.15 sono rappresentati i volumi distribuiti e i clienti (cioè i punti di prelievo) suddivisi per regione e per settore di consumo.

I prelievi maggiori, sia domestici, sia non domestici, sono concentrati in Lombardia, con il 22% dei prelievi totali. I punti di prelievo corrispondenti rappresentano quasi il 16% del totale.

Tra il 2012 e il 2013, a fronte di una riduzione generalizzata dei volumi distribuiti in tutte le regioni, spicca in particolare la contrazione, dovuta alla contrazione dei consumi non domestici, dei volumi totali nelle Marche (-10%) e soprattutto in Sardegna (-19%), che si confrontano con il 3,6% a livello medio nazionale.

Con riferimento alla clientela domestica, i volumi distribuiti sono stati nel 2013 complessivamente pari a 59,6 TWh (-3,8% rispetto all'anno precedente), nonostante un aumento dell'1% dei punti di prelievo.

Questi andamenti hanno influito sul prelievo medio, che nel 2013, per la totalità dei consumatori domestici, è stato pari a 2.027 kWh, con un calo del 4,5% rispetto a quello registrato nel 2012 (2.142 kWh). Per ulteriore raffronto, si consideri che nel 2009 tale valore corrispondeva a 2.186 kWh. Se pure con la cautela necessaria, trattandosi di analisi di dati provvisori, vanno segnalati in particolare, a fronte del calo del valore medio, gli aumenti significativi, compresi tra il 20% e il 45%, dei prelievi medi della prima fascia di consumo (fino a 1.800 kWh) per ogni classe di consumo e, di converso, la riduzione del 31% dei prelievi medi della fascia oltre i 4.400 kWh della classe di potenza fino a 1,5 kW, e dell'8% della medesima fascia nella classe di potenza compresa tra 1,5 kW a 3 kW.

Come negli anni scorsi, il 90% circa dei punti di prelievo appartiene alla classe di potenza compresa tra 1,5 kW e 3 kW, cui corrisponde l'84% dei volumi distribuiti.

TAV. 2.15

Distribuzione di energia elettrica per settore di consumo nel 2013

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Valle d'Aosta	154	111	784	29	938	140
Piemonte	4.123	2.345	16.655	596	20.778	2.941
Lombardia	9.792	4.748	51.022	1.108	60.814	5.856
Trentino Alto Adige	988	533	4.539	166	5.526	699
Veneto	5.071	2.271	21.457	601	26.528	2.872
Friuli Venezia Giulia	1.269	649	7.433	153	8.702	802
Liguria	1.555	1.025	4.405	267	5.960	1.291
Emilia Romagna	4.614	2.206	19.117	608	23.731	2.814
Toscana	3.881	1.890	14.035	560	17.916	2.450
Umbria	883	424	4.198	126	5.080	551
Marche	1.453	751	4.818	220	6.271	971
Lazio	5.701	2.753	14.765	709	20.466	3.462
Abruzzo	1.226	727	4.220	177	5.446	904
Molise	272	178	967	45	1.239	223
Campania	5.152	2.263	10.916	601	16.068	2.864
Puglia	3.776	1.907	8.502	545	12.278	2.453
Basilicata	472	285	1.601	81	2.073	366
Calabria	1.931	1.053	3.260	249	5.191	1.302
Sicilia	5.290	2.440	10.808	606	16.098	3.046
Sardegna	2.040	868	5.979	224	8.019	1.092
ITALIA	59.642	29.427	209.480	7.672	269.122	37.099

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, come per gli anni scorsi il 44% circa dei volumi distribuiti nel 2013 ha interessato la clientela allacciata in media tensione e poco più di un quinto la clientela allacciata in alta e altissima tensione. Quasi il 99% dei punti di prelievo afferisce, tuttavia, alla clientela in bassa tensione (Tav. 2.17). In questo caso, oltre al calo dei consumi, nel 2013 si è registrato anche un calo dei punti di prelievo complessivi (-2,3%).

TAV. 2.16

Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2013 per classe di potenza e di consumo

Volumi distribuiti in GWh; clienti (punti di prelievo) in migliaia; prelievo medio in kWh

CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
Fino a 1,5 kW	270	611	443
Fino a 1.800 kWh	181	577	314
1.800-2.640 kWh	45	21	2.122
2.641-4.440 kWh	32	9	3.343
Oltre 4.400 kWh	12	2	7.950
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	1	2	442
Da 1,5 kW a 3 kW	50.367	26.381	1.909
Fino a 1.800 kWh	20.286	16.279	1.246
1.800-2.640 kWh	12.837	5.440	2.360
2.641-4.440 kWh	13.238	3.721	3.557
Oltre 4.440 kWh	3.560	599	5.943
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	446	341	1.307
Oltre 3 kW	9.004	2.436	3.697
Fino a 1.800 kWh	1.490	900	1.655
1.800-2.640 kWh	1.210	469	2.582
2.641-4.440 kWh	2.515	617	4.076
Oltre 4.440 kWh	3.690	415	8.902
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	100	36	2.794
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	59.642	29.427	2.027

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.17

Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2013 per livello di tensione e di potenza

Volumi distribuiti in GWh

LIVELLO DI TENSIONE E CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Bassa tensione	74.318	7.559.432
di cui:		
- punti di emergenza	1	2
- illuminazione pubblica	5.908	268.823
Altri usi	68.408	7.290.607
di cui:		
- fino a 1,5 kW	979	1.433.538
- da 1,5 kW a 3 kW	3.154	2.013.620
- da 3 kW a 4,5 kW	1.264	365.211
- da 4,5 kW a 6 kW	5.605	1.299.947
- da 6 kW a 10 kW	8.159	927.182
- da 10 kW a 15 kW	10.437	669.844
- da 15 kW a 30 kW	13.385	381.917
- da 30 kW a 42 kW	5.008	70.816
- da 42 kW a 50 kW	3.389	37.681
- oltre 50 kW	17.027	90.851
Media tensione	95.018	110.859
di cui:		
- utenze soggette a regimi tariffari speciali	109	22
- illuminazione pubblica	343	1.025
- altri usi	94.091	109.583
- punti di emergenza	476	229
Alta e altissima tensione	40.144	1.716
di cui:		
- utenze soggette a regimi tariffari speciali	4.678	303
- altri usi	35.478	1.400
- punti di emergenza	9	13
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	209.480	7.672.007

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Connessioni

In questo paragrafo vengono riportati i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi e passivi. Le prime sono quelle richieste dagli impianti di produzione di energia elettrica alla rete di trasmissione o alle reti di distribuzione, principalmente per permettere a tali impianti di immettere energia nel sistema elettrico; le seconde, invece, sono quelle richieste da clienti finali alle reti di trasmissione o di distribuzione per permettere i prelievi di energia dal sistema elettrico. I dati relativi alla connessione degli utenti attivi con la rete di trasmissione, riportati in queste pagine, si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle

connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

Le connessioni degli utenti passivi, infine, sono state raccolte da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

Nell'anno 2013 Terna ha ricevuto 168 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 6,4 GW, e nello stesso anno ha messo a disposizione 123 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 4,5 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 46 giorni lavorativi. Nell'ambito dei preventivi messi a disposizione, 75 di essi sono stati accettati nell'anno 2013, corrispondenti a una potenza totale di circa 2,6 GW; per tre di questi, corrispondenti a 39 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione delle Soluzioni tecniche minime di dettaglio (STMD), che sono state messe a disposizione, al netto delle interruzioni consentite, con tempi medi pari a 60 giorni lavorativi. Tutte le STMD sono state accettate dai richiedenti la connessione. Nell'anno 2013 Terna ha effettuato due connessioni, corrispondenti a 24 MW, relative a richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica presentate sempre nel 2013.

Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica con le reti di distribuzione, nell'anno 2013 le imprese distributrici hanno ricevuto poco meno di 114.000 richieste di connessione con le reti di bassa e media tensione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 3,3 GW; nello stesso anno hanno messo a disposizione circa 107.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 2,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 17 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 35 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 45 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Circa 91.000 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2013, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 1,5 GW.

Nell'anno 2013 sono state realizzate quasi 73.000 connessioni, corrispondenti a circa 600 MW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- sette giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici[9];
- 43 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi[10].

Nell'anno 2013 l'unica impresa distributrice che ha ricevuto richiese di connessione con le reti di alta tensione per impianti di produzione di energia elettrica è stata Enel Distribuzione con 27 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 700 MW; nello stesso anno Enel Distribuzione ha messo a disposizione 16 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 520 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 46 giorni lavorativi.

Nell'ambito dei preventivi messi a disposizione, dieci di essi sono stati accettati nell'anno 2013, corrispondenti a una potenza totale di circa 225 MW, e per nessuno di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD; conseguentemente, nell'anno 2013 non è stata effettuata alcuna connessione con reti di alta tensione di impianti di produzione di energia elettrica aventi presentato richiesta nel medesimo anno.

In merito all'andamento delle connessioni degli utenti passivi nel 2013, sulla base di stime preliminari i dati raccolti mostrano che sono state effettuate circa 362.000 connessioni con le reti di distribuzione, per la quasi totalità in bassa tensione. Il tempo medio per effettuare tali connessioni è risultato pari a 10,2 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 7,7 giorni lavorativi. Terna ha effettuato un'unica connessione di cliente passivo, con un tempo di realizzazione dell'intervento, richiedente lavori complessi, pari a circa 270 giorni lavorativi, com-

9 I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguite con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

10 I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete, in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

prensivi delle tempistiche necessarie al rilascio della Soluzione tecnica minima generale e della STMD, oltre che al completamento dei lavori per la realizzazione dell'impianto di rete, escludendo sia il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni, sia i tempi necessari al cliente per il completamento dei lavori di sua competenza.

TAV. 2.18

Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2013

Numero di connessioni e tempo medio di allacciamento in giorni lavorativi

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO DI CONNESSIONI	TEMPO MEDIO(A)
Bassa tensione	360.672	7,7
Media tensione	1.815	19,1
TOTALE	362.487	10,2

(A) Valore calcolato senza tenere conto di chi non ha connessioni, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Mercato all'ingrosso

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE), a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) e nel Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME, inoltre, gestisce la piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (piattaforma per la Consegna derivati energia - CDE), segmento del mercato dei derivati di Borsa Italiana per la negoziazione di contratti finanziari *futures* sull'energia.

L'MGP ha per oggetto la contrattazione di energia con riferimento alle 24 ore del giorno di consegna; la contrattazione viene gestita mediante aste orarie a prezzo di equilibrio (*system marginal price*) e le offerte possono essere effettuate a partire dal nono giorno antecedente il giorno di consegna. Mentre le offerte in vendita sono valorizzate in ogni ora al prezzo zonale rilevante, le offerte in acquisto sono valorizzate in ciascuna ora a un Prezzo unico nazionale di acquisto (PUN) definito come media dei prezzi zonali ponderati per il valore degli acquisti totali. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale.

L'MI si svolge tra la chiusura dell'MGP e l'apertura dell'MSD e consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto nonché le loro posizioni commerciali rispetto alle negoziazioni sull'MGP. L'MI è stato istituito con la legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è stato avviato nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). A partire da gennaio 2011 tale mercato si articola in quattro sessioni (MI1-MI2-MI3-MI4), con orari di chiusura diversi e in successione; è un mercato ad asta con prezzo di equilibrio dove, a differenza dell'MGP, sia le offerte in vendita sia quelle in acquisto vengono valorizzate al prezzo zonale. Anche in questo mercato il GME agisce da controparte centrale.

L'MSD ha per oggetto l'approvvigionamento da parte di Terna delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema, per la risoluzione delle congestioni intrazonali, la creazione delle riserve di energia e il bilanciamento in tempo reale; diversamente dagli altri mercati, è Terna in questo caso che agisce da controparte centrale. L'MSD si articola in fase di programmazione (MSD *ex ante*) e Mercato del bilanciamento (MB). L'MSD *ex ante* e l'MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. L'MSD *ex ante*, in particolare, si articola in tre sottofasi di programmazione (MSD1-MSD2-MSD3), mentre l'MB è organizzato in cinque sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione e non prevede la presentazione di nuove offerte ma solo la possibilità in capo a Terna

di accettare offerte già presentate nell'MSD *ex ante*. La modalità di contrattazione è un'asta discriminatoria ovvero le offerte accettate vengono valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay-as-bid*), sottendendo pertanto un modello nodale (e non zonale come nell'MGP e nell'MI) della rete[11]. L'MTE è la sede per la negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti), trimestrale (quattro prodotti) e annuale (un prodotto).

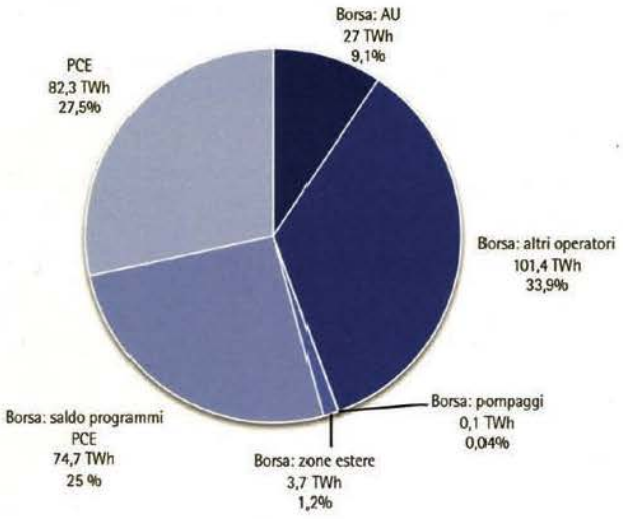
Nel novembre 2008, Borsa Italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati aventi come sottostante il prezzo medio di acquisto (PUN). In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, il GME ha stipulato un accordo di collaborazione con Borsa Italiana al fine di consentire agli operatori partecipanti a entrambi i mercati di regolare, mediante consegna fisica, i contratti finanziari conclusi sull'IDEX. Da ultimo si evidenzia che gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la Piattaforma conti energia (PCE) come ulteriore elemento di flessibilità del sistema. Sulla piattaforma vengono registrati i quantitativi sottesi a contratti a termine bilaterali (per lo più negoziati su piattaforme di brokeraggio) e i quantitativi contrattati sulla piattaforma CDE.

Borsa elettrica: domanda nel Mercato del giorno prima

Nel 2013 la quantità di energia elettrica acquistata nel Sistema Italia è stata pari a 289,2 TWh, in calo del 2,9%[12] rispetto al 2012 (298,7 TWh), prolungando così il trend decrescente avviatosi nel 2010 e raggiungendo il minimo storico dalla partenza del mercato. Tale calo è dovuto alla forte contrazione dei volumi acquistati nella quasi totalità delle zone, in particolare in Sardegna (14,1%), nel Centro-Nord (-9,8%), nel Centro-Sud (-7,1%) e in Sicilia (-3,4%), mentre nella zona Nord i consumi hanno subito un calo più contenuto pari al -1,1%. L'unica macrozona a far registrare una ripresa degli acquisti è la zona Sud[13] che, rispetto al 2012, è cresciuta del 2,7%. In netta ripresa sono anche gli acquisti delle zone estere (+17,3%), i cui volumi però continuano ad attestarsi su livelli contenuti.

FIG. 2.9

Composizione della domanda di energia elettrica nel 2013



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

11 Per maggiori dettagli su volumi, prezzi e dinamiche che interessano i mercati MI ed MSD, nonché per ulteriori approfondimenti sull'evoluzione del mercato elettrico all'ingrosso, si rimanda alla Relazione Annuale del GME e al Rapporto di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine e dei servizi di dispacciamento pubblicato dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico.

12 La variazione rispetto all'anno precedente è calcolata sugli acquisti medi orari in considerazione del fatto che il 2012 è stato un anno bisestile.

13 La zona Sud ricomprende i poli di Foggia, Brindisi e Rossano.

Nonostante il calo degli acquisti, gli scambi di Borsa hanno fatto registrare un deciso aumento nel 2013 rispetto al 2012, attestandosi a circa 207 TWh (+16,1%).

La crescita dei volumi di Borsa ha trascinato la liquidità del mercato che è passata dal 59,8% del 2012 al 71,55% del 2013. Un contributo importante alla riduzione degli acquisti è attribuibile, per il secondo anno consecutivo, all'Acquirente unico che, con circa 27 TWh acquistati, ha registrato un calo di circa il 31%. Diminuzione importante degli acquisti anche per gli operatori diversi dell'Acquirente unico che hanno ridotto i consumi del 6%, portandoli a 101,4 TWh. Anche la domanda sottostante i contratti bilaterali ha registrato una forte contrazione attestandosi a 82,3 TWh (-31%).

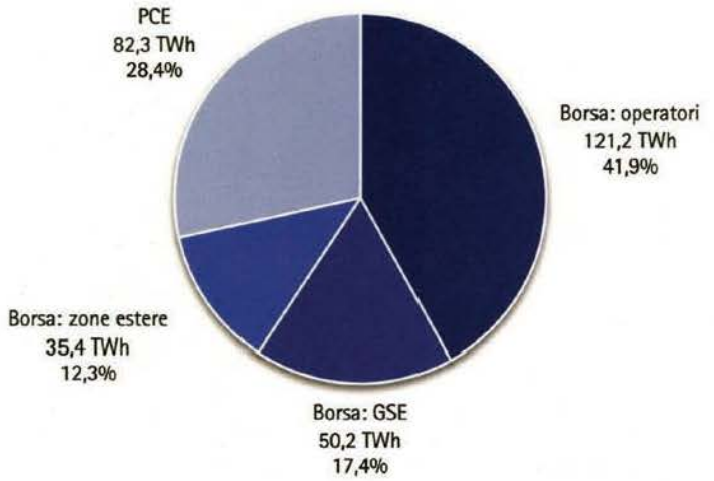


FIG. 2.10

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2013

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Borsa elettrica: offerta nel Mercato del giorno prima

L'aumento dei volumi venduti in Borsa nel 2013, pari al 16,1%, è da ricondursi principalmente alla crescita delle offerte da parte degli operatori, diversi dal Gestore dei servizi energetici (GSE), le cui vendite, dopo due anni di calo, si sono attestate a 121,2 TWh, con un aumento del 28,5%. In ripresa anche le vendite delle zone estere che hanno fatto registrare un aumento del 7,8% attestandosi a 35,5 TWh. In controtendenza le offerte del GSE che, pur rimanendo in linea con i livelli elevati raggiunti nel 2012, quando la crescita fu del 30% rispetto all'anno prima, hanno fatto registrare una lieve flessione attestandosi a circa 50,2 TWh (-1,4%). Sulla PCE si rileva, infine, una decisa contrazione dei volumi registrati che sono scesi a 82,2 TWh (-31,3%).

Borsa elettrica: risultati sul Mercato del giorno prima

La Borsa elettrica italiana ha registrato nell'anno 2013 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 62,99 €/MWh, con una flessione, rispetto al 2012, del 16,6%.

Il ribasso è risultato particolarmente significativo soprattutto nelle ore di picco, dove il PUN è sceso al minimo storico (70,97 €/MWh, -17,7% rispetto all'anno precedente). Anche nelle ore di fuori picco la flessione dei prezzi è stata considerevole, seppur meno consistente, con i prezzi che sono scesi mediamente a 59,40 €/MWh (-14,9 % sull'anno precedente). Il prezzo medio mensile più elevato è stato rilevato nel mese di dicembre, raggiungendo i 69,28 €/MWh, mentre il picco di domanda mensile si è confermato nel mese di luglio con 26,6 TWh, in calo del 5,4% rispetto allo stesso mese del 2012.

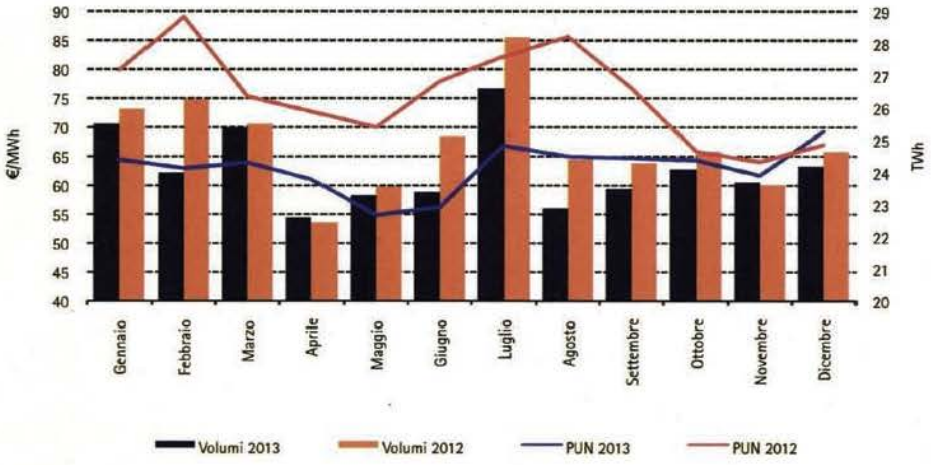
Nel dettaglio a livello zonale si è assistito a una generale diminuzione dei prezzi, scesi nel continente e in Sardegna attorno ai 57/62 €/MWh, con ribassi compresi fra il 17% e il 25%. In Sicilia il prezzo ha subito un calo decisamente più modesto, rispetto al resto del Paese, attestandosi a 92 €/MWh, in flessione del 3,4%. Come già osservato nel 2012, anche nel

2013 nel continente è aumentato lo spread tra prezzo massimo (rappresentato dalla zona Nord) e prezzo minimo (rappresentato dalla zona Sud) raggiungendo i 4,36 €/MWh e portandosi così a ridosso del massimo raggiunto nel 2007, quando le due zone si trovavano però nella situazione opposta. Guardando alle isole, anche tra la Sicilia e il continente si è assistito ad un aumento del differenziale, salito a 30,42 €/MW (44%), che diventa pari a 34,78 €/MWh (39%) se il confronto è effettuato con la zona più economica. In controtendenza, invece, è la Sardegna che ha visto il maggior calo dei prezzi a livello zonale, con un valore medio che si è portato a 61,58 €/MWh (25% rispetto al 2012). Questo ha praticamente azzerato il differenziale con il continente, crollato a 1,74 €/MWh (-80% rispetto al 2012), e ridotto a 4,30 €/MWh quello con la zona Sud (-62%).

FIG. 2.11

Andamento del Prezzo unico nazionale e volumi scambiati nel 2012 e nel 2013

€/MWh; TWh

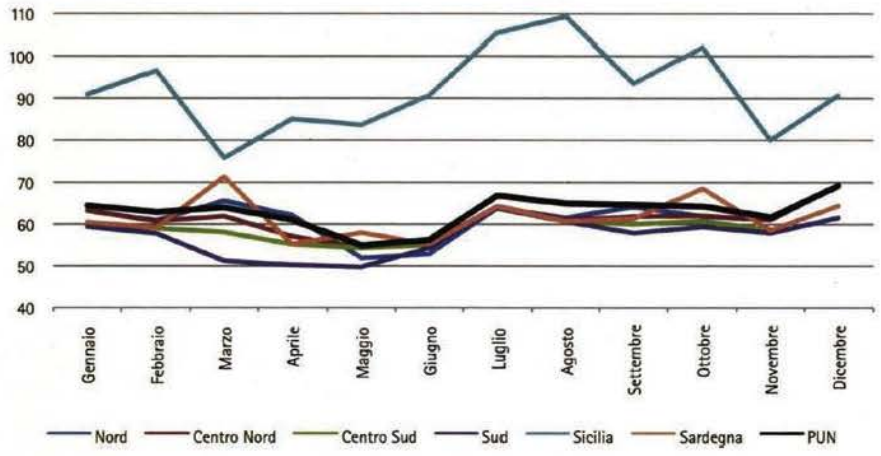


Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

FIG. 2.12

Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2013

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Borsa elettrica: confronto con le principali Borse europee

A livello europeo, il protrarsi della crisi economica durante il 2013 ha confermato alcune tendenze già emerse sulle principali Borse durante il 2012. I prezzi in media annua sono diminuiti ovunque e si sono attestati tra i 38 €/MWh (Germania) e i 44 €/MWh (Spagna). In questo contesto, la Borsa elettrica italiana, pur confermandosi un mercato con dinamiche proprie, ha fatto registrare la flessione più importante tra le principali Borse europee (-16,6%). Tale flessione si è tradotta in una crescente convergenza fra i prezzi in Italia e quelli delle altre principali Borse, seppur persista una distanza ancora importante tra i corrispondenti livelli di prezzo. Nel dettaglio, il differenziale del prezzo italiano con la Germania è sceso a 25,21 €/MWh (-23%), quello con la Francia a 19,75 €/MWh (-31%) e quello con la Spagna a 18,72 €/MWh (-34%), come mostrato in figura 2.13. Sempre con riferimento al 2013, la quotazione media più bassa si è registrata in Germania (EPEX) con 37,78 €/MWh, in riduzione dell'11% rispetto al 2012. Nonostante la dinamica di interazione tra le Borse *spot*, favorita dalle crescenti esperienze di *market coupling*, si è registrata una crescita del differenziale del prezzo della Germania con la Francia (quest'ultimo mediamente pari a 43,24 €/MWh, -8% rispetto allo scorso anno) che ha raggiunto il massimo storico degli ultimi nove anni di 5,5 €/MWh; la causa di ciò è da imputare alle differenze strutturali dei parchi di produzione nazionali, messe ancora più in evidenza dai forti fenomeni stagionali che hanno determinato disallineamenti meno frequenti, ma mediamente più intensi, rispetto al passato. Sulla Borsa spagnola (Omel) la quotazione media per il 2013 è stata pari a 44,26 €/MWh, in riduzione del 6% rispetto allo scorso anno. In controtendenza la Borsa nordica (NordPool) che, dopo aver sperimentato la maggior contrazione di prezzo a livello europeo nel 2012, ha fatto registrare nel 2013 la crescita maggiore, con un livello medio pari a 38,35 €/MWh (+ 23%).

Mercato a termine dell'energia elettrica

L'MTE gestito dal GME è stato istituito nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia. Sull'MTE sono negoziabili 16 prodotti: contratti della tipologia *baseload* e *peakload* con periodi di consegna pari al mese (tre prodotti), al trimestre (quattro prodotti) e all'anno (un prodotto).

Terminata la fase di negoziazione, i contratti con periodo di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla PCE, previe verifiche di congruità previste nel regolamento della piattaforma. Per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno è previsto il meccanismo "della cascata"[14].

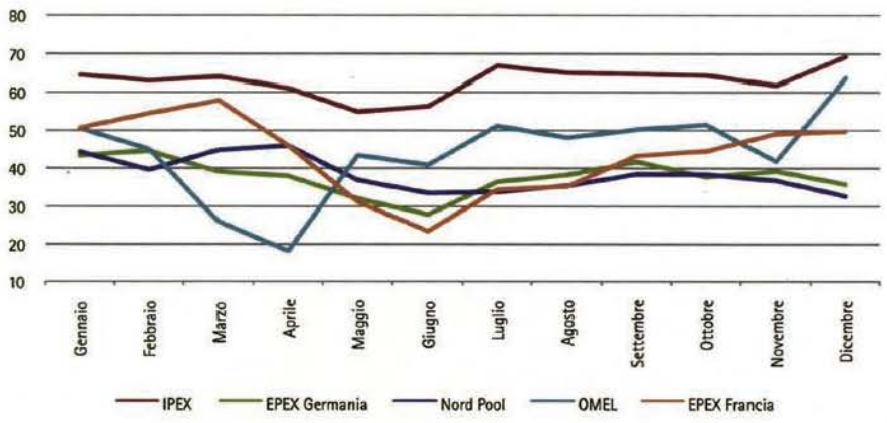


FIG. 2.13

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2013

Valori medi *baseload*, €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Nel 2013 sono stati scambiati 41,1 TWh di energia, contro i 54,1 TWh scambiati nel 2012, registrando su base annua un calo prossimo ai 14 TWh. Quest'ultimo incorpora una riduzione dei volumi di Borsa (8 TWh, -22%), solo parzialmente compensata dai contratti bilaterali conclusi OTC e registrati ai fini di *clearing* (33,1 TWh, +8,5%), che rappresenta ormai una quota predominante (81%) dell'energia transitata sull'MTE. Il calo dei volumi transitati sulla piattaforma MTE ha interessato soprattutto i contratti *baseload* (36,7 TW, -30%), in particolare i mensili e trimestrali, scesi rispettivamente a quota 0,2 TWh e 0,3 TWh (-91% e -95%); la flessione è stata invece più contenuta per i prodotti annuali: 36,1 TWh, -15%. In controtendenza i prodotti *peakload* che sono cresciuti nel 2013 a 4,4 TWh (+63%), con una concentrazione dei volumi negoziati sul prodotto annuale (4,3 TWh, +65%).

La scarsa liquidità del mercato MTE, in termini di contratti conclusi e distanza temporale tra i diversi abbinamenti, complica l'analisi sui segnali di prezzo forniti nel 2013 per l'anno 2014. Focalizzando l'attenzione sul solo prodotto annuale - *baseload* e *peakload* - che rappresenta il 74% degli abbinamenti - si osserva una dinamica ribassista che ha caratterizzato i primi mesi del 2013 e una successiva stabilizzazione a partire dal mese di aprile, con un prezzo medio di 61,6 €/MWh per il *baseload* e 69 €/MWh per il *peakload*. Per quanto riguarda il prodotto *baseload*, l'ultimo prezzo di abbinamento nel mese di dicembre risulta di circa 63 €/MWh, valore decisamente elevato rispetto alle quotazioni *spot* del primo trimestre 2014, a conferma della situazione di profonda incertezza, che porta gli operatori a prediligere posizioni a termine piuttosto conservative che spesso sottostimano i *trend* ribassisti in atto, tendendo a riprodurre per l'anno successivo livelli e andamenti infra annuali in atto nel periodo di contrattazione.

TAV. 2.19

Volumi scambiati sul Mercato a termine dell'energia elettrica nel 2013

DURATA	PRODOTTI BASELOAD	PRODOTTI PEAKLOAD
Mensili	233	6
Trimestrali	341	75
Annuali	36.144	4.297
TOTALE	36.718	4.379

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

14 Procedura tramite cui i contratti a termine trimestrali e annuali (*futures*, *forward* e contratti per differenze) al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte a un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.

Mercati per l'ambiente

Il meccanismo dei certificati verdi

Introdotto dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, il sistema dei certificati verdi prevede la promozione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili sulla base di un meccanismo di mercato. La domanda di certificati verdi nasce dall'obbligo imposto ai produttori/importatori di energia elettrica di immettere in rete una determinata quota di energia prodotta da forti rinnovabili.

Tale quota, inizialmente posta pari al 2%, è stata poi aumentata fino al 7,55% in relazione alle produzioni e alle importazioni da fonti non rinnovabili del 2012, per poi decrescere, in base a quanto disposto dall'art. 25, comma 3, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e azzerarsi a partire dal 2015 (in particolare, è pari al 5,03% in relazione alle produzioni e alle importazioni da fonti non rinnovabili del 2013). Successivamente al 2015, con l'azzeramento della domanda, non troverà più applicazione il meccanismo dei certificati verdi; i produttori ammessi a beneficiarne riceveranno un incentivo "sostitutivo" riferito alla produzione netta, fino al termine del rispettivo periodo di diritto.

Pertanto, il mercato dei certificati verdi, che già da alcuni anni è caratterizzato da eccesso di offerta, nei prossimi anni è destinato a scomparire al termine delle negoziazioni necessarie a soddisfare l'obbligo correlato alle produzioni e alle importazioni da fonti non rinnovabili del 2014 (cioè dal 2016).

Nel mercato dei certificati verdi, l'offerta è rappresentata dai titoli associati all'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio tra l'1 aprile 1999 e il 31 dicembre 2012 e appositamente qualificati dal GSE (fatte salve le eccezioni concesse dal decreto interministeriale 6 luglio 2012), moltiplicata per un fattore differenziato per fonte. Ogni certificato verde corrisponde pertanto ad 1 MWh equivalente, ma non necessariamente a 1 MWh di energia elettrica effettivamente prodotta. Per effetto della legge 23 agosto 2004, n. 239, e del decreto interministeriale 24 ottobre 2005, i certificati verdi sono stati transitoriamente estesi anche agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, indipendentemente dalla fonte.

I certificati verdi possono essere "autoprodotti" o scambiati tra operatori, tramite contrattazioni bilaterali o presso la piattaforma per la negoziazione organizzata e gestita dal GME.

La tavola 2.20 mostra gli esiti delle contrattazioni avvenute nel mercato gestito dal GME nel corso dell'anno solare 2013. Nella tavola sono raggruppate le contrattazioni distinguendo per tipo di prodotto negoziato, ovvero certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti da fonte rinnovabile (IAFR) e certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti di cogenerazione abbinata a teleriscaldamento (per la quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento), in entrambi i casi con indicazione dell'anno di riferimento.

Nella tavola sono mostrati anche gli esiti delle contrattazioni *over-the-counter* registrate sulla Piattaforma dei bilaterali certificati verdi (PBCV).

Si nota che il numero delle contrattazioni è aumentato rispetto all'anno solare 2012. Infatti i certificati verdi negoziati nell'anno 2013 sono riferiti alla chiusura dell'obbligo dell'anno 2012 (fino al 31 marzo 2013) e all'obbligo dell'anno 2013 (terminato il 31 marzo 2014). In particolare, la quota d'obbligo 2013, applicata all'energia elettrica prodotta e importata da fonti non rinnovabili nel 2012, ha raggiunto il valore più alto prima di iniziare a decrescere fino al prossimo azzeramento.

Nel 2013 il prezzo medio di vendita nel mercato gestito dal GME è stato di 83,73 €/MWh, in aumento di circa il 10% rispetto all'anno precedente (nel quale invece si era registrata una diminuzione di circa il 7% rispetto all'anno 2011), mentre il prezzo per i bilaterali è stato di 78,52 €/MWh, in aumento del 4,9% rispetto a quanto registrato nei 12 mesi precedenti e in continuità con quanto osservato nel 2011.

La liquidità del mercato è stata di poco inferiore al 17%, in aumento rispetto al 2012, quando si era attestata a un valore pari al 12%.

I certificati verdi con anno di riferimento 2012 e 2013 sono stati

scambiati in quantità nettamente predominante (rispettivamente pari a circa 3,6 e 3,8 milioni) rispetto a quelli riferiti ad altri anni di produzione e, in particolare, hanno raggiunto una quota complessiva pari al 97,4% del totale degli scambi.

TAV. 2.20

Esiti della contrattazione dei certificati verdi nel 2013

Certificati negoziati in MWh; prezzo medio in €/MWh

TIPOLOGIA DI CERTIFICATI VERDI E ANNO DI RIFERIMENTO	MERCATO GME		BILATERALI	
	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
Rinnovabili (2010)	4.975	79,74	117.622	65,33
Rinnovabili (2011)	83.555	82,65	527.546	59,17
Rinnovabili (2012)	3.563.369	81,25	20.038.823	75,47
Rinnovabili (2013)	3.806.756	86,11	15.817.892	83,54
Teleriscaldamento (2009)	10.241	79,58	187.776	42,80
Teleriscaldamento (2010)	1.004	76,52	1.475	66,60
Teleriscaldamento (2011)	94.005	83,06	555.392	79,15
Teleriscaldamento (2012)	4.975	79,74	117.622	65,33

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

Il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE), conosciuti anche come "certificati bianchi", è stato introdotto con i decreti del Ministro delle attività produttive 20 luglio 2004 e successivamente oggetto di revisione mediante il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 21 dicembre 2007. Attraverso tali disposizioni sono stati stabiliti gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per i distributori di energia elettrica e gas naturale sino al 2012. Da ultimo il decreto interministeriale del 28 dicembre 2012 ha definito i nuovi obiettivi di risparmio di energia primaria per il periodo 2013-2016 e ha disposto rilevanti modifiche nella struttura e nella gestione del sistema, in particolare assegnando al GSE l'attività di gestione del meccanismo in precedenza in capo all'Autorità.

Il decreto prevede altresì un meccanismo di incremento della quota relativa all'obbligo quantitativo nazionale. In particolare, a partire dal 2014, nel caso in cui l'effettivo risparmio energetico conseguito registri un ammontare in eccesso superiore al 5% degli obiettivi nazionali, l'obbligo relativo all'anno successivo verrà incrementato della parte eccedente il 5%.

I TEE vengono rilasciati a seguito di incrementi di efficienza energetica per una durata di cinque-otto anni e hanno valore proporzionale al risparmio energetico addizionale conseguito, secondo il c.d. "coefficiente di durabilità". Essi sono emessi dal GME a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori, delle società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCo), dei soggetti che hanno ottemperato all'obbligo di nomina dell'*energy manager* ai sensi della legge 9 gennaio 1991, n. 10 e, a partire dal 2013, delle società che provvedono volontariamente alla nomina dell'*energy manager* ovvero si dotino di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001.

Il GME organizza e gestisce il Registro dei TEE, suddivisi tra le seguenti tipologie progressivamente previste dall'Autorità per tenere conto delle modifiche alla normativa di riferimento:

- tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso interventi di riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso interventi di riduzione dei consumi di gas naturale;
- tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso interventi diversi dai precedenti;
- tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati con le modalità previste dall'art. 30 del decreto legislativo n. 28/11, ovvero approvate con il decreto interministeriale 28 dicembre 2012;
- tipo V, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di

energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati attraverso modalità diverse da quelle previste per i TEE di tipo IV;

- tipo II-CAR, attestanti il conseguimento di risparmi di energia tramite la cogenerazione ad alto rendimento la cui entità è stata certificata sulla base di quanto disposto dal decreto ministeriale 5 settembre 2011;
- tipo IN, emessi a seguito dell'applicazione di quanto disposto dal decreto interministeriale 28 dicembre 2012 in materia di premialità per l'innovazione tecnologica;
- tipo E, emessi a seguito dell'applicazione di quanto disposto dal decreto interministeriale 28 dicembre 2012 in materia di premialità per la riduzione delle emissioni in atmosfera.

I soggetti obbligati (ovvero i distributori che alla data del 31 dicembre, per due anni antecedenti a ciascun obbligo, abbiano connessi con la propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali) possono soddisfare i propri obblighi di risparmio energetico anche acquistando i relativi TEE da altri soggetti con contrattazioni bilaterali o su un apposito mercato organizzato e gestito dal GME , che ne ha predisposto, d'intesa con l'Autorità, le regole di funzionamento.

Nel 2013, in particolare, sono stati scambiati sul mercato organizzato 2.812.917 TEE, quantità confrontabile con quella registrata nello scorso anno solare, quando invece si era registrato un netto incremento rispetto ai 12 mesi precedenti.

La liquidità del mercato organizzato è stata del 34%, in lieve ma costante aumento rispetto ai valori del 2011 (31%) e del 2012 (33%); considerando il solo secondo semestre, invece, circa il 44% degli scambi è avvenuto presso il mercato organizzato. Si noti infine che in alcune sessioni del mercato organizzato sono stati scambiati, per la prima volta, anche TEE di tipo II-CAR e poche unità di TEE di tipo IV.

TAV. 2.21

Esiti della contrattazione del mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2013

Quantità in tep; prezzi in €/tep

TIPOLOGIA	MERCATO GME		BILATERALI	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
I	946.824	104,92	1.720.101	89,41
II	1.306.921	103,87	2.069.706	100,04
III	514.740	106,32	1.450.926	104,94
II-CAR	44.432	109,38	178.716	102,61
V	134	99,58	212	105,55

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Mercato finale della vendita

La tavola 2.22 quantifica il numero di operatori presenti nelle tre articolazioni del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali e dei rispondenti all'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas. Nel 2013 hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di svolgere (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita nel mercato di maggior tutela 136 soggetti, di cui 134 hanno risposto all'Indagine; le imprese che hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita nel mercato libero sono invece 381: l'84% di queste hanno risposto all'Indagine e tra loro ve ne sono 54 che hanno comunicato di essere rimaste inattive

nel corso dell'anno.

Tenendo conto che molti soggetti sono presenti in più di uno dei segmenti della vendita finale, il totale delle imprese operanti nel mercato della vendita finale elettrica non può essere calcolato come somma dei soggetti di ciascuna fase. D'altro canto, per analizzare lo sviluppo del numero di imprese che lavorano nel mercato finale della vendita elettrica è sufficiente concentrarsi sul segmento del mercato libero, dati i vincoli all'ingresso di nuovi operatori esistenti nel mercato di salvaguardia e in quello di maggior tutela. Nel 2012 i soggetti operanti (cioè che hanno svolto l'attività di vendita elettrica anche per un periodo limitato dell'anno) erano pari a 136 nella maggior tutela, tre nella salvaguardia e 336 nel libero.

Il numero di venditori di energia elettrica è quindi cresciuto nel 2013 di 50 unità, tutte sul mercato libero. Come si vedrà meglio nel seguito (vedi il paragrafo dedicato), tale numero è in costante espansione dal 2007, anno di completa apertura del mercato, per l'ingresso di nuovi attori provenienti dai settori contigui (segnatamente la vendita di gas), ma anche da altri. Il trend di crescita non si è interrotto nemmeno negli anni più recenti, nonostante sia ormai dal 2008 che i volumi complessivamente venduti sono invece in calo.

TAV. 2.22

Imprese di vendita di energia elettrica nel 2013

MERCATO	IMPRESE OPERANTI[A]	IMPRESE RISPONDENTI	DI CUI INATTIVE
Servizio di maggior tutela	136	134	-
Servizio di salvaguardia	3+1[B]	3+1[B]	-
Vendita ai clienti liberi	386	326	54
TOTALE	463	314	51

(A) Imprese che nell'Anagrafica operatori hanno dichiarato di svolgere l'attività nel 2013, anche per un periodo limitato dell'anno.

(B) Per il periodo ottobre-dicembre ha operato una quarta società, solo nel comune di Chiomonte, in sostituzione di Exergia. Si veda il paragrafo relativo al servizio di salvaguardia.

Fonte: Anagrafica operatori dell'AEEGSI e indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.23 presenta la ripartizione per tipologia di mercato delle vendite finali di energia elettrica nel 2013 al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete, nonché del numero totale dei clienti (approssimato, qui come in tutti i paragrafi dedicati alla vendita, dal numero dei punti di prelievo conteggiati secondo il criterio del pro die). La tavola è costruita sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori al mercato libero. I risultati dell'Indagine raggiungono una copertura del 95% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2013[15] (ma questa percentuale può cambiare, tenuto conto della natura preconsuntiva dei dati utilizzati, sia di fonte Terna, sia dell'Indagine annuale condotta dall'Autorità presso i venditori).

I risultati dell'Indagine annuale (provvisori per il 2013) mostrano che lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale 257 TWh a circa 37 milioni di clienti (Tav. 2.23). Complessivamente i consumi di energia sono diminuiti del 2,7% rispetto al 2012, mentre i consumatori sono saliti di quasi un punto percentuale.

Nonostante il perdurare della crisi economica abbia condotto a un ulteriore calo generale dei consumi, il mercato libero ha "tenuto" meglio del mercato di maggior tutela. Diversamente dagli anni più recenti, i consumi del settore domestico hanno sofferto come quelli degli usi produttivi, anzi leggermente di più.

15 Per ottenere la percentuale indicata occorre sommare ai consumi finali dell'Indagine esposti nella tavola i dati raccolti nell'Indagine a titolo di autoconsumi propri e di gruppo, oltre che di vendite a clienti finali non allacciati a reti di distribuzione che non sono inclusi nella tavola 2.23.

TAV. 2.23

Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente

Al netto degli autoconsumi e delle perdite; volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2012	2013	VAR.% 2013/2012	2012	2013	VAR.% 2012/2011
Mercato di maggior tutela	69.850	63.832	-8,6%	27.821	26.608	-4,4%
Domestico	46.664	42.657	-8,6%	23.173	22.204	-4,2%
Non domestico	23.186	21.176	-8,7%	4.648	4.404	-5,3%
Mercato di salvaguardia	5.161	4.407	-14,6%	113	93	-17,7%
Mercato libero	189.486	189.225	-0,1%	8.713	10.224	17,3%
Domestico	14.597	16.872	15,6%	5.798	7.100	22,5%
Non domestico	174.889	172.354	-1,4%	2.915	3.124	7,2%
MERCATO FINALE	264.497	257.465	-2,7%	36.647	36.925	0,8%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Più precisamente, il settore domestico ha acquistato complessivamente 59,5 TWh contro i 61,3 TWh del 2012, registrando quindi una diminuzione del 2,8%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico – quest'anno quasi 198 TWh in luogo dei precedenti 203 TWh – ha evidenziato una riduzione del 2,6% rispetto al 2012. Come in passato, la quota del mercato tutelato sul mercato totale si è ridotta in termini sia di energia, sia di clienti, mentre la quota del mercato libero è ulteriormente cresciuta in termini di clienti, nonostante abbia venduto sostanzialmente gli stessi quantitativi di energia dell'anno precedente.

Nel mercato di maggior tutela, i volumi di vendita sono diminuiti di quasi nove punti percentuali rispetto al 2012. Le ragioni di tale diminuzione risiedono nella fase congiunturale che nel 2013 è rimasta sostanzialmente negativa, spingendo i consumatori a risparmiare sui costi dell'energia in parte tramite una riduzione dei consumi, ma in parte anche attraverso lo spostamento nel mercato libero, alla ricerca di condizioni di prezzo più favorevoli. Come si vede dalla tavola, in effetti, la perdita di clienti su questo mercato, quantificabile in circa 1,2 milioni punti di prelievo, unitamente a quella osservata nel servizio di salvaguardia (-20.000 punti di prelievo rispetto al 2012), è stata più che compensata dall'incremento del numero di clienti sul mercato libero, salito di oltre 1,5 milioni di unità. Anche la netta riduzione dei consumi medi su tutte le tipologie di clienti (con l'unica eccezione della salvaguardia, per motivi diversi) parrebbe un'ulteriore conferma di questa ipotesi: i consumatori aumentano e quelli nuovi entrano direttamente nel libero, dove anche quelli "vecchi" si spostano sempre di più nel tentativo di trovare condizioni migliori; tutti comunque consumano sempre di meno, forse perché cambia progressivamente la dotazione dei durevoli o si è sempre più attenti alle questioni ambientali, ma, molto probabilmente, anche per ridurre la spesa energetica.

Nel 2013 l'energia venduta nel servizio di salvaguardia è diminuita quasi del 15%, così come il numero di clienti serviti si è ridotto di quasi 18 punti percentuali. La contrazione dei prelievi sembrerebbe quasi interamente dovuta alla riduzione della platea servita in questo mercato che, dopo aver assorbito punte dovute alla crisi economica delle imprese, sembra essere tornato su livelli più fisiologici.

Viceversa, come si è appena visto, l'elettricità fornita nel 2013 sul mercato libero ha subito una lievissima contrazione (-0,1%), nonostante il forte aumento (+17,3%) dei clienti serviti. La sostanziale stabilità dei volumi venduti sul mercato libero è integralmente dovuta alla notevole crescita che in questo mercato ha registrato il settore domestico: l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero risulta infatti cresciuta del 15,6% (+22,5% il numero di punti serviti). Anche nel 2013, invece, i consumi non domestici hanno registrato una diminuzione in tutti i mercati: 8,7% nella maggior tutela, 14,6% nella salvaguardia e -2,6% nel libero. Complessivamente, quindi, nel 2013 il mercato tutelato ha acquisito il 25% di tutta l'energia venduta al mercato finale (26% nel 2012), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito il 2% (lo stesso che nel 2012) e il mercato libero ne ha acquistato il 73% (contro il 72% del 2012).

TAV. 2.24

Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione

Al netto degli autoconsumi e delle perdite; volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

	2012				2013			
	MAGGIOR TUTELA	SALVA-GUARDIA	LIBERO	TOTALE	MAGGIOR TUTELA	SALVA-GUARDIA	LIBERO	TOTALE
VOLUMI								
Bassa tensione	69.850	1.891	64.119	135.859	63.832	1.590	67.982	133.404
Domestico	46.664	-	14.597	61.261	42.657	-	16.872	59.528
Non domestico	23.186	1.891	49.522	74.598	21.176	1.590	51.110	73.875
Media tensione	-	3.172	91.607	94.780	-	2.702	91.225	93.927
Alta/altissima tensione	-	98	33.760	33.858	-	116	30.018	30.135
MERCATO FINALE	69.850	5.161	189.486	264.497	63.832	4.407	189.225	257.465
PUNTI DI PRELIEVO								
Bassa tensione	27.821	101	8.619	36.542	26.608	83	10.121	36.811
Domestico	23.173	0	5.798	28.971	22.204	.	7.100	29.304
Non domestico	4.648	101	2.821	7.571	4.404	83	3.020	7.508
Media tensione	-	11	93	104	-	10	103	112
Alta/altissima tensione	-	0,1	0,8	0,9	-	0,04	1,0	1,1
MERCATO FINALE	27.821	113	8.713	36.647	26.608	93	10.224	36.925

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

È possibile analizzare il mercato della vendita finale anche sotto il profilo della tensione (Tav. 2.24). Nel 2013 i clienti allacciati in bassa tensione hanno acquistato il 47,8% dell'energia nel mercato di maggior tutela, l'1,2% tramite il servizio di salvaguardia e il 51% sul mercato libero. La porzione del mercato di maggior tutela è ovviamente più elevata (71,2%) se all'interno della bassa tensione si considerano i soli clienti domestici. I clienti non domestici connessi in bassa tensione hanno infatti acquisito solo il 28,7% dell'energia sul mercato di maggior tutela, il 2,2% in salvaguardia e il 69% nel mercato libero. Non vi sono ovviamente clienti allacciati in media o in alta tensione serviti dalla maggior tutela. La quota di energia fornita in regime di salvaguardia è più elevata nel caso dei clienti connessi in media tensione (2,9%), rispetto ai clienti in alta o altissima tensione (0,4%). Tuttavia mentre la media tensione in salvaguardia è diminuita (nel 2012 la quota era del 3,3%), la quota di energia servita dalla salvaguardia ai clienti connessi in alta tensione è aumentata (nel 2012 era pari allo 0,3%).

Non è sostanzialmente mutata, nel 2013, la distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (Fig. 2.14): la Lombardia è largamente la regione con i consumi più elevati, cui seguono – con valori consistenti – il Veneto, l'Emilia Romagna, il Piemonte e il Lazio. I consumi più ridotti si osservano invece in Basilicata, Molise e Valle d'Aosta. Rispetto al 2012, tuttavia, alcune regioni mostrano tassi positivi di variazione dell'energia venduta, in controtendenza rispetto alla media nazionale: spiccano, in particolare, Valle d'Aosta (18%), Trentino Alto Adige (8%), Umbria (3,3%) e Puglia (2,8%). Viceversa, consumi fortemente in calo rispetto al 2012 si registrano in: Sardegna (21%), Molise (-8%), Calabria e Abruzzo (-6% circa)[16].

16 La percentuale di variazione nei volumi di vendita regionali è tuttavia influenzata dal numero di venditori (e soprattutto dalla loro localizzazione geografica) che risponde alle varie edizioni dell'Indagine.

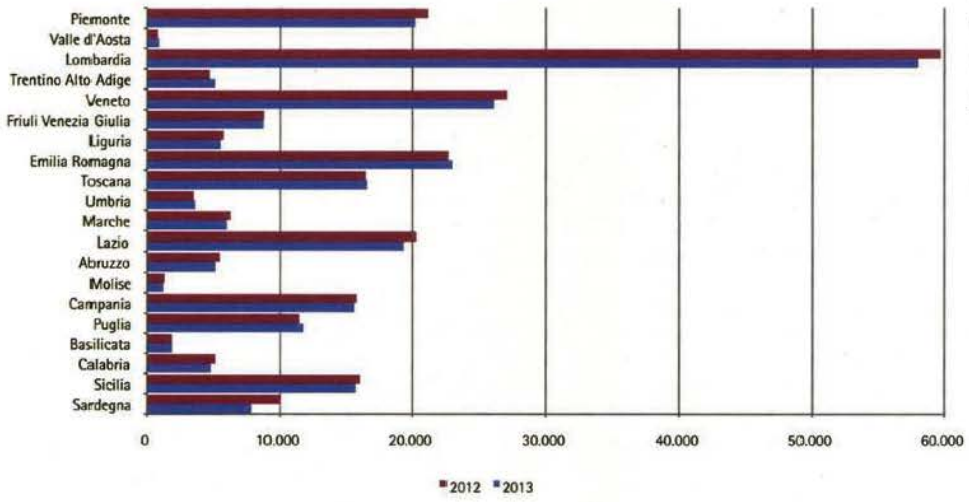


FIG. 2.14

Vendite al mercato finale nel 2012 e nel 2013 per regione

GWh

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

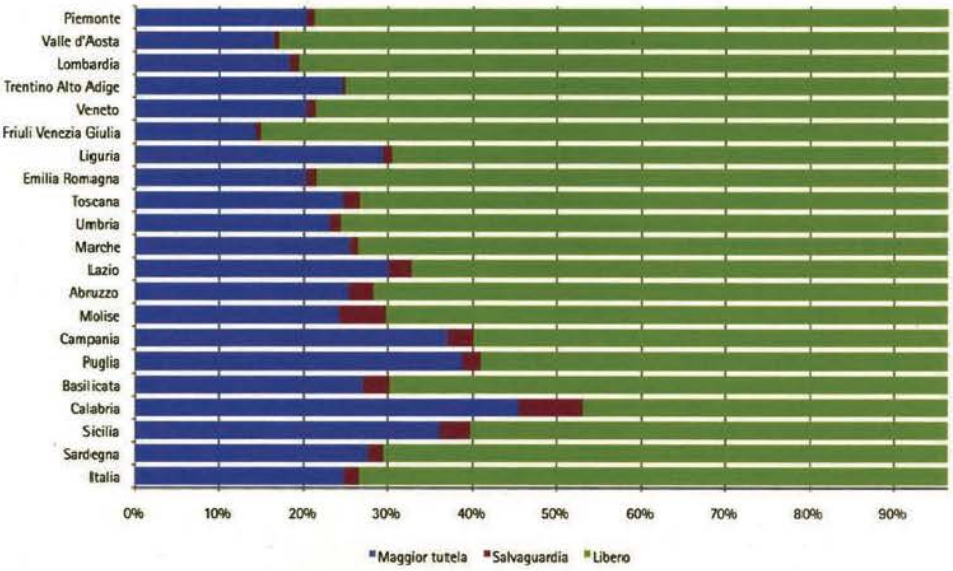


FIG. 2.15

Vendite al mercato finale nel 2013 per regione e per tipologia di mercato

Ripartizione percentuale

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 2.15 illustra la ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale che, anche in questo caso, si presenta sostanzialmente analoga a quella relativa al 2012. Il segmento del mercato libero risulta più ampio nelle regioni settentrionali (con il Friuli Venezia Giulia al primo posto, seguito a brevissima distanza dalla Valle d'Aosta e dalla Lombardia: in tutte e tre le regioni la quota del libero supera l'80%), mentre nella maggior parte delle regioni meridionali i segmenti della maggior tutela e della salvaguardia sono più estesi della media nazionale.

La regione Calabria è rimasta quella con la più bassa percentuale di apertura del mercato e l'unica nella quale la quota del mercato libero sulle vendite complessive è inferiore al 50%, sebbene sia in aumento (dal 45% nel 2012 è passata al 47%). Percentuali ridotte, che toccano il 60% circa, si riscontrano anche in Puglia (59% nel 2013, era 54% nel 2012), Campania (60% contro il 56% del 2012) e Sicilia (60,3% contro il 57% del 2012).

La classifica dei primi venti gruppi per vendite al mercato finale per l'anno 2013 (Tav. 2.25) presenta alcune novità interessanti rispetto allo scorso anno, specie per l'avvicendamento dei venditori nelle diverse posizioni.

Il gruppo Enel resta l'operatore dominante nel segmento della vendita finale, nonostante la costante erosione delle sue quote di mercato nei vari segmenti; nel 2013 il suo peso nel mercato totale è sceso al 34,9%, contro il 37,8% del 2012. L'importanza di Enel è massima nel segmento domestico, al quale fornisce ancora il 76% dell'energia da questo consumata, e rimane molto rilevante anche nel segmento non domestico connesso in bassa tensione, dove è pari al 43%. Rispetto al 2012, tuttavia, Enel ha perso la prima posizione negli altri due segmenti, cioè quello delle vendite a clienti non domestici connessi in media e in alta/altissima tensione, in favore nel primo caso del gruppo Edison e nel secondo caso del gruppo Green Network Luce & Gas.

L'energia venduta da Edison ai clienti non domestici in media tensione ha sostanzialmente raggiunto la quantità venduta loro da Enel (9,9% e 9,8% sono le rispettive quote di mercato verso questi clienti), mentre ha superato di oltre due punti percentuali le vendite di Enel ai clienti connessi in alta o altissima tensione. Con il 7,3% complessivo, il gruppo resta comunque saldamente al secondo posto nella classifica generale.

Al primo posto per vendite a clienti allacciati in alta o altissima tensione si è collocato il gruppo Green Network Luce & Gas, che ha fornito il 17,5% di tutta l'energia consumata in tale segmento. Grazie a questa performance il gruppo, che nel 2012 non era tra i primi venti, è entrato al sesto posto nella classifica generale del 2013.

Specialmente in virtù di vendite importanti a clienti non domestici, il gruppo Eni ha raggiunto, con la quota del 4,1%, il terzo posto nella classifica complessiva per il 2013. Nel 2012 tale posizione era occupata da Acea, divenuta quarta con il 3,9%.

Da segnalare infine per il 2013 l'ingresso tra i primi venti dei gruppi Gala, C.V.A. e GdF Suez e l'uscita di Modula, Alpiq Holding e C.I.E.

Il livello di concentrazione del mercato è diminuito rispetto al 2012: i primi dieci operatori (gruppi societari) coprono il 64% delle vendite complessive (la quota era del 70% nel 2012), mentre ne servono 16 (13 lo scorso anno) per superare il 75%. I primi tre gruppi, tuttavia, dominano tuttora praticamente metà del mercato (46,2%).

TAV. 2.25

Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2013

GWh

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE
		BT	MT	AT/AAT	
Enel	45.483	31.824	9.179	3.397	89.884
Edison	1.735	3.554	9.337	4.083	18.709
Eni	2.070	1.916	4.262	2.193	10.441
Acea	2.188	2.209	3.520	2.023	9.940
Hera	815	2.899	4.431	270	8.415
Green Network Luce & Gas	8	377	2.050	5.271	7.706
A2A	1.493	2.342	2.667	379	6.879
Sorgenia	705	2.254	3.491	371	6.821
E.On	177	1.567	3.679	462	5.885
Axpo Group	0	721	1.818	3.279	5.818
GALA	4	1.603	3.852	142	5.602
Iren	1.010	1.239	2.117	527	4.892
C.V.A.	130	1.677	2.725	1	4.533
Energetic Source	72	1.586	2.230	210	4.099
Repower AG	0	1.861	1.652	1	3.514
Egea	22	379	2.843	252	3.496
Dolomiti Energia	436	1.232	1.619	82	3.370
GdF Suez	685	228	559	1.743	3.216
Exergia	0	1.032	1.711	118	2.861
Metaenergia	42	263	2.407	109	2.821
Altri operatori	2.451	13.113	27.776	5.222	48.562
TOTALE OPERATORI	59.528	73.875	93.927	30.135	257.465

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.26

Tassi di switching dei clienti finali nel 2012 e nel 2013

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2012		2013	
	VOLUMI	PUNTI DI RILIEVO	VOLUMI	PUNTI DI RILIEVO
Domestico	8,3%	6,4%	9,7%	7,4%
Non domestico:	32,5%	12,0%	32,2%	15,3%
di cui:				
- bassa tensione	23,4%	11,8%	29,5%	15,1%
- media tensione	37,4%	26,6%	39,0%	27,5%
- alta e altissima tensione	38,0%	16,7%	21,1%	14,5%
TOTALE	27,2%	7,6%	27,2%	9,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Sulla base dei dati forniti dai distributori, lo *switching*[17] complessivo nel mercato elettrico sembra essersi stabilizzato intorno ai valori degli ultimi anni. Anzi, in termini di volumi, il valore del 2013 ricalca esattamente quello del 2012: il tasso complessivo è risultato infatti pari al 26,4% come l'anno precedente. Nel 2013, però, ha coinvolto una quota maggiore della clientela, pari al 9% (Tav. 2.26).

La composizione del dato totale, però, è piuttosto diversa. Mentre storicamente erano i volumi dei consumatori allacciati in media e soprattutto in alta o altissima tensione a registrare i tassi di *switching* più elevati, e quindi a spingere il valore complessivo verso l'alto, i dati del 2013 mostrano un maggiore equilibrio tra le cifre dei non domestici (siano essi connessi in bassa, media o alta tensione), oltre che una sempre maggiore partecipazione anche del settore domestico i cui tassi di *swiching* aumentano di anno in anno.

Nel 2013, in effetti, la percentuale di clienti domestici che ha cambiato fornitore è risultata pari al 7,4%, corrispondente a una quota di energia che ha raggiunto quasi il 10%.

Tra i clienti non domestici, inoltre, quelli allacciati in bassa tensione (che per livello di consumo sono molto più simili ai clienti domestici) hanno registrato tassi di *switching* superiori a quelli dei grandi consumatori (connessi in alta o altissima tensione).

Come in passato, tuttavia, tra la clientela non domestica il segmento più dinamico in termini di punti di prelievo è rimasto quello dei clienti connessi in media tensione.

Servizio di maggior tutela

Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese[18] connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero. Il servizio è garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 clienti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

Dall'analisi dei primi e provvisori risultati dell'Indagine annuale, risulta che nel 2013 sono stati venduti nel mercato di maggior tutela poco meno di 64 TWh a quasi 27 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2012, quando i volumi venduti raggiunsero quasi 70 TWh e il numero di punti di prelievo serviti sfiorava i 28 milioni, i consumi risultano scesi dell'8,6%, mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti del 4,4% (Tav. 2.27). La riduzione dei volumi è stata molto elevata e quasi uniforme per tutti gli usi: quasi nove punti percentuali in meno rispetto al 2012 per i domestici (-8,6%) e per gli altri usi (-8,7%), mentre la discesa dei consumi per illuminazione pubblica è stata inferiore di un punto e mezzo percentuale, ma comunque molto ampia (-7,3%).

17 I dati di *switching* sono stati rilevati utilizzando la definizione prevista dalla Commissione europea, ovvero l'attività di *switching* è intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:
- il *re-switch*, quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- lo *switch back*, quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- lo *switch* verso una società concorrente dell'incumbent e viceversa.

Nel caso in cui un cliente cambi area di residenza, lo *switch* viene registrato solo se si rivolge a un fornitore differente dall'*incumbent* esistente nell'area in cui arriva; inoltre, un cambiamento di condizioni economiche con lo stesso fornitore non è equivalente a uno *switch*, anche nel caso in cui venga scelta una nuova formula contrattuale, oppure il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore o da una società da esso controllata.

18 Ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 (convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125), sono "piccole imprese" i clienti finali diversi dai clienti domestici aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

TAV. 2.27

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTI	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2012	2013	VARIAZIONE	2012	2013	VARIAZIONE
Domestici	46.664	42.657	-8,6%	23.173	22.204	-4,2%
Residenti	41.233	37.835	-8,2%	18.039	17.294	-4,1%
Non residenti	5.431	4.821	-11,2%	5.134	4.910	-4,4%
Illuminazione pubblica	429	398	-7,3%	22	20	-7,5%
Altri usi	22.757	20.778	-8,7%	4.626	4.384	-5,2%
Fino a 16,5 kW	12.274	11.217	-8,6%	4.314	4.087	-5,3%
Oltre 16,5 kW	10.483	9.561	-8,8%	313	297	-4,9%
TOTALE	69.850	63.832	-8,6%	27.821	26.608	-4,4%

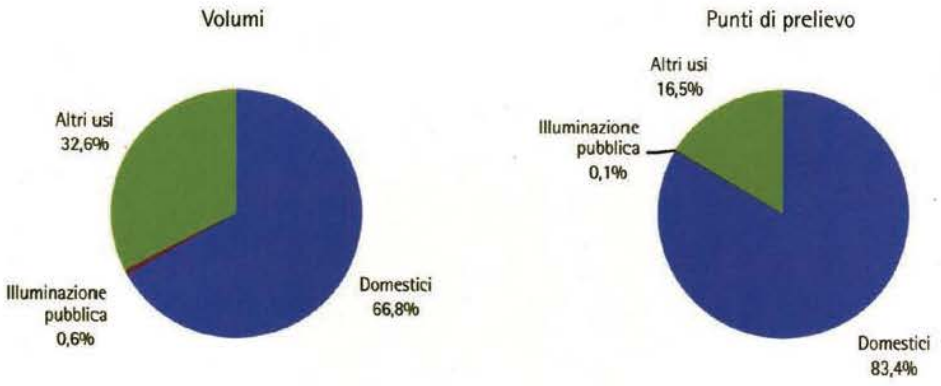
Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La discesa quasi analoga dei consumi non ha mutato, rispetto al 2012, le quote dei vari usi sul consumo totale. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (poco meno di 43 TWh) che, in termini di numerosità (22 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'83% del mercato totale della maggior tutela (sceso a poco meno di 27 milioni di punti di prelievo) (Fig. 2.16). L'89% del mercato domestico servito in maggior tutela riguarda i clienti residenti; di questi, circa l'87% è rappresentato da clienti con potenza fino a 3 kW. Le percentuali corrispondenti ai punti di prelievo sono invece, rispettivamente, pari al 72% e al 93%.

Le condizioni economiche prevalenti nel mercato di maggior tutela sono la bioraria obbligatoria e la multioraria, che insieme contano per il 94,8% dei punti di prelievo (Tav. 2.28). Quasi tutti i clienti domestici (94,7%) pagano la tariffa bioraria obbligatoria, vale a dire quella condizione economica che varia per fascia oraria nella giornata e che, a partire dall'1 luglio 2010, viene applicata automaticamente ai clienti dotati di contatore elettronico riprogrammato; una quota molto modesta, pari all'1,9%, paga la tariffa bioraria volontaria, quella cioè richiesta esplicitamente dai clienti anche prima dell'1 luglio 2010; al restante 3,4% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria.

FIG. 2.16

Quote di consumo e clienti serviti in maggior tutela



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La porzione di clienti a tariffa bioraria obbligatoria è cresciuta di un punto percentuale rispetto allo scorso anno, mentre quella dei clienti con tariffa monoraria si è ridotta di quasi un punto percentuale.

TAV. 2.28

Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2013

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Bioraria	99	0,2%	16	0,1%
Monoraria	2.650	4,2%	950	3,6%
Multioraria	19.967	31,3%	4.192	15,8%
Bioraria volontaria	896	1,4%	413	1,6%
Bioraria obbligatoria	40.219	63,0%	21.036	79,1%
TOTALE	63.832	100,0%	26.608	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.29

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2013

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Domestici residenti fino a 3 kW	32.938	52%	16.077	60%
Monoraria	954	1%	471	2%
Bioraria volontaria	598	1%	271	1%
Bioraria obbligatoria	31.387	49%	15.336	58%
Domestici residenti oltre 3 kW	4.897	8%	1.217	5%
Monoraria	422	1%	98	0%
Bioraria volontaria	194	0%	48	0%
Bioraria obbligatoria	4.280	7%	1.070	4%
Domestici non residenti	4.821	8%	4.910	18%
Monoraria	165	0%	185	1%
Bioraria volontaria	104	0%	95	0%
Bioraria obbligatoria	4.552	7%	4.629	17%
Illuminazione pubblica	398	1%	20	0%
Monoraria	391	1%	20	0%
Multioraria	7	0%	0	0%
Altri usi fino a 16,5 kW	11.217	18%	4.087	15%
Monoraria	62	0%	15	0%
Bioraria	468	1%	167	1%
Multioraria	10.688	17%	3.904	15%
Altri usi oltre 16,5 kW	9.561	15%	297	1%
Monoraria	38	0%	1	0%
Bioraria	251	0%	9	0%
Multioraria	9.273	15%	287	1%
TOTALE	63.832	100%	26.608	100%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.30

Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2013

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
Domestici residenti fino a 3 kW	32.938	77,2%	16.077	72,4%	2.049
0-1.000 kWh	1.539	3,6%	2.990	13,5%	515
1.000-1.800 kWh	6.026	14,1%	4.245	19,1%	1.420
1.800-2.500 kWh	8.136	19,1%	3.802	17,1%	2.140
2.500-3.500 kWh	9.744	22,8%	3.320	15,0%	2.935
3.500-5.000 kWh	5.870	13,8%	1.452	6,5%	4.042
5.000-15.000 kWh	1.571	3,7%	269	1,2%	5.848
> 15.000 kWh	53	0,1%	1	0,0%	93739
Domestici residenti oltre 3 kW	4.897	11,5%	1.217	5,5%	4.025
0-1.000 kWh	33	0,1%	63	0,3%	519
1.000-1.800 kWh	141	0,3%	97	0,4%	1455
1.800-2.500 kWh	318	0,7%	146	0,7%	2175
2.500-3.500 kWh	824	1,9%	274	1,2%	3009
3.500-5.000 kWh	1410	3,3%	337	1,5%	4181
5.000-15.000 kWh	1986	4,7%	292	1,3%	6802
> 15.000 kWh	185	0,4%	8	0,0%	24265
Domestici non residenti	4.821	11,3%	4.910	22,1%	982
0-1.000 kWh	1.105	2,6%	3.388	15,3%	326
1.000-1.800 kWh	969	2,3%	717	3,2%	1.351
1.800-2.500 kWh	699	1,6%	331	1,5%	2.110
2.500-3.500 kWh	710	1,7%	242	1,1%	2.930
3.500-5.000 kWh	571	1,3%	139	0,6%	4.101
5.000-15.000 kWh	604	1,4%	86	0,4%	7.060
> 15.000 kWh	164	0,4%	6	0,0%	27.790
TOTALE DOMESTICI	42.657	100,0%	22.204	100,0%	1.921

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come ci si poteva attendere in tempi di crisi, il consumo medio del cliente domestico si è ulteriormente ridotto, scendendo a 1.921 kWh all'anno (Tav. 2.30), vale a dire 100 kWh al di sotto dei 2.014 kWh registrati nel 2012. Leggermente più elevato, pari a 2.049 kWh, ma anch'esso diminuito di 100 kWh rispetto allo scorso anno, è il consumo medio dei residenti con potenza fino a 3 kW; pari a 4.025 kWh è il consumo medio dei residenti con potenza superiore ai 3 kW, che lo scorso anno raggiungeva i 4.231 kWh; mentre è risultato meno della metà, vale a dire 982 kWh contro i 1.058 kWh del 2012, il consumo medio dei non residenti.

Il 68,6% dei consumatori (cioè dei punti di prelievo) residenti fino a 3 kW di potenza appartiene alle prime tre classi di consumo (consumi inferiori a 2.500 kWh/anno), che insieme rappresentano anche la metà di tutti i clienti domestici. Circa tre quarti dei consumatori residenti oltre i 3 kW di potenza appartiene alle classi di consumo più elevate (consumi da 2.500 a 15.000 kWh/anno); queste stesse tre classi rappresentano però il 4,1% di tutti i clienti domestici. Per quanto riguarda invece i consumatori non residenti (seconde case),

il 69% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) e i consumi dell'83,6% di tali clienti non supera i 1.800 kWh/anno.

La tavola 2.31 mostra la ripartizione regionale della clientela domestica servita in maggior tutela, sostanzialmente invariata rispetto allo scorso anno, seppure su livelli di consumo e su una numerosità di punti di prelievo – come si è visto – sensibilmente inferiori. La Lombardia rappresenta la regione più importante: qui, infatti, è localizzato il 16,3% dei punti di prelievo che acquista un'analoga quota dei volumi. Seguono per numerosità di punti di prelievo (ma le quote sono simili anche per i volumi di vendita): il Lazio e la Sicilia (entrambi pari all'8,6%), la Campania (7,9%), il Veneto (7,8%), il Piemonte (7,4%). Otto regioni registrano una quota di punti di prelievo compresa tra il 2% e il 7%, mentre sono cinque le regioni la cui numerosità dei punti di prelievo è inferiore al 2% (i punti di prelievo di Molise e Valle d'Aosta sono meno dell'1% del totale).

Per quanto riguarda la ripartizione tra residenti e non residenti all'interno delle varie regioni, si osserva che Valle d'Aosta, Liguria, Abruzzo, Molise e Calabria sono le regioni con la quota maggiore di punti di prelievo non residenti (intorno al 31% per tutte tranne che per la Valle d'Aosta, dove raggiunge il 54%). Al contrario, Campania, Lombardia, Veneto e Friuli Venezia Giulia sono le regioni in cui la quota di clienti non residenti è minima (16% nelle prime due e 18,5% nelle ultime due).

TAV. 2.31

Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2013

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

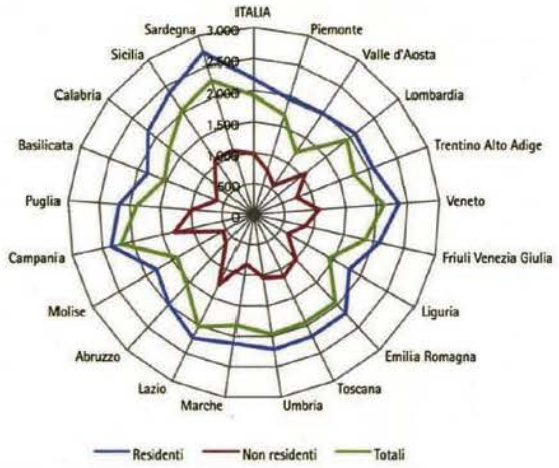
REGIONI	RESIDENTI		NON RESIDENTI		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Valle d'Aosta	73	37	24	43	98	80
Piemonte	2.505	1.283	273	367	2.778	1.651
Lombardia	6.369	3.030	621	580	6.990	3.610
Trentino Alto Adige	674	325	78	104	751	428
Veneto	3.315	1.406	336	317	3.651	1.722
Friuli Venezia Giulia	852	408	81	94	933	503
Liguria	973	544	162	253	1.135	797
Emilia Romagna	2.752	1.258	320	321	3.073	1.579
Toscana	2.329	1.063	364	324	2.693	1.388
Umbria	510	231	64	62	575	292
Marche	915	432	104	126	1.018	559
Lazio	3.346	1.503	511	406	3.858	1.909
Abruzzo	767	386	114	179	882	565
Molise	178	99	25	45	203	144
Campania	3.457	1.467	365	280	3.822	1.748
Puglia	2.517	1.158	368	371	2.886	1.529
Basilicata	311	170	34	54	345	224
Calabria	1.290	594	215	279	1.504	873
Sicilia	3.354	1.406	553	510	3.907	1.916
Sardegna	1.346	495	210	193	1.556	688
ITALIA	37.835	17.294	4.821	4.910	42.657	22.204

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come lo scorso anno, i consumi medi restano relativamente poco differenziati sul territorio, specie se si considerano quelli dei clienti domestici residenti (Fig. 2.17). Le uniche eccezioni sono date – in avanzo – dalla Sardegna, che per i residenti mostra un consumo medio di oltre 500 kWh più elevato rispetto alla media nazionale, e – in deficit – da Molise, Liguria e Basilicata, dove i domestici residenti evidenziano un consumo medio di circa 400 kWh inferiore alla media nazionale.

FIG. 2.17

Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2013



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.32

Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e per classe di consumo nel 2013

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Monoraria	1.541	755	2.041
0-1.000 kWh	89	247	361
1.000-1.800 kWh	207	148	1.399
1.800-2.500 kWh	259	122	2.120
2.500-3.500 kWh	337	115	2.933
3.500-5.000 kWh	312	76	4.119
5.000-15.000 kWh	304	46	6.603
> 15.000 kWh	33	1	32.288
Bioraria (obbligatoria o volontaria)	41.116	21.449	1.917
0-1.000 kWh	2.587	6.194	418
1.000-1.800 kWh	6.929	4.911	1.411
1.800-2.500 kWh	8.895	4.157	2.139
2.500-3.500 kWh	10.941	3.721	2.940
3.500-5.000 kWh	7.538	1.853	4.069
5.000-15.000 kWh	3.856	600	6.427
> 15.000 kWh	370	13	28.228
TOTALE	42.657	22.204	1.921

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Anche i consumi medi dei clienti suddivisi per classe di consumo e per condizione economica applicata non risultano molto differenziati (Tav. 2.32). Più precisamente, in media i consumi dei clienti a condizione bioraria (sia essa volontaria o obbligatoria) risultano sempre superiori, anche se di poco, a quelli dei clienti monorari. Ciò fino alle ultime tre classi, e specialmente nell'ultima, dove, invece, i prelievi dei consumatori a condizione monoraria risultano mediamente più elevati di quelli a condizione bioraria.

La tavola 2.33 propone la ripartizione dei volumi (20,8 TWh) e dei punti di prelievo (circa 4,4 milioni) relativi agli altri usi dell'energia elettrica per classe di consumo. Il 79% dei punti di prelievo non domestici (escludendo l'illuminazione pubblica) ricade nella prima classe di consumo (< 5 MWh/anno) per un volume di consumo corrispondente pari a quasi un quinto delle vendite totali.

I punti di prelievo con potenza inferiore a 16,5 kW rappresentano il 93,2% dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela e

TAV. 2.33

Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2013

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
Altri usi fino a 16,5 kW	11.217	54,0%	4.087	93,2%	2.745
< 5 MWh	4.056	19,5%	3.467	79,1%	1.170
5-10 MWh	2.526	12,2%	363	8,3%	6.952
10-15 MWh	1.496	7,2%	123	2,8%	12.135
15-20 MWh	1.013	4,9%	59	1,3%	17.192
20-50 MWh	1.959	9,4%	71	1,6%	27.599
50-100 MWh	150	0,7%	3	0,1%	58.368
100-500 MWh	18	0,1%	0	0,0%	155.781
500-2.000 MWh	0	0,0%	0	0,0%	754.430
2.000-20.000 MWh	-	-	-	-	-
Altri usi oltre 16,5 kW	9.561	46,0%	297	6,8%	32.160
< 5 MWh	113	0,5%	53	1,2%	32.160
5-10 MWh	285	1,4%	38	0,9%	2.154
10-15 MWh	398	1,9%	32	0,7%	7.549
15-20 MWh	473	2,3%	27	0,6%	12.552
20-50 MWh	3.023	14,6%	93	2,1%	17.560
50-100 MWh	2.710	13,0%	40	0,9%	32.531
100-500 MWh	2.509	12,1%	16	0,4%	68.386
500-2.000 MWh	48	0,2%	0,0700	0,0%	160.781
2.000-20.000 MWh	0,4	0,0%	0,0002	0,0%	692.262
TOTALE ALTRI USI	20.778	100,0%	4.384	100,0%	4.740

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

assorbono il 54% dei consumi. Metà dei punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW è caratterizzata da consumi compresi tra 20 e 500 MWh: le tre classi infatti assorbono l'86% dell'energia venduta a questa clientela.

La distribuzione regionale dei clienti non domestici (altri usi) è illustrata nella tavola 2.34. Anche in questo caso la Lombardia risulta la regione più importante in termini sia di numero di punti di prelievo (12,9% del totale nazionale), sia di volumi acquistati (17,1%) del totale nazionale. Molto rilevanti sono anche Lazio, Sicilia e Campania, che contano ciascuno intorno al 9% del totale nazionale, in termini sia di punti di prelievo, sia di energia acquistata. Seguono, a breve distanza, Puglia, Emilia Romagna, Toscana, Veneto e Piemonte, con quote uniformi di punti di prelievo (le cinque regioni insieme raggiungono il 37,1% del totale nazionale) e di volumi acquisiti (complessivamente il 36,1% del totale).

TAV. 2.34

Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2013

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

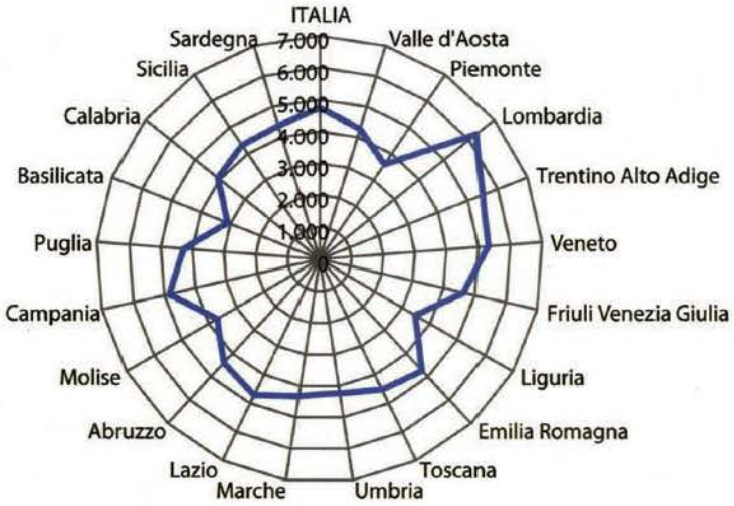
REGIONI	FINO A 16,5 kW		OLTRE 16,5 kW		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Valle d'Aosta	31	14	22	1	52	15
Piemonte	717	281	578	22	1.295	303
Lombardia	1.554	508	1.998	58	3.552	566
Trentino Alto Adige	256	83	245	9	500	91
Veneto	790	281	836	26	1.626	307
Friuli Venezia Giulia	167	65	162	6	328	71
Liguria	314	137	183	6	497	143
Emilia Romagna	786	302	766	25	1.551	327
Toscana	724	287	669	21	1.393	308
Umbria	142	59	124	4	266	63
Marche	257	112	264	8	521	120
Lazio	1.171	391	775	22	1.945	413
Abruzzo	231	87	180	6	411	93
Molise	57	23	33	1	90	24
Campania	1.224	376	682	18	1.907	394
Puglia	894	358	738	24	1.632	381
Basilicata	94	50	67	2	161	52
Calabria	405	157	269	9	674	165
Sicilia	1.036	385	722	21	1.757	407
Sardegna	369	133	249	8	618	141
ITALIA	11.217	4.087	9.561	297	20.778	4.384

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.18

Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2013

kWh



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Anche per gli altri usi si osservano complessivamente valori di consumo medio regionali non troppo dissimili intorno alla media nazionale di 4.740 kWh, se si eccettuano i valori elevati di Lombardia, Trentino Alto Adige e Veneto (rispettivamente pari a 6.275, 5.484 e 5.300 kWh), oltre a quelli più bassi di Basilicata e Liguria (nell'ordine pari a 3.089 e 3.477 kWh), come mostrato in figura 2.18. Il consumo medio, tuttavia, risulta molto diverso se calcolato tra le due tipologie di clienti: quello dei soggetti con potenza impegnata fino a 16,5 kW, infatti, è pari a 2.745 kWh, mentre quello dei soggetti con potenza superiore a 16,5 kW risulta pari a 32.160 kWh. Nell'ambito di tali tipologie, la variabilità territoriale tende a rimanere quella descritta in termini generali.

Da sottolineare è anche che la condizione economica assolutamente prevalente tra gli altri usi è la multioraria: essa è infatti applicata al 95,6% dei punti di prelievo e al 96,1% dei volumi venduti. L'alternativa è la condizione monoraria, che appartiene al 4% dei punti di prelievo (3,5% dei volumi). Residuali, invece, sono le quote della tariffa bioraria, con le quali viene fatturato lo 0,4% dei clienti, ovvero lo 0,5% dell'energia acquistata in questa tipologia contrattuale.

La tavola 2.35, infine, illustra la ripartizione dei volumi (398 GWh) e dei punti di prelievo (circa 20.000) relativi agli usi dell'energia elettrica per illuminazione pubblica. Più della metà dei punti di prelievo (55,8%) ricade nelle prime due classi di consumo, che insieme acquisiscono poco meno del 10% dei volumi complessivamente venduti. Un quarto dei punti di prelievo, che acquista il 54,7% dell'energia venduta per illuminazione pubblica, si colloca nelle due classi di consumo comprese tra 20 e 100 MWh. Se si aggiunge anche la classe di consumo che va da 100 a 500 MWh annui, la quota dell'energia acquisita sale al 78% circa, mentre quella dei punti di prelievo passa al 28%.

Nella figura 2.19 si vede la ripartizione per regioni dell'energia acquistata tramite il servizio di maggior tutela per l'illuminazione pubblica. I consumi maggiori si osservano, ancora una volta, in Lombardia (65 GWh), seguita dalla Campania (56 GWh) e dalla Puglia (42 GWh). Nel grafico, le regioni sono presentate in ordine decrescente per ampiezza della superficie: i consumi, in effetti, mostrano un trend decrescente, seppure con diverse eccezioni.

TAV. 2.35

Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2013

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

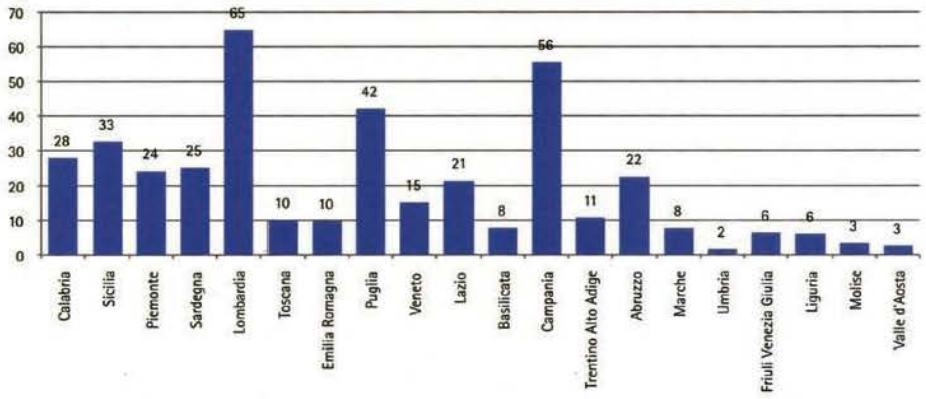
CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	15	3,7%	8	40,4%	1.822
5-10 MWh	23	5,7%	3	15,4%	7.287
10-15 MWh	24	5,9%	2	9,5%	12.331
15-20 MWh	24	6,0%	1	6,7%	17.489
20-50 MWh	112	28,1%	4	17,5%	31.626
50-100 MWh	106	26,6%	2	7,5%	69.411
100-500 MWh	92	23,0%	1	3,0%	153.033
500-2.000 MWh	4	0,9%	0	0,0%	1.111.549
TOTALE	398	100,0%	20	100,0%	19.677

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.19

Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione nel 2013

GWh



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2013 hanno operato nel mercato di maggior tutela 136 esercenti (imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di energia elettrica a clienti tutelati). Di questi, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas 134 imprese.

Il mercato della maggior tutela si mantiene fortemente concentrato: la società Enel Servizio Elettrico resta il principale esercente con una quota di mercato pari all'85,7%; seguono Acea Energia (4,3%), A2A Energia (3,7%) e Iren Mercato (1,3%). Gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%. I 119 operatori che non sono presentati nella tavola coprono insieme l'1,5% del mercato di maggior tutela (Tav. 2.36).

Le operazioni societarie più rilevanti, avvenute nel corso del 2013 tra gli esercenti il servizio di maggior tutela, sono le seguenti:

- all'inizio dell'anno l'impresa Trenta ha acquisito l'attività dall'Azienda Elettrica Comunale di Fai della Paganella e, con decorrenza 2 gennaio 2014, anche una parte di quella svolta dal Consorzio per i Servizi Territoriali del Noce;
- Enel Servizio Elettrico ha acquisito in maggio l'attività prima svolta dal Comune di Oschiri e, da gennaio 2014, una parte (circa 24 Comuni) di quella svolta da Iren Mercato, oltre che una parte di quella svolta dall'Azienda Elettrica Comunale Vipiteno;
- nel mese di luglio Camuna Energia ha ceduto l'attività a Valle Camonica Servizi Vendite;

- a fine anno Astea ha ceduto l'attività ad Astea Energia, così come CVA Trading ha incorporato Vallenergie, entrando così nel mercato tutelato;
- dall'inizio del 2014 Energie Offida ha ceduto l'attività a Marche Energie, una *joint venture* appositamente costituita che è al 70% di Estra Energie e al 30% di Odoardo Zecca;
- dal 10 gennaio 2014, infine, ASPM Soresina Servizi ha incorporato Soresina Reti e Impianti.

TAV. 2.36

Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2013

Volumi in GWh; quota percentuale

RAGIONE SOCIALE	VOLUMI	QUOTA
Enel Servizio Elettrico	54.697	85,7%
Acea Energia	2.757	4,3%
A2A Energia	2.338	3,7%
Iren Mercato	850	1,3%
Hera Comm	475	0,7%
Trenta	443	0,7%
Azienda Energetica - Etschwerke	326	0,5%
Acegas - Aps Service	242	0,4%
Agsm Energia	169	0,3%
Vallenergie	147	0,2%
A.I.M. Energy	141	0,2%
Amet	92	0,1%
A.E.M. Gestioni	80	0,1%
Asm Vendita e Servizi	58	0,1%
Umbria Energy	56	0,1%
Altri esercenti	961	1,5%
TOTALE	63.832	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Mercato libero

Come si è visto nelle pagine precedenti, il mercato libero dell'energia elettrica ha conosciuto nel 2013 una nuova espansione in termini di clienti e di numero di operatori presenti, seppure non altrettanto sia avvenuto nelle quantità (Tav. 2.37). Secondo quanto è emerso dall'Indagine annuale sui settori regolati (i cui risultati sul 2013, è bene ribadirlo, sono ancora preliminari), l'anno scorso il numero di venditori attivi è cresciuto di altre 40 unità circa, ma l'energia venduta è rimasta sostanzialmente invariata o, più precisamente, è diminuita di 0,3 TWh. Perciò il volume di vendita medio unitario delle vendite è ulteriormente diminuito del 15,5%, collocandosi appena al di sotto di 700 GWh, il valore storicamente più basso rilevato sinora, pari a circa la metà di quello del 2007, anno di completa apertura del mercato.

Come sempre l'incremento delle imprese di vendita è avvenuto a carico delle classi di operatori più piccole. Infatti, i venditori con volume complessivo compreso tra 0,1 e 1 TWh sono passati da 56 a 59 unità, ma soprattutto quelli con vendite inferiori a 0,1 TWh sono cresciuti da 141 a 180. Tra i grandi è da sottolineare il passaggio di Eni dalla seconda alla prima classe, per questo il numero di venditori oltre 10 TWh è cresciuto di un'unità, mentre è diminuita in modo corrispondente la classe di imprese con vendite da 5 a 10 TWh.

La stabilità delle vendite non è il prodotto di un andamento uniforme in tutte le classi: i 13,9 TWh che gli operatori più grandi (cioè quelli con più di 10 TWh di vendite) insieme a quelli medi (con vendite tra 1 e 5 TWh) hanno venduto in più rispetto al 2012, sono

TAV. 2.37

Attività dei venditori nel periodo 2007-2012 per classe di vendita

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Numero di distributori[A]	163	151	147	149	137	136	136
Numero di venditori attivi	135	149	177	193	196	230	272
Oltre 10 TWh	4	3	2	4	3	2	3
5-10 TWh	3	5	6	4	9	8	7
1-5 TWh	24	24	22	20	19	23	23
0,1-1 TWh	41	41	53	65	63	56	59
Fino a 0,1 TWh	63	76	94	100	102	141	180
Volume venduto (TWh)[B]	182,1	188,8	181,0	182,8	196,1	189,5	189,2
Oltre 10 TWh	86,2	77,8	68,3	77,9	70,9	55,4	62,6
5-10 TWh	24,8	37,5	44,5	31,5	63,0	59,5	45,0
1-5 TWh	54,9	56,0	46,3	44,5	34,4	50,0	56,7
0,1-1 TWh	14,5	15,8	19,5	26,9	25,7	21,8	21,8
fino a 0,1 TWh	1,7	1,8	2,3	2,0	2,0	2,8	3,1
Volume medio unitario (GWh)	1.349	1.267	1.022	947	1.000	824	696
Oltre 10 TWh	21.561	25.920	34.165	19.474	23.643	27.694	20.853
5-10 TWh	8.253	7.491	7.415	7.878	7.002	7.439	6.434
1-5 TWh	2.288	2.334	2.105	2.227	1.811	2.174	2.467
0,1-1 TWh	354	385	369	414	408	389	369
fino a 0,1 TWh	27	24	24	20	20	20	17

(A) Dal 2008 esercenti il servizio di maggior tutela che hanno svolto l'attività per almeno un giorno dell'anno.
(B) I volumi relativi alle vendite sul mercato libero coprono solo una parte dei volumi rilevati da Terna, comunque non inferiore all'89% negli anni 2000-2010.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

stati interamente persi dagli operatori medio-grandi, quelli cioè con vendite comprese tra 1 e 5 TWh, i cui volumi si sono ridotti di 14,5 TWh. Una discreta crescita ha interessato anche la classe dei piccolissimi, che con 0,3 TWh venduti in più rispetto al 2012 ha evidenziato un aumento dell'11,2%. In pratica l'unica classe ad aver mantenuto le proprie vendite stabili rispetto al 2012 è quella dei venditori medio-piccoli (con vendite comprese tra 0,1 e 1 TWh).

Le prime tre classi di operatori (ovvero i primi 33 operatori, corrispondenti al 12% dei principali venditori attivi) hanno coperto l'86,8% circa delle vendite complessive del 2013; le stesse cifre, calcolate nel 2012 erano, rispettivamente pari a 14% e 87%; in pratica lo stesso livello di consumi è oggi soddisfatto da una porzione lievemente più ampia di imprese. Il risultato dello spostamento dei volumi da una classe di operatori all'altra e dell'affacciarsi di un sempre maggior numero di essi al mercato è stato, ovviamente, il verificarsi di una riduzione generalizzata dei volumi medi unitari di vendita, proprio perché l'invarianza delle quantità di vendita si è distribuita tra un numero complessivamente più ampio di operatori, con l'unica eccezione degli operatori medio grandi, i cui volumi medi unitari sono cresciuti del 13,5% rispetto al 2012. Nella tavola 2.38, i dati raccolti dall'Autorità sono ripartiti per tipologia di cliente e per tensione; i clienti serviti nel mercato libero sono cresciuti in modo generalizzato, con tassi di variazione in alcuni casi molto elevati. Spiccano, in particolare, il settore domestico – nel quale i punti di prelievo sono saliti del 22,5% rispetto al 2012 – l'illuminazione pubblica connessa in media tensione e i clienti non domestici allacciati in alta o altissima tensione.

TAV. 2.38

Mercato libero per tipologia di cliente e tensione

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2012	2013	VARIAZIONE	2012	2013	VARIAZIONE
Bassa tensione	64.119	67.982	6,0%	8.619	10.121	17,4%
Domestico	14.597	16.872	15,6%	5.798	7.100	22,5%
Illuminazione pubblica	4.854	4.857	0,0%	199	218	9,7%
Altri usi	44.667	46.253	3,6%	2.623	2.803	6,9%
Media tensione	91.607	91.225	-0,4%	93	103	10,6%
Illuminazione pubblica	275	339	23,4%	0,6	0,9	61,5%
Altri usi	91.333	90.886	-0,5%	92	102	10,3%
Alta e altissima tensione	33.760	30.018	-11,1%	0,8	1,0	25,3%
Altri usi	33.760	30.018	-11,1%	0,8	1,0	25,3%
TOTALE	189.486	189.225	-0,1%	8.713	10.224	17,3%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Non altrettanto è accaduto ai volumi di vendita: in questo caso si evidenziano tassi di variazione molto positivi soltanto per gli usi in bassa tensione, specialmente per la crescita di oltre 2 TWh del domestico, e quelli dell'illuminazione pubblica connessa in media tensione, vale a dire nei settori che partendo da quantità ridotte tendono a registrare tassi di crescita più elevati con incrementi in valore assoluto relativamente contenuti. Gli usi produttivi connessi in alta o altissima tensione, invece, si sono ridotti di quasi 4 TWh, registrando la notevole caduta dell'11%, che segue quella già consistente (15%) del 2012.

Da un punto di vista relativo si osserva che il 36% dei volumi è stato acquisito dai consumatori connessi in bassa tensione (era il 34% nel 2012), il 48% dalla media tensione (come nel 2012) e il 16% dall'alta e altissima tensione (era il 18% nel 2012). Conseguentemente, quindi, la quota degli "altri usi" (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), che nel 2012 era del 90% sull'intero mercato libero, è scesa all'88% in termini di energia e al 28% in termini di punti di prelievo (era il 31% nel 2012).

Tra i domestici, la classe più rilevante è quella con consumi compresi tra i 2.500 e i 3.500 kWh/anno, che conta per il 22,9% in termini di numerosità di clienti e per il 28,5% in termini di prelievi (Tav. 2.38). Altrettanto importanti per quote di clienti, ma meno ampie in termini di consumi sono anche le due classi precedenti (1.000-1.800 e 1.800-2.500 kWh). In ogni classe i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano del medesimo ordine di grandezza, seppur lievemente superiori, a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela (Tav. 2.30).

Nel 2013 il 15% dei clienti domestici, più di un milione, risulta aver sottoscritto un contratto dual fuel. Il consumo complessivo di questi clienti è pari a 2,3 TWh, quasi il 14% di tutta l'energia venduta ai domestici sul mercato libero. Anche questi clienti mostrano consumi medi simili a quelli generali.

La disaggregazione, disponibile anche per il mercato libero, dei clienti per tariffa applicata (Tav. 2.40) mostra una preferenza per la modalità contrattuale bioraria, che è stata scelta in oltre la metà (51%) dei casi. Il 38% dei clienti ha scelto la modalità monoraria e solo l'11% quella multioraria.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, le vendite in termini di volumi risultano concentrate nelle classi di consumo più elevate; lo 0,3% circa della clientela consuma più di 2.000 MWh all'anno, per un totale di 86,6 TWh (il 50,2% delle vendite complessive nel relativo segmento di mercato), mentre più della metà dei clienti (53%) consuma meno di 5 MWh all'anno (Tav. 2.41).

Tra la clientela non domestica i contratti dual fuel non hanno grande diffusione: i punti di prelievo che hanno preferito una fornitura di questo tipo sono circa 64.000 sugli oltre 3 milioni totali e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è circa pari a 1,8 TWh sui 172 complessivi (Tav. 2.42).

TAV. 2.39

Mercato libero domestico nel 2013 per classe di consumo

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	578	3,4%	1.123	15,8%	515
1.000-1.800 kWh	2.238	13,3%	1.571	22,1%	1.425
1.800-2.500 kWh	3.341	19,8%	1.554	21,9%	2.150
2.500-3.500 kWh	4.807	28,5%	1.628	22,9%	2.952
3.500-5.000 kWh	3.692	21,9%	902	12,7%	4.092
5.000-15.000 kWh	2.038	12,1%	316	4,5%	6.448
> 15.000 kWh	177	1,1%	6	0,1%	28.870
TOTALE DOMESTICI	16.872	100,0%	7.100	100,0%	2.376
DI CUI CON CONTRATTO DUAL FUEL					
< 1.000 kWh	99	4,2%	175	16,4%	520
1.000-1.800 kWh	400	17,2%	282	26,4%	1.423
1.800-2.500 kWh	539	23,2%	252	23,6%	2.142
2.500-3.500 kWh	650	27,9%	222	20,8%	2.938
3.500-5.000 kWh	424	18,2%	104	9,8%	4.078
5.000-15.000 kWh	203	8,7%	32	3,0%	6.426
> 15.000 kWh	13	0,6%	1	0,1%	22.531
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	2.328	100,0%	1.068	100,0%	2.338

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.40

Mercato libero domestico nel 2013 per condizione contrattuale applicata

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

CONDIZIONE CONTRATTUALE	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	8.576	38,2%	3.601	38,2%
Bioraria	6.452	50,8%	2.711	50,7%
Multioraria	1.845	10,9%	788	11,1%
TOTALE DOMESTICI	16.872	100,0%	7.100	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.41

Mercato libero non domestico nel 2013 per classe di consumo

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	BT	2.844	1,6%	1.663	1.710
5-10 MWh	BT	3.010	1,7%	422	7.140
10-15 MWh	BT	2.661	1,5%	217	12.267
15-20 MWh	BT	2.447	1,4%	141	17.350
< 10 MWh	MT	45	0,0%	10	4.367
10-20 MWh	MT	83	0,0%	6	14.471
< 20 MWh	AT e AAT	0,5	0,0%	0,1	3.656
20-50 MWh	Tutti	11.453	6,6%	364	31.438
50-100 MWh	Tutti	9.681	5,6%	140	69.162
100-500 MWh	Tutti	25.417	14,7%	121	209.980
500-2.000 MWh	Tutti	28.112	16,3%	30	937.417
2.000-20.000 MWh	Tutti	49.489	28,7%	10	4.971.561
20.000-50.000 MWh	Tutti	12.600	7,3%	0,4	29.382.067
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.707	2,2%	0,1	59.723.788
70.000-150.000 MWh	Tutti	7.175	4,2%	0,1	101.699.185
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	13.628	7,9%	0,04	351.302.812
TOTALE NON DOMESTICI		172.354	100,0%	3.124	55.167

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.42

Mercato libero non domestico nel 2013 per livello di tensione

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	DI CUI DUAL FUEL	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI DUAL FUEL
BT	51.110	1.165	3.020	63
MT	91.225	596	103	1
AT e AAT	30.018	35	1	0,002
TOTALE NON DOMESTICI	172.354	1.796	3.124	64

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

I livelli regionali di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero sono esposti nella tavola 2.43. Gli indici di concentrazione utilizzati a livello territoriale si riferiscono alla quota di mercato dei primi tre operatori (singoli esercenti e non gruppi societari) e alla percentuale dei punti di prelievo da questi serviti. Come in passato, anche nel 2013 le regioni settentrionali, fatta eccezione per la Valle d'Aosta e il Trentino Alto Adige, presentano indici di concentrazione mediamente più contenuti rispetto a quelli meridionali. In particolare, Lombardia, Piemonte e Veneto risultano, nell'ordine,

TAV. 2.43

Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero

Quota di mercato dei primi tre operatori; percentuale dei punti di prelievo da questi serviti

REGIONE	NUMERO OPERATORI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	144	32,2	47,7
Valle d'Aosta	63	86,5	72,0
Lombardia	174	31,4	67,3
Trentino Alto Adige	122	70,5	67,2
Veneto	152	35,9	62,3
Friuli Venezia Giulia	110	45,7	50,0
Liguria	121	40,4	55,7
Emilia Romagna	141	40,2	71,1
Toscana	143	38,8	65,1
Marche	110	45,0	59,3
Umbria	118	38,9	67,8
Lazio	138	46,4	76,1
Abruzzo	106	44,0	77,0
Molise	83	51,2	69,4
Campania	129	48,9	84,0
Puglia	124	42,0	55,4
Basilicata	83	54,0	68,2
Calabria	98	57,4	83,7
Sicilia	108	53,8	79,6
Sardegna	110	58,5	70,9

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

le regioni con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, essendo la quota corrispondente dei primi tre operatori intorno al 33% delle vendite complessive regionali. In Piemonte, inoltre, i primi tre operatori risultano servire la più bassa quota di clienti. Viceversa, Sardegna, Calabria e Basilicata sono le regioni che – dopo la Valle d'Aosta e il Trentino – evidenziano i livelli di concentrazione più elevati in termini di quota di volumi, ma soprattutto di clienti serviti.

Il gruppo Enel, che tuttora domina in modo assoluto il segmento tutelato del mercato finale elettrico, è decisamente meno importante nel segmento libero, seppure anche qui mantiene la prima posizione.

Nel 2013, infatti, la sua quota di vendita a clienti liberi ha di nuovo toccato un punto di minimo relativo (17,7%), inferiore anche al valore del 2010 (19%), finora registrato come il più basso. Lo scorso anno, inoltre, si è accorciata la distanza con il secondo gruppo, Edison, la cui incidenza si è invece accresciuta rispetto al 2012, essendo passata dal 9% al 9,9%. Lo stesso è accaduto al gruppo Eni, che dal 5% del 2012 è salito al 5,5%. In quarta posizione è entrato il gruppo Green Network Luce & Gas che, come si è visto nelle pagine precedenti, ha venduto molta energia ai clienti allacciati in alta o altissima tensione.

Il grado di concentrazione nazionale nel mercato libero è complessivamente diminuito: la quota dei primi dieci gruppi in termini di volumi venduti si è ridotta di 4,5 punti percentuali, essendo scesa al 56,9% dal 61,4% del 2012.

Quasi la metà, il 48,1% per la precisione, dei 272 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale serve clienti in un numero di regioni compreso tra uno e cinque; 46 imprese, pari al 16,9%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 95 società hanno operato in un numero di regioni compreso tra sei e 19.

TAV. 2.44

Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2013
Volumi in GWh; quota percentuale

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA %
Enel	33.531	17,7%
Edison	18.709	9,9%
Eni	10.441	5,5%
Green Network Luce & Gas	7.706	4,1%
Acea	7.183	3,8%
Sorgenia	6.821	3,6%
Hera	6.050	3,2%
E.On	5.885	3,1%
Axpo Group	5.818	3,1%
Gala	5.602	3,0%
A2A	4.541	2,4%
C.V.A.	4.386	2,3%
Energetic Source	4.099	2,2%
Iren	4.042	2,1%
Repower AG	3.514	1,9%
Egea	3.496	1,8%
GdF Suez	3.216	1,7%
Dolomiti Energia	2.927	1,5%
Metaenergia	2.778	1,5%
AGSM Verona	2.375	1,3%
Altri operatori	46.105	24,4%
TOTALE VENDITORI MERCATO LIBERO	189.225	100%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tra le principali operazioni societarie che hanno interessato nel 2013 gli operatori della vendita elettrica nel mercato libero la principale riguarda Est Più, la società di vendita del gas e dell'energia elettrica della provincia di Gorizia, che dall'1 gennaio 2013 ha incorporato Isogas, anch'essa operante in Friuli Venezia Giulia, acquisendo in tal modo l'attività di vendita a clienti liberi. Prima dell'acquisizione la società operava già nel mercato elettrico, ma effettuava solo la vendita di maggior tutela. Fino a dicembre 2012, inoltre, Est Più era posseduta al 70% da Eni e al 30% dalla triestina Acegas-Aps. Da gennaio 2013, però quest'ultima è entrata nel gruppo Hera, cedendo al contempo la sua partecipazione in Est Più al gruppo Eni – che quindi ora ne è socio al 100%.
Inoltre, sempre nel 2013, si sono realizzate le seguenti variazioni:

- sempre nel mese di gennaio, Starter Energy, una società che vendeva energia elettrica all'ingrosso e a clienti finali, si è estinta;
- in febbraio Assoutility ha cambiato ragione sociale in Axopower;
- in aprile Esperia Energia, società che opera sia all'ingrosso sia nel mercato libero dell'energia elettrica, ha cambiato ragione sociale diventando Sistema Energia Italia; in autunno ha anche avviato l'attività di vendita a clienti finali nel gas naturale;
- Orobie Gas & Power, impresa che opera nell'ingrosso e nel mercato libero elettrico oltre che nella vendita di gas naturale nella zona di Bergamo, è entrata a far parte del gruppo Edlo Energy in giugno;
- in agosto E.U.M. Società Cooperativa per l'energia e l'ambiente Moso che vende energia elettrica nel mercato libero in Passiria (una zona del Trentino) ha incorporato il Consorzio Azienda Elettrica Corvara;
- in novembre si è estinta EG Energia & Gas, un'impresa che

effettuava la vendita sia all'ingrosso, sia a clienti liberi nella capitale; Green Network Luce & Gas ha incorporato Green Network Sud nello stesso mese;

- a fine anno, Multienergy, un'azienda di compravendita all'ingrosso di energia elettrica, è stata incorporata in Energy Consulting;
- da gennaio 2014 Acea Energia ha incorporato Acea Energia Holding.

Nel 2013 cinque imprese hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori dell'Autorità di aver avviato l'attività di vendita di energia elettrica a clienti finali liberi; tutte risultano attive anche nell'ingrosso elettrico e nella vendita di gas naturale a clienti finali, tre di loro, inoltre, hanno dichiarato di vendere anche gas all'ingrosso. Ventisette imprese hanno dichiarato di aver avviato l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di energia elettrica, mentre quattro società hanno dichiarato di aver cessato la medesima attività.

La dimensione media delle imprese che effettuano la vendita di energia elettrica all'ingrosso o a clienti finali è piuttosto piccola e risulta diminuita rispetto all'anno precedente. In media le imprese di vendita sul mercato libero operano con 8,6 addetti (Tav. 2.45). Più dell'83% dei venditori[19] opera con meno di dieci addetti, ma vende il 49% scarso dell'energia complessiva. Il restante 51% dei volumi venduti sul mercato libero è fornito dal 16,6% dei soggetti che opera con un numero di addetti compreso tra dieci e 250.

TAV. 2.45

Ripartizione delle imprese che vendono energia elettrica per classe di addetti

Volumi in M(m^3)

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI VENDUTI A CLIENTI FINALI
0	37,9%	-	38,1%
1	18,3%	0,6	0,7%
2 – 9	27,2%	4,3	9,8%
10 – 19	6,5%	14,1	7,0%
20 – 49	4,7%	34,5	11,6%
50 – 250	5,3%	90,2	32,9%
TOTALE	100,0%	8,6	100,0%

Fonte: Raccolta dati *unbundling* e Indagine annuale sui settori regolati.

Servizio di salvaguardia

Tutti i clienti che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, ma che non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela, sono ammessi al servizio di salvaguardia. Dall'1 maggio 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta[20].

Le imprese che sono state selezionate con la procedura concorsuale per esercitare il servizio di salvaguardia negli anni 2011, 2012 e 2013 sono: Enel Energia (per Umbria, Marche, Sardegna, Campania, Basilicata, Calabria e Sicilia), Exergia (per Piemonte, Valle d'Aosta, Liguria, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna) e Hera Comm (per Lombardia, Toscana, Lazio, Abruzzo, Molise e Puglia).

Nel 2013, oltre alle tre società indicate, si è aggiunta per un breve periodo anche la società A.E.M. Comune di Chiomonte. A seguito della risoluzione del contratto di trasporto tra l'impresa distributrice e la società Exergia, infatti, l'Autorità[21] ha designato A.E.M. Comune di Chiomonte (in quanto esercente la maggior tutela) a svolgere transitoriamente il servizio di salvaguardia nell'ambito del territorio di competenza, a partire dall'1 ottobre 2013 e fino al nuovo svolgimento delle procedure concorsuali.

19 L'informazione sul numero degli addetti è stata tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini unbundling. I valori sono riferiti al personale che nella media dell'anno 2012 era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola sono riferiti a 169 società.

20 Come ha stabilito il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007.

21 Con la delibera 19 settembre 2013, 399/2013/R/eel.

TAV. 2.46

Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente nel 2013

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2012	2013	VARIAZIONE	2012	2013	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	407	381	-6,4%	18	15	-16,8%
Altri usi	1.484	1.209	-18,5%	83	68	-18,2%
TOTALE BT	1.891	1.590	-15,9%	101	83	-17,9%
Illuminazione pubblica	25	35	39,7%	0,1	0,1	31,5%
Altri usi	3.148	2.667	-15,3%	11	10	-15,6%
TOTALE MT	3.172	2.702	-14,8%	11	10	-15,2%
Altri usi	98	116	18,5%	0,1	0,04	-35,9%
TOTALE AT E AAT	98	116	18,5%	0,1	0,04	-35,9%
TOTALE SALVAGUARDIA	5.161	4.407	-14,6%	113	93	-17,7%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.47

Servizio di salvaguardia nel 2013 per regione

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

REGIONE	ESERCENTE	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %
Valle d'Aosta	Exergia	5	0%	0,1	0%
Piemonte	Exergia/A.E.M. Comune di Chiomonte	183	4%	3,6	4%
Lombardia	Hera Comm	590	13%	11,1	12%
Trentino Alto Adige	Exergia	15	0%	0,4	0%
Veneto	Exergia	273	6%	5,4	6%
Friuli Venezia Giulia	Exergia	51	1%	1,5	2%
Liguria	Exergia	59	1%	1,8	2%
Emilia Romagna	Exergia	274	6%	6,8	7%
Toscana	Hera Comm	313	7%	9,0	10%
Umbria	Enel Energia	46	1%	1,5	2%
Marche	Enel Energia	52	1%	1,8	2%
Lazio	Hera Comm	521	12%	6,5	7%
Abruzzo	Hera Comm	150	3%	2,9	3%
Molise	Hera Comm	68	2%	0,6	1%
Campania	Enel Energia	457	10%	11,3	12%
Puglia	Hera Comm	249	6%	6,2	7%
Basilicata	Enel Energia	60	1%	0,9	1%
Calabria	Enel Energia	365	8%	6,3	7%
Sicilia	Enel Energia	538	12%	11,9	13%
Sardegna	Enel Energia	139	3%	3,2	3%
ITALIA	-	4.407	100%	92,8	100%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

A novembre 2013 si è conclusa la procedura concorsuale per l'esercizio del servizio di salvaguardia nei prossimi tre anni, vale a dire 2014, 2015 e 2016. Dall'1 gennaio 2014 e sino al 2016, le società che esercitano la salvaguardia sono due:

- Enel Energia per i territori di otto regioni: Veneto, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Sardegna, Campania, Abruzzo, Calabria e Sicilia;
- Hera Comm per i territori delle restanti 12 regioni, vale a dire: Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Lombardia, Toscana, Marche, Umbria, Lazio, Puglia, Molise e Basilicata.

Nel 2013 sono stati serviti in regime di salvaguardia 93.000 punti di prelievo calcolati con il criterio del *pro die* (ovvero conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti). Complessivamente questi clienti hanno prelevato 4,4 TWh (Tav. 2.46), il 14,6% dell'energia in meno di quanto hanno consumato nel 2012. Anche il numero di punti di prelievo serviti in salvaguardia è notevolmente diminuito rispetto al 2012: in quell'anno, infatti, erano 113.000, pertanto la riduzione è quasi del 18%, superiore a quella dei volumi. Tale fenomeno si è manifestato per tutte le tipologie di clienti, con l'eccezione degli altri usi connessi in bassa tensione, per i quali il calo dell'energia consumata è risultato sostanzialmente analogo a quello dei punti di prelievo.

La contrazione dei prelievi sembrerebbe, quindi, quasi interamente dovuta alla riduzione della platea servita in questo mercato. Non a caso, il consumo medio è cresciuto per tutti i tipi di clienti, salvo che per gli altri usi in bassa tensione, dove è rimasto pressoché invariato. Il calo dei consumi e degli acquirenti serviti in questo mercato costituisce, per certi aspetti, un segnale positivo sull'andamento dell'economia, perché il servizio di salvaguardia è anche il regime in cui finiscono gli utenti del mercato libero che perdurano in una condizione di morosità[22]. È probabile che negli anni scorsi le difficoltà economiche attraversate dai clienti industriali e commerciali abbiano fatto salire il numero degli utenti morosi e, per conseguenza, anche quello degli utenti serviti in salvaguardia; la loro riduzione potrebbe, pertanto, essere il segnale di un rientro su numeri, per così dire, fisiologici.

La salvaguardia riguarda quasi esclusivamente gli usi industriali e commerciali, che prelevano il 90,6% di tutta l'energia venduta su questo mercato. Per lo più tali clienti sono allacciati in media tensione (60,5%), ma una quota non trascurabile di essi (27,4%) è connessa in bassa tensione. Il restante 9,4% dell'energia è fornita all'illuminazione pubblica.

Data la tipologia di clienti che accede a questo mercato, il prelievo medio è piuttosto elevato, superiore a 47 MWh. Naturalmente tale valore medio è il risultato di tre cifre molto diverse per tipo di tensione: il valore del consumo medio per gli utenti allacciati in bassa tensione, infatti, è di 19 MWh; quello dei clienti in media tensione sale a 280 MWh per arrivare alla punta di 2,7 GWh nel caso degli utenti in alta tensione.

Lombardia, Sicilia, Lazio e Campania sono, nell'ordine, le regioni che assorbono i volumi maggiori di energia elettrica acquisita in regime di salvaguardia (Tav. 2.47).

Come lo scorso anno, quote relativamente importanti, a scendere, appartengono anche ad altre cinque regioni: Calabria, Toscana, Emilia Romagna, Veneto e Puglia.

Hera Comm ed Enel Energia sono gli operatori che hanno fornito i quantitativi di energia maggiore su questo mercato: rispettivamente, il 42,9% e il 37,6%.

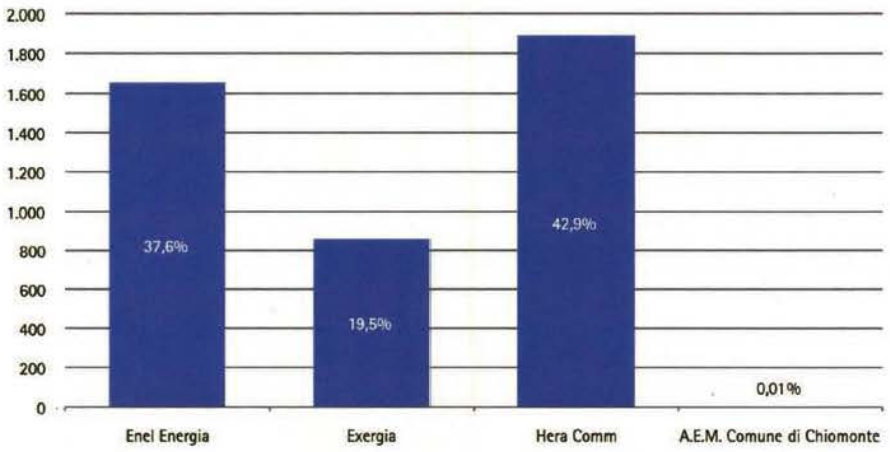


FIG. 2.20

Venditori del servizio di salvaguardia nel 2013

GWh e quota percentuale

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

22 Si ricorda che, ai sensi della delibera 5 gennaio 2008, ARG/elt 4/08, quando un cliente finale del mercato libero perdura in una condizione di morosità, il venditore può rescindere il contratto e in tal modo il cliente viene ammesso alla salvaguardia.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Con la delibera 19 dicembre 2013, 607/2013/R/eel, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare per l'anno 2014 le tariffe relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2014 risulta pari a 2,779 c€/kWh. Nella tavola 2.48 tale tariffa media viene confrontata con quella relativa al 2013, calcolata sulla base degli stessi volumi utilizzati per il calcolo delle tariffe di distribuzione per l'anno 2014. I valori delle componenti UC3 e UC6 considerate nel calcolo per gli anni 2013 e 2014 sono, rispettivamente, quelli fissati con le delibere 28 dicembre 2012, 581/2012/R/com e 27 dicembre 2013, 641/2013/R/com, con riferimento al primo trimestre dei due anni.

TAV. 2.48

Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura
c€/kWh

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	UC_3 e UC_6	TOTALE
2013	0,586	1,766	0,271	0,097	2,720
2014	0,610	1,808	0,257	0,104	2,779
Variazione assoluta	0,024	0,042	-0,014	0,007	0,059
Variazione %	4,1%	2,4%	-5,2%	7,2%	2,2%

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.49

Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente
c€/kWh

	2013	2014	DIFFERENZA
BT usi domestici	4,185	4,303	0,118
BT illuminazione pubblica	2,096	2,162	0,066
BT altri usi	3,228	3,325	0,097
MT illuminazione pubblica	1,334	1,378	0,044
MT altri usi	1,550	1,599	0,049
AT	0,676	0,696	0,020
AAT	0,590	0,612	0,022

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.50

Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente
c€/kWh

	2013	2014	DIFFERENZA
BT usi domestici	0,887	0,841	-0,046
BT illuminazione pubblica	0,060	0,057	-0,003
BT altri usi	0,229	0,217	-0,012
MT illuminazione pubblica	0,060	0,060	-
MT altri usi	0,030	0,030	-
AT	0,006	0,005	-0,001
AAT	0,001	0,001	-

Fonte: AEEGSI.

Prezzi del mercato al dettaglio

Sulla base dei dati ancora provvisori raccolti dall'Autorità, nel 2013 il prezzo medio sul mercato libero per l'approvvigionamento di energia elettrica è risultato pari a 110,47 €/MWh. Questo prezzo è stato rilevato chiedendo agli operatori del mercato libero di includere esclusivamente le componenti riferite a energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento e costi di commercializzazione della vendita. Il dato si riferisce, come già nel 2012, al totale delle offerte del mercato libero e considerando tutte le tipologie di clienti servite in bassa tensione.

Per quanto riguarda invece le vendite relative al servizio di maggior tutela, il prezzo medio si è attestato sui 105,52 €/MWh. Questo prezzo è stato rilevato chiedendo agli esercenti il servizio di maggior tutela di includere esclusivamente le seguenti componenti (già inclusive delle perdite di rete): PED (PE+PD), PCV, DISPBT e PPE, ovvero le voci relative all'acquisto e al dispacciamento dell'energia elettrica, i costi di commercializzazione della vendita e le componenti di perequazione.

Complessivamente si registra quindi anche nel 2013 per i clienti serviti in bassa tensione un prezzo più elevato nel mercato libero, come nei due anni precedenti. A differenza di tali anni si rileva però una netta differenziazione tra i clienti domestici e quelli non domestici. Mentre per i domestici il mercato libero risulta più oneroso e con un differenziale rilevante (17,29 €/MWh, pari a +16,7%), per i clienti non domestici in bassa tensione il mercato libero presenta una lieve convenienza (-2,11 €/kWh, -1,9%).

TAV. 2.51

Prezzi medi finali (componente approvvigionamento) nel 2013(A)
€/MWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE	MERCATO LIBERO	SERVIZIO DI MAGGIOR TUTELA
Domestico	121,03	103,74
Non domestico(B)	106,99	109,10
TOTALE CLIENTI	110,47	105,52

(A) Dati provvisori.
(B) Bassa tensione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come emerso nelle conclusioni dell'Indagine conoscitiva in materia, di cui alla delibera 7 agosto 2013, 366/2013/E/com, occorre considerare che le offerte sul mercato libero sono più articolate e comprendono spesso servizi accessori (per esempio, polizze assicurative o strumenti per l'efficienza energetica) e talvolta sono caratterizzate da strutture di prezzo, come quelle a prezzo bloccato, che comportano meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi diversi da quello della maggior tutela, che si muove con cadenza trimestrale. Nel 2013 il prezzo medio sul mercato libero per l'approvvigionamento dell'energia elettrica si distribuisce per classe di consumo e livello di tensione, rispettivamente per la clientela domestica e per la clientela non domestica, secondo quanto illustrato nelle tavole 2.52 e 2.53. Si osserva che il cliente non domestico medio in bassa tensione nel mercato libero presenta un consumo medio di 16.900 kWh/anno.

TAV. 2.52

Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2013(A)

Volumi in GWh; prezzi in €/MWh

CLASSE DI CONSUMO	QUANTITÀ ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO(B)	PREZZO(C)
< 1.000 kWh	578	1.122.522	150,69
1.000-1.800 kWh	2.238	1.570.858	125,27
1.800-2.500 kWh	3.341	1.554.064	121,92
2.500-3.500 kWh	4.807	1.628.307	119,76
3.500-5.000 kWh	3.692	902.229	118,42
5.000-15.000 kWh	2.038	316.083	116,24
> 15.000 kWh	177	6.139	97,52
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	16.872	7.100.201	121,03

(A) Dati provvisori.
(B) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.
(C) Il prezzo è calcolato includendo le componenti riferite a energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento e commercializzazione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.53

Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per livello di tensione nel 2013(A)

Quantità energia in GWh; prezzi in €/MWh

LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO(B)	PREZZO(C)
Bassa tensione	51.110	3.020.401	106,99
Media tensione	91.225	102.793	88,14
Alta e altissima tensione	30.018	1.043	75,86
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	172.354	3.124.238	91,59

(A) Dati provvisori.
(B) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.
(C) Il prezzo è calcolato includendo le componenti riferite a energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento e costi di commercializzazione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Approvvigionamento dell'Acquirente Unico

Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica avvenuta l'1 luglio 2007, ai sensi della legge n. 125/07, di conversione del decreto legge n. 73/07, l'Acquirente unico è il soggetto che svolge l'attività di approvvigionamento per i clienti che usufruiscono del servizio di maggior tutela, servizio rivolto ai clienti domestici e alle piccole imprese che non hanno un venditore sul mercato libero. I clienti che, pur non avendo un venditore sul mercato libero, non rientrano tra gli aventi diritto alla maggior tutela sono serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia, svolto da

società di vendita selezionate attraverso apposite procedure di gara. Nello svolgimento delle funzioni che gli sono attribuite, l'Acquirente unico è incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica minimizzando i costi e i rischi connessi con le diverse modalità di approvvigionamento cui può ricorrere.

La tavola 2.54 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2013. Dalla tavola è possibile constatare come, per i propri approvvigionamenti, l'Acquirente unico abbia sottoscritto contratti al di fuori del sistema delle offerte per un ammontare pari a circa il 63% del proprio fabbisogno. Relativamente agli acquisti fatti sull'MGP, circa l'11,5% di essi è stato coperto dal rischio prezzo con contratti differenziali, inclusivi dei contratti *Virtual Power Plant* (VPP).

TAV. 2.54

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2013

GWh, al lordo delle perdite di rete

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Al di fuori del sistema delle offerte	15.346	10.139	18.462	43.947
di cui:				
- contratti bilaterali tramite aste AU	8.192	5.462	9.965	23.619
- contratti stipulati su MTE	7.154	4.677	8.496	20.328
Mercato del giorno prima	9.835	10.630	6.490	26.955
di cui:				
- contratti differenziali	28	21	39	88
- contratti VPP	960	723	1.339	3.022
- acquisti al PUN	8.847	9.886	5.113	23.846
Sbilanciamento Unità di consumo[A]	-268	-166	-386	-820
TOTALE	**24.912**	**20.604**	**24.566**	**70.082**

(A) Per semplicità non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111/06, e successive integrazioni e modifiche.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Acquirente unico.

La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le unità di consumo si è attestata su valori superiori a quelli del 2012 e corrispondenti all'1,2% del fabbisogno.

Nella tavola 2.55 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di Borsa. Con riferimento al 2014[23] l'ammontare di energia elettrica acquistata sull'MGP interessa circa il 42% del fabbisogno dell'Acquirente unico.

TAV. 2.55

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2013

Incidenza delle fonti di approvvigionamento non soggette al rischio prezzo sul totale del fabbisogno nel 2013

	F1	F2	F3	TOTALE
Contratti bilaterali tramite aste AU	33%	27%	41%	34%
Contratti stipulati su MTE	29%	23%	35%	29%
Contratti differenziali e VPP	4%	4%	6%	4%

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Acquirente unico.

23 I dati relativi all'anno 2014 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2014.

La quota del portafoglio dell'Acquirente unico, coperta con contratti differenziali per la protezione dal rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata su MGP prevista per l'anno 2014, fa riferimento alla potenza sottostante i contratti di cessione di capacità produttiva virtuale (contratti VPP) di tipo *baseload* per l'anno 2014 stipulati tra l'Acquirente unico ed Enel Produzione ed E.ON Energy Trading, di cui alla tavola 2.56.

TAV. 2.56

Quantità assegnate ai contratti Virtual Power Plant nel 2014

DATA ASTA	MW
15/10/2009	13
2/10/2013	190
22/10/2013	135

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Acquirente unico.

Per l'anno 2014 l'Acquirente unico, in esito alle aste riportate nella tavola 2.57, ha sottoscritto contratti fisici bilaterali di tipo *baseload*. Le clausole contrattuali prevedono la registrazione delle quantità oggetto dei contratti sulla piattaforma del mercato a dell'MTE gestito dal GSE e, pertanto, la loro regolazione avviene secondo le regole di tale mercato.

TAV. 2.57

Quantità assegnate ai contratti fisici bilaterali (baseload) nel 2014

DATA ASTA	MW	DATA ASTA	MW
01/02/12	55	20/09/12	140
29/02/12	50	27/09/12	50
08/03/12	45	04/10/12	200
15/03/12	40	11/10/12	70
22/03/12	50	18/10/12	90
05/04/12	5	25/10/12	200
12/04/12	50	31/10/12	100
17/05/12	5	08/11/12	5
24/05/12	145	15/11/12	5
31/05/12	220	22/11/12	150
07/06/12	140	29/11/12	200
14/06/12	250	06/12/12	200
21/06/12	90	13/1212	200
05/07/12	150	11/01/13	200
12/07/12	120	17/01/13	200
26/07/12	55	24/01/13	200
02/08/12	85		

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Acquirente unico.

All'energia elettrica conseguente alle assegnazioni riportate nella tavola 2.57 si aggiungono le quantità contrattate direttamente su MTE. Complessivamente per l'anno 2014 la quantità di energia elettrica approvvigionata mediante contratti bilaterali e acquisti sull'MTE risulta pari a circa 37.932 GWh, di cui 33.813 GWh *baseload* e 4.119 GWh *peakload*.

Infine, la tavola 2.58 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2014.

TAV. 2.58

Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per l'anno 2014

FONTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2014 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'AU	PREZZO
Contratti bilaterali e acquisti su MTE	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2014 e gli acquisti effettuati sul mercato a termine dell'energia elettrica	37.932	57,8	Definito nell'ambito del contratto
Borsa elettrica (Mercato del giorno prima)	La quota rimanente per soddisfare la domanda dei clienti finali	27.658	42,2	Prezzo unico nazionale
di cui				
VPP	La potenza assegnata in esito ai contratti di cessione di capacità produttiva virtuale	2.961	4,5	Prezzi in funzione del prezzo di aggiudicazione dell'asta
	TOTALE FABBISOGNO	65.590	100,0	

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Acquirente unico.

Prezzo dell'energia elettrica e inflazione

Nell'ambito del paniere di spesa per la rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione, il peso dell'energia elettrica è sceso dall'1,72% del 2013 all'1,61% del 2014, a seguito della consueta revisione annuale della ponderazione operata dall'Istat. Ogni anno, la determinazione dei coefficienti di ponderazione degli indici viene effettuata mediante l'utilizzo dei dati relativi ai consumi finali delle famiglie, stimati dalla Contabilità nazionale dell'Istat, e di quelli derivanti dall'Indagine sui consumi delle famiglie, oltre che da altre fonti ausiliarie interne ed esterne all'Istat. Le variazioni dei prezzi dei beni e dei servizi inclusi nel paniere concorrono al calcolo dell'indice generale in funzione della quota di spesa che le famiglie destinano al loro acquisto. Al fine di misurare le quote di spesa con riferimento ai valori del periodo che definisce la base di calcolo degli indici, ossia il dicembre 2013, i dati relativi ai consumi finali delle famiglie, riferiti invece all'anno 2012, vengono opportunamente inflazionati sulla base delle variazioni di prezzo misurate nel corrispondente intervallo temporale.

Il segmento dell'energia elettrica è inserito nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati", che comprende l'insieme di due dei segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire l'energia elettrica e il gas. Poiché anche il peso di quest'ultimo è diminuito nel 2012 (vedi il Capitolo 3 di questo volume), l'incidenza della tipologia "Beni energetici regolamentati" è passata dal 4,3% del 2013 al 3,8% del 2014.

Nel 2013 il segmento di consumo dell'energia elettrica rilevato dall'Istat ha presentato prezzi in diminuzione nella prima metà dell'anno (-0,7% nel primo trimestre 2013 rispetto al trimestre precedente e -0,5% nel secondo trimestre), in aumento nel terzo trimestre (+1,2%) e nuovamente in diminuzione nel quarto (-0,6%) (Tav. 2.59). Tali variazioni, combinandosi con gli aumenti, anche significativi, registrati nel corso di tutto il 2012, fanno si che complessivamente il 2013 presenti un aumento medio annuo del 2,9%, il quale, confrontato con l'1,2% del livello generale dei prezzi, porta a una crescita, in termini reali, dell'1,7%. Nel primo trimestre di quest'anno l'indice dell'elettricità ha registrato un aumento dell'1,1% rispetto al quarto trimestre 2013. Il tasso di variazione a 12 mesi è quindi sceso, a marzo 2014, all'1,2%, che si confronta con un tasso di inflazione tendenziale pari allo 0,4%. Considerando il livello medio dell'indice energia elettrica nel 2013 (119,6), l'inflazione settoriale acquisita[24] per il 2014 da questo segmento di consumo è pari all'1,1%.

24 L'inflazione acquisita rappresenta la variazione media dell'indice nell'anno indicato, che si avrebbe ipotizzando che l'indice stesso rimanga al medesimo livello dell'ultimo dato mensile disponibile nella restante parte dell'anno.

TAV. 2.59

Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica

Numeri indice 2010=100 e variazioni percentuali

	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE	INDICE GENERALE	VARIAZIONE	ENERGIA ELETTRICA REALE(A)	VARIAZIONE
Gennaio 2013	119,5	9,5%	106,7	2,2%	112,0	7,2%
Febbraio	119,5	9,5%	106,8	1,9%	111,9	7,5%
Marzo	119,5	9,5%	107,0	1,6%	111,7	7,8%
Aprile	118,9	5,1%	107,0	1,1%	111,1	3,9%
Maggio	118,9	0,4%	107,0	1,1%	111,1	-0,7%
Giugno	118,9	0,4%	107,3	1,2%	110,8	-0,8%
Luglio	120,3	1,3%	107,4	1,2%	112,0	0,1%
Agosto	120,3	1,3%	107,8	1,2%	111,6	0,1%
Settembre	120,3	1,3%	107,5	0,9%	111,9	0,4%
Ottobre	119,6	-0,7%	107,3	0,8%	111,5	-1,4%
Novembre	119,6	-0,7%	107,0	0,7%	111,8	-1,3%
Dicembre	119,6	-0,7%	107,2	0,7%	111,6	-1,3%
ANNO 2013	119,6	2,9%	107,2	1,2%	111,6	1,7%
Gennaio 2014	120,9	1,2%	107,4	0,7%	112,6	0,5%
Febbraio	120,9	1,2%	107,3	0,5%	112,7	0,7%
Marzo	120,9	1,2%	107,4	0,4%	112,6	0,8%

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

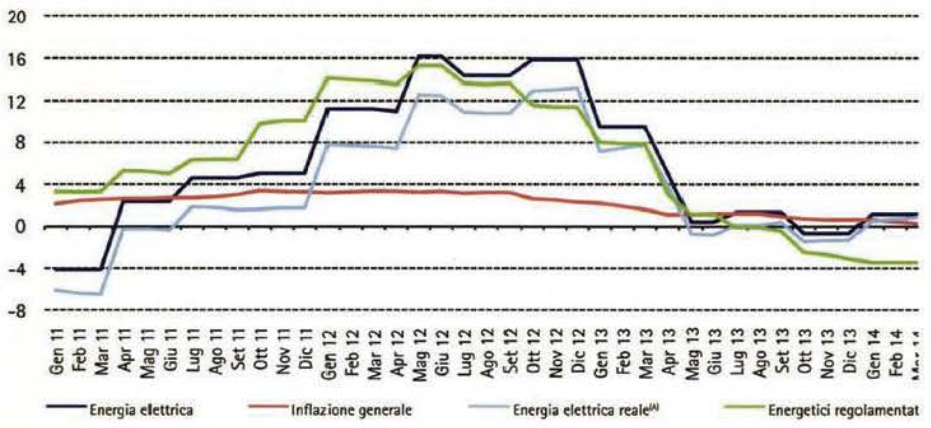
Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

L'andamento dell'elettricità appena visto ha certamente contribuito ad abbassare il tasso di variazione a 12 mesi dei prezzi dei "Beni energetici regolamentati" (Fig. 2.21) che, dopo aver toccato il punto di massima (15,3%) a metà del 2012, nei mesi successivi è sceso in misura considerevole e continuativa, portandosi su valori negativi (decremento dei prezzi) a partire da luglio 2013.

FIG. 2.21

Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi anni

Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - Indici nazionali.

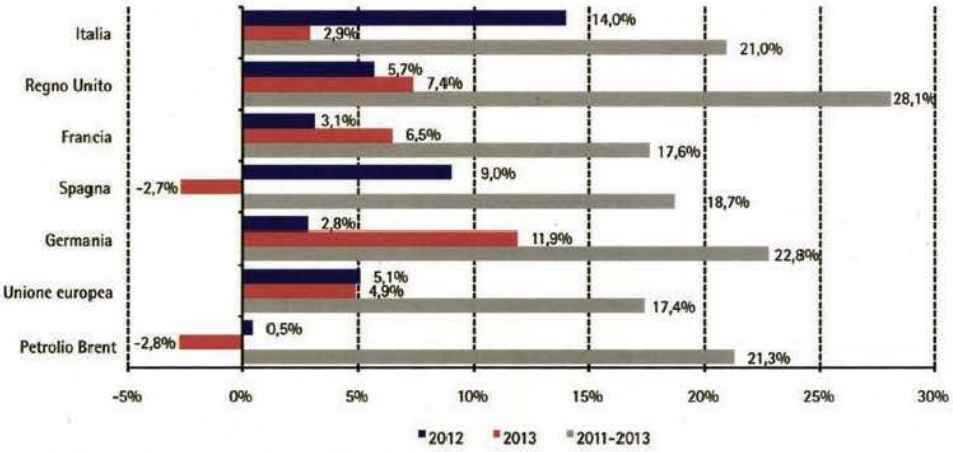


FIG. 2.22

Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali Paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2011-2013

Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

La crescita del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane può essere valutata anche in confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 2.22). Il rincaro del 2,9% registrato nel 2012 in Italia risulta inferiore alla media dei Paesi dell'Unione europea (4,9%) e superiore solamente al dato della Spagna, dove si è verificata una diminuzione del 2,9%, che risulta allineata all'andamento del petrolio Brent (-2,8%). Se si considerano le variazioni del prezzo elettrico negli ultimi tre anni, l'Italia presenta un aumento del 21%, lievemente superiore alla dinamica della stessa Spagna (+18,7%), della Francia (+17,6) e della media dell'Unione europea (+17,4%), ma lievemente inferiore alla dinamica della Germania (+22,8) e nettamente inferiore a quella del Regno Unito (+28,1%).

Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

La dinamica dell'indice mensile dell'Istat per il prezzo dell'energia elettrica trova sostanziale corrispondenza nell'andamento delle condizioni economiche di maggior tutela per un consumatore domestico residente con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza di 3 kW.

Dopo i sensibili aumenti del 2012, che hanno determinato alla fine di tale anno un picco di 19,4 c€/kWh, i prezzi di fornitura in maggior tutela sono successivamente diminuiti, sino a raggiungere il minimo di 18,94 c€/kWh nel secondo trimestre 2013. Tale livello, dopo le lievi variazioni dei trimestri seguenti, si ripresenta quasi identico nel secondo trimestre 2014 (18,98 c€/kWh) (Fig. 2.23).

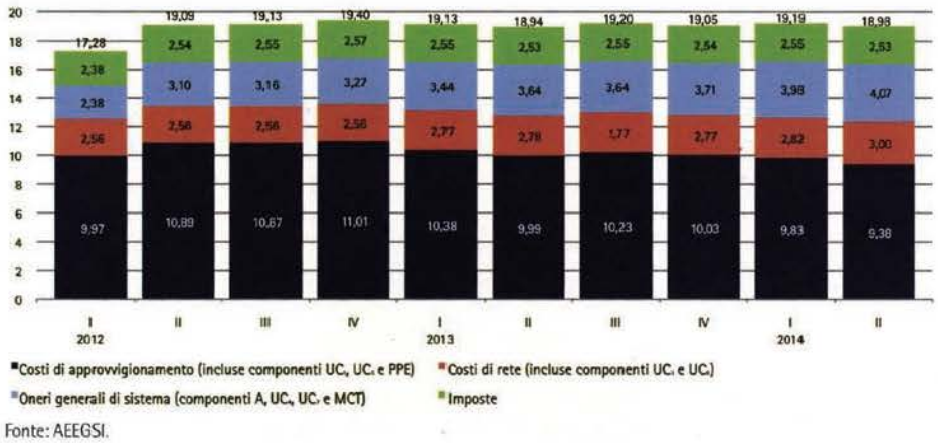


FIG. 2.23

Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW

c€/kWh; 2012-2014

Fonte: AEEGSI.

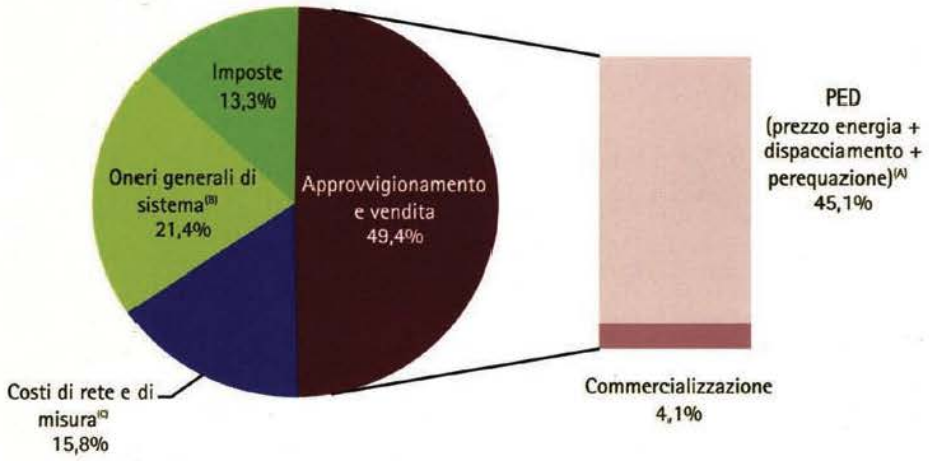
A determinare la dinamica suddetta hanno concorso principalmente i seguenti fattori:

- i ribassi sistematici dei costi di acquisto dell'energia sul mercato all'ingrosso, registrati nei primi tre trimestri del 2013 e nei primi due del 2014, con una riduzione complessiva di 1,95 c€/kWh;
- l'aumento dei costi di dispacciamento nel terzo trimestre 2013 (+0,39 c€/kWh), neutralizzato per oltre la metà nel trimestre successivo (-0,21 c€/kWh) in virtù dell'applicazione delle specifiche misure di contenimento adottate dall'Autorità (delibere 30 maggio 2013, 239/2013/R/eel, e 28 giugno 2013, 285/2013/R/eel);
- gli aumenti nei costi di rete, verificatisi essenzialmente nel primo trimestre 2013 (+0,21 c€/kWh) e nel secondo trimestre 2014 (+0,18 c€/kWh);
- i sensibili incrementi negli oneri generali di sistema, emersi in modo particolare nei primi due trimestri 2013 (+0,37 c€/kWh) per effetto della dinamica della componente A_3, relativa agli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate, nonché nel primo trimestre 2014 (+0,28 c€/kWh), a seguito dell'introduzione della componente Ae, volta a finanziare le agevolazioni alle imprese manifatturiere con elevati consumi di energia elettrica, di cui all'art. 39 del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83.

FIG. 2.24

Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW

Valori aggiornati al secondo trimestre 2014



(A) Il corrispettivo per l'acquisto e il dispacciamento di energia include gli elementi di perequazione PPE_1 e PPE_2.
(B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, le componenti UC_4, UC_7 e MCT.
(C) La componente a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura include le componenti UC_3 e UC_6.

Fonte: Comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

All'1 aprile 2014, il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente, con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza, era pari a 16,44 c€/kWh al netto delle imposte e a 18,98 c€/kWh al lordo delle imposte.

Le voci a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura (incluse le componenti tariffarie UC_3 e UC_6 in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incidono per il 15,8% sul prezzo lordo complessivo, in aumento rispetto al peso registrato nell'ultimo trimestre 2013 (14,6%).

I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica, ad aprile 2014, presentano un'incidenza sul prezzo lordo pari al 49,4%, in riduzione di oltre tre punti percentuali rispetto a un anno prima. Tali corrispettivi comprendono le seguenti voci:

- i costi di acquisto dell'energia sul mercato all'ingrosso (elemento PE);

- i costi di dispacciamento (elemento PD);
- i saldi risultanti dal sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica per i clienti in maggior tutela (elementi PPE_1 e PPE_2);
- le voci relative alla commercializzazione (corrispettivi PCV e $DISP_{BT}$).

Infine, all'1 aprile 2014 gli oneri generali di sistema, per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela, incidono sul prezzo lordo per il 21,4%, in aumento di oltre due punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2013. La tavola 2.60 illustra la ripartizione del gettito complessivo degli oneri generali di sistema, di competenza nel 2013, tra le diverse componenti, evidenziando il peso della componente A. Si rimanda al Capitolo sulla regolamentazione nel settore dell'energia elettrica del vol. II per ulteriori informazioni di dettaglio.

TAV. 2.60

Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2013

ALIQUOTA	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE
A_2	Oneri per il finanziamento delle attività nucleari residue	170
A_3	Fonti rinnovabili e assimilate	12.763
A_4	Regimi tariffari speciali ferrovie	459
A_5	Finanziamento della ricerca	44
A_6	*Stranded Costs*	0
A_S	Bonus sociale	18
UC_4	Imprese elettriche minori	67
MCT	Misure di compensazione territoriale	59
UC_7	Efficienza energetica negli usi finali	197
TOTALE		13.777

Fonte: AEEGSI.

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

La continuità del servizio di trasmissione nel 2013, misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS), evidenzia un netto miglioramento rispetto all'anno 2012. Nella tavola 2.61 è mostrato l'andamento dell'indicatore ENS relativo agli anni dal 2010 al 2013. La diminuzione della ENS è principalmente dovuta al contributo inferiore degli incidenti rilevanti.

Sono così definite le interruzioni con energia non fornita superiore a 250 MWh (considerando gli effetti dei servizi di mitigazione prestati dalle imprese distributrici, tali da consentire l'alimentazione degli utenti connessi con le reti di distribuzione a seguito di disalimentazioni delle cabine primarie, originate sulla rete di trasmissione). In particolare, nell'anno 2012 si sono verificati tre episodi, a febbraio, marzo e novembre, che hanno rispettivamente interessato diverse province dell'Italia centrale e le province di Taranto e Catania, per un totale di energia non fornita pari a 2.985 MWh; nell'anno 2013, invece, si sono verificati due episodi: il primo, a novembre, ha interessato la provincia di Palermo per una ENS pari a 723 MWh, mentre il secondo, a dicembre, ha interessato le province di Bolzano, Belluno e Trento per una ENS pari a 440 MWh.

Nella tavola 2.62 sono rappresentati il numero e l'entità complessiva, in termini di energia non fornita netta, degli incidenti rilevanti; mentre nella tavola 2.63 sono rappresentati il numero e l'entità complessiva, in termini di energia controalimentata per effetto del servizio di mitigazione riconosciuto alle imprese distributrici, sempre degli incidenti rilevanti.

TAV. 2.61

Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti

MWh/anno

ANNO	ENS[A]
2010	2.175
2011	3.131
2012	4.460
2013	2.980

(A) Il dato è calcolato per l'intera area nazionale con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli utenti connessi con la rete rilevante, coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine della disalimentazione.

Fonte: Comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

TAV. 2.62

Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti

Numero di incidenti rilevanti; MWh/anno

ANNO	INCIDENTI RILEVANTI	ENS
2010	1	339
2011	2	1.305
2012	3	2.985
2013	2	1.163

Fonte: Rapporti annuali di Terna e comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

TAV. 2.63

Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici in occasione di incidenti rilevanti

Numero di episodi; MWh/anno

ANNO	INCIDENTI RILEVANTI	ENS
2012	17	447
2013	22	1.408

Fonte: Comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

Ai fini della regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione, l'indicatore oggetto di regolazione premi-penalità è la ENS ottenuta escludendo i volumi di energia non fornita, derivanti da cause non riconducibili all'operato di Terna e considerando il contributo degli incidenti rilevanti, corretto da una funzione di saturazione (ENS regolata).

Per il periodo 2012-2015, gli obiettivi di miglioramento annuo della ENS regolata sono differenziati tra la rete di trasmissione storica (già esistente al 2008) e la porzione di rete di trasmissione acquisita nel 2009 da Enel Distribuzione (TELAT); nel 2013 tali valori sono stati rispettivamente pari a 925 MWh e 568 MWh, per un totale di 1.493 MWh. I valori effettivi di ENS regolata, comunicati da Terna e ancora oggetto di verifica da parte dell'Autorità, sono rispettivamente pari a 792 MWh e 898 MWh, per un totale di 1.690 MWh. L'indicatore relativo alla rete TELAT è peggiore del livello obiettivo fissato dall'Autorità per l'anno 2013.

Il numero medio delle interruzioni lunghe e brevi per utente (dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna, e compresi gli incidenti rilevanti) è riportato nella tavola 2.64.

Il numero medio su base nazionale è leggermente aumentato rispetto agli anni precedenti, rimanendo comunque inferiore a una interruzione lunga o breve ogni due anni.

Per quanto riguarda la distribuzione del numero medio di interruzioni tra le diverse aree operative territoriali gestite da Terna, nel 2013 si evidenzia un leggero peggioramento, rispetto al 2012, in tutte le aree operative territoriali, a eccezione di quelle di Roma e Napoli che registrano un miglioramento. Nelle aree operative del Centro-Nord si confermano valori decisamente inferiori rispetto alle aree operative di Napoli, Palermo e Cagliari. Con particolare riferimento all'area operativa di Cagliari, si registra il progressivo aumento del numero medio delle interruzioni, che è passato da valori inferiori alla media nazionale (0,11 nel 2010) a un valore decisamente superiore alla media nazionale (0,73 nel 2013).

TAV. 2.64

Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN

Numero di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti)[A]

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2010	2011	2012	2013
Torino	0,21	0,25	0,20	0,25
Milano	0,10	0,09	0,16	0,18
Padova	0,29	0,31	0,33	0,46
Firenze	0,19	0,14	0,16	0,25
Roma	0,32	0,42	0,70	0,57
Napoli	1,14	0,90	0,99	0,95
Palermo	0,80	0,95	0,79	0,84
Cagliari	0,11	0,27	0,41	0,73
TOTALE ITALIA	0,39	0,39	0,45	0,49

(A) I dati sono calcolati con riferimento alle disalimentazioni subite da utenti coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine.

Fonte: Comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni

Riprende nel 2013 il trend di miglioramento della durata e del numero delle interruzioni dopo il peggioramento registrato nel 2012, dovuto essenzialmente a eventi metereologici di natura eccezionale. Rispetto al 2000, anno di prima introduzione della regolazione premi-penalità della continuità del servizio per le imprese di distribuzione, il miglioramento è pari al 65% per la durata delle interruzioni e al 39% per il numero di interruzioni lunghe (di durata superiore a tre minuti). Si conferma un sensibile divario, anche se in lieve riduzione, tra il Centro-Nord e il Sud del Paese.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2013, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 39 minuti a livello nazionale (Figg. 2.25 e 2.27), mentre il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 3,13 interruzioni per utente in bassa tensione a livello nazionale (Fig. 2.30); per entrambi gli indicatori è stato raggiunto il minimo storico dall'introduzione della regolazione incentivante (anno 2000 per la durata e anno 2008 per il numero delle interruzioni lunghe e brevi).

Nel calcolo di tali valori sono dedotte sia le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate, identificate in base a un metodo statistico, sia le interruzioni dovute a eventi eccezionali, ad atti di autorità pubblica e a furti; nella figura 2.26, per la durata, è mostrato il contributo di tali interruzioni a livello regionale.

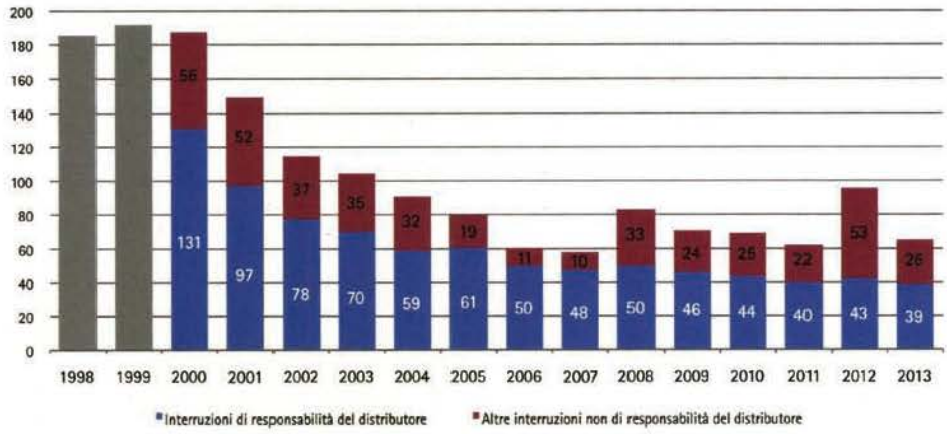


FIG. 2.25

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente all'anno[A]; riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti)

(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2013 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

Considerando le interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione, nel 2013:

- la durata delle interruzioni per utente in bassa tensione è stata pari a 65 minuti (Fig. 2.25);
- la durata delle interruzioni per utente, di responsabilità delle imprese distributrici, è stata di 39 minuti a livello nazionale, di 28 minuti nel Nord Italia, di 37 minuti nel Centro Italia e di 55 minuti nel Sud Italia (Fig. 2.27);
- il numero di interruzioni senza preavviso lunghe si è attestato a 2,18 interruzioni per utente in bassa tensione (Fig. 2.28);
- il numero di interruzioni senza preavviso brevi si è attestato a 2,24 interruzioni per utente in bassa tensione (Fig. 2.29);
- il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente di responsabilità delle imprese distributrici è stato pari a 3,13 a livello nazionale, con un miglioramento del 32% rispetto al 2008; pari a 2,13 interruzioni nel Nord Italia, 2,74 nel Centro Italia e 4,79 nel Sud Italia (Fig. 2.30).

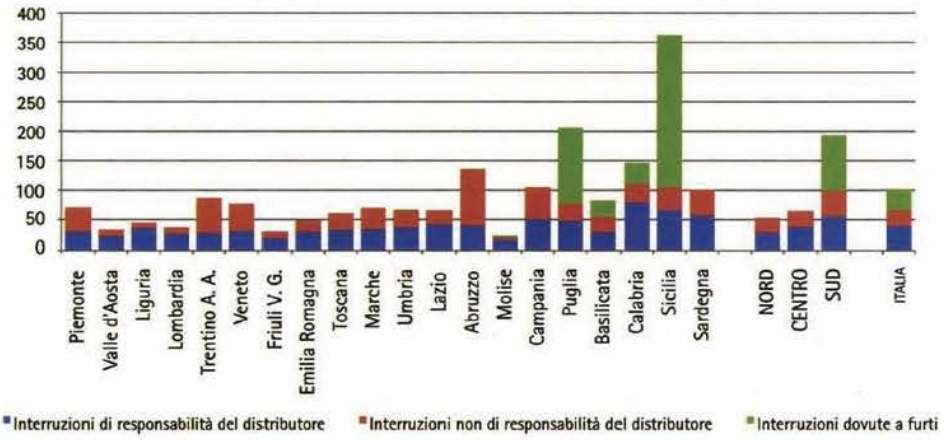


FIG. 2.26

Durata (minuti persi) delle interruzioni per utente in bassa tensione per regione

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici(A)

(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2013 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

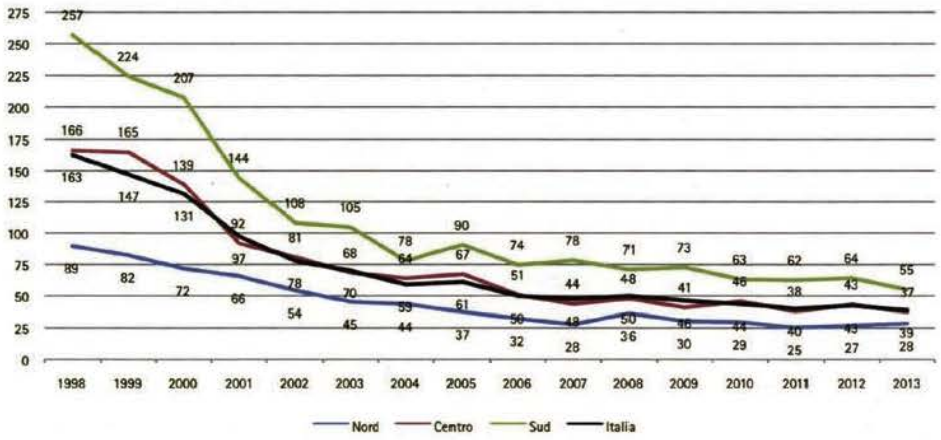


FIG. 2.27

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Minuti persi per cliente BT all'anno(A); riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici

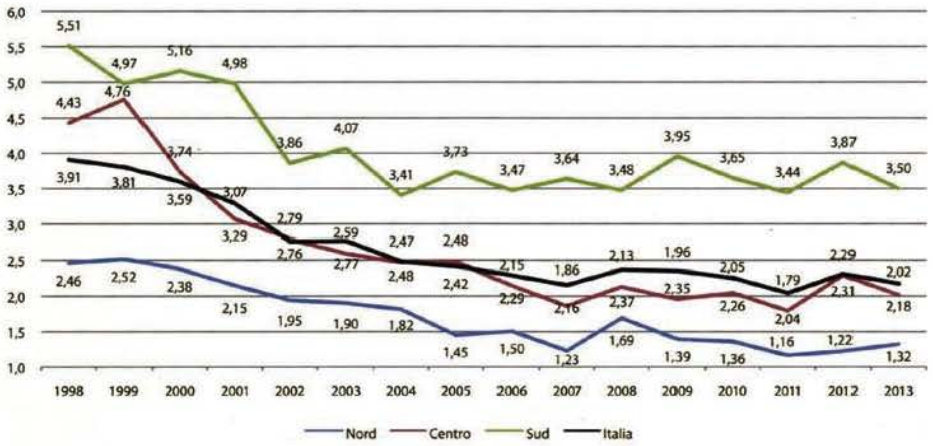
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2013 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.28

Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)(A)



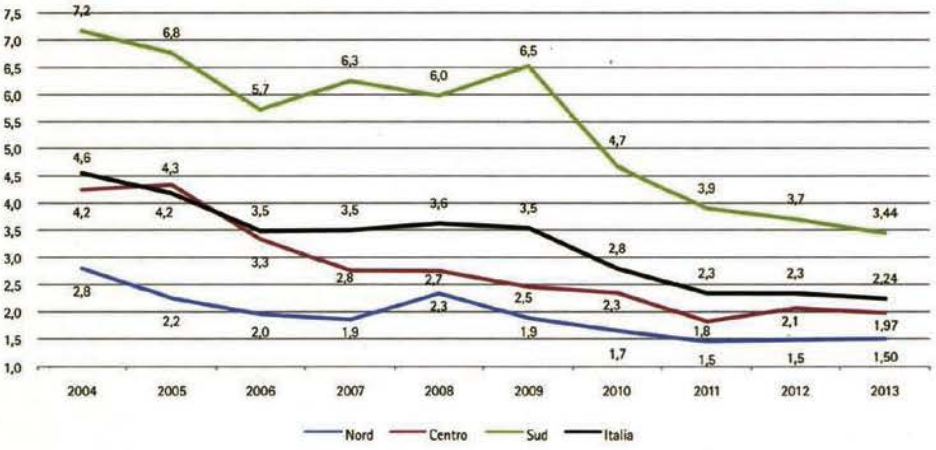
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2013 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.29

Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)(A)



(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2013 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

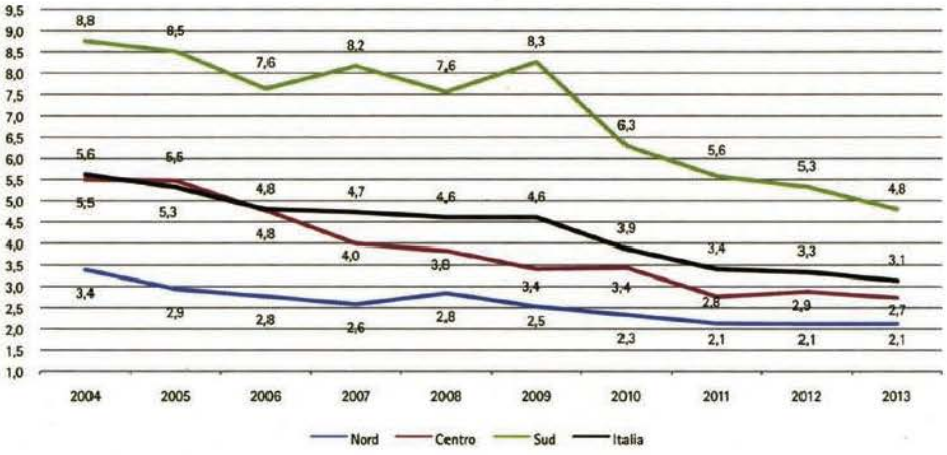


FIG. 2.30

Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici(A)

(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2013 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 2.65 mostra sia i valori di continuità del servizio a livello regionale, relativi a interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione (esclusi gli interventi dei sistemi di difesa e gli incidenti rilevanti e, per quanto riguarda la durata delle interruzioni, anche dei furti), sia, in particolare, la durata delle interruzioni senza preavviso per utente in bassa tensione, nonché il numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie registrato nel corso del 2013. Per le regioni del Sud Italia si riporta la durata delle interruzioni dovute a furti nel periodo 2008-2013, come illustrato nella tavola 2.66. Il fenomeno dei furti appare irrilevante nelle regioni del Centro-Nord.

TAV. 2.65

Durata (minuti persi) delle interruzioni e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per cliente in bassa tensione nel 2013

Valori medi annuali riferiti a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici

REGIONE O AREA	DURATA MEDIA ANNUALE DELLE INTERRUZIONI (AL NETTO DEI FURTI)	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI LUNGHE	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI BREVI	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI TRANSITORIE
Piemonte	71	1,36	1,52	2,52
Valle d'Aosta	33	0,83	2,27	1,84
Liguria	45	1,62	2,17	3,19
Lombardia	37	1,11	1,08	1,36
Trentino Alto Adige	81	1,73	1,80	1,70
Veneto	77	1,56	1,86	4,20
Friuli Venezia Giulia	30	0,85	1,45	3,10
Emilia Romagna	49	1,38	1,59	3,08
Toscana	61	1,76	1,62	3,19
Marche	70	1,76	1,97	5,34
Umbria	64	2,04	2,26	6,85

TAV. 2.65 - SEGUE

Durata (minuti persi) delle interruzioni e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per cliente in bassa tensione nel 2013

Valori medi annuali riferiti a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici

REGIONE O AREA	DURATA MEDIA ANNUALE DELLE INTERRUZIONI (AL NETTO DEI FURTI)	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI LUNGHE	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI BREVI	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI TRANSITORIE
Lazio	65	2,26	2,18	5,31
Abruzzo	135	2,90	2,95	9,30
Molise	22	1,02	1,37	4,95
Campania	104	3,89	3,47	4,96
Puglia	77	3,02	2,80	5,52
Basilicata	54	1,82	1,84	5,75
Calabria	110	3,57	3,62	7,97
Sicilia	104	4,17	4,50	9,83
Sardegna	101	3,15	3,02	6,75
Nord	53	1,32	1,50	2,54
Centro	65	2,02	1,97	4,73
Sud	98	3,50	3,44	7,10
ITALIA	65	2,18	2,24	4,48

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.66

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione dovute a furti registrate da Enel Distribuzione

Minuti persi

REGIONE O AREA	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Abruzzo	0	0	0	0	0	1
Molise	0	0	0	0	4	2
Campania	0	0	0	1	1	1
Puglia	13	15	44	169	71	129
Basilicata	2	1	15	16	11	29
Calabria	0	0	0	30	39	37
Sicilia	78	81	204	391	288	259
Sardegna	0	0	0	0	2	1
Sud	22	23	60	135	91	95
ITALIA	7	8	20	45	35	37

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

Standard di qualità individuali per utenti in media tensione

Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono anche un meccanismo di regolazione individuale di tutela per gli utenti alimentati in media tensione. Gli utenti che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità (Tav. 2.67) possono ricevere un indennizzo economico. Con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento tecnico degli impianti elettrici degli utenti in media tensione, per avere diritto a tali indennizzi, gli utenti in media tensione devono aver inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità.

TAV. 2.67

Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione

LOCALIZZAZIONE DELL'UTENTE	DIMENSIONE COMUNE	STANDARD VIGENTI
Ambiti in alta concentrazione	Oltre 50.000 abitanti	6
Ambiti in media concentrazione	Tra 5.000 e 50.000 abitanti	9
Ambiti in bassa concentrazione	Meno di 5.000 abitanti	10

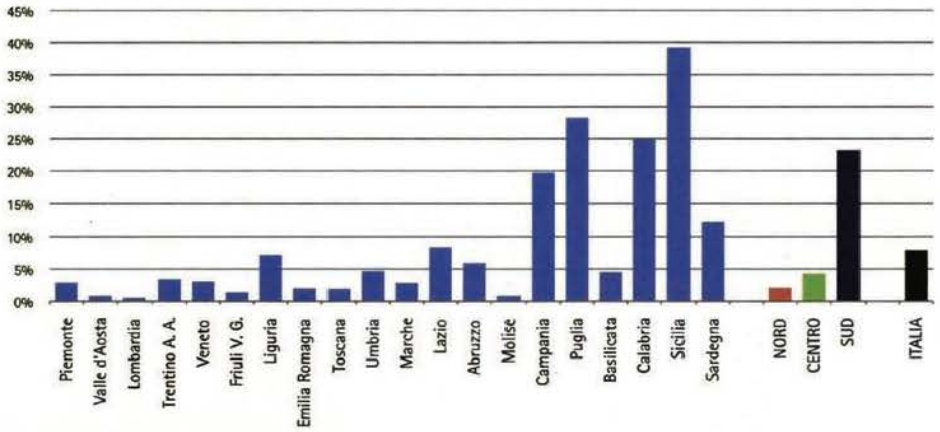
Fonte: AEEGSI.

Gli utenti in media tensione che nel 2013 hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (definiti come utenti "peggio serviti"), sono localizzati in maggioranza nelle regioni del Sud. Qui la percentuale degli utenti peggio serviti ha raggiunto il 23% (26% nell'anno 2012), ben oltre l'8% medio nazionale (Fig. 2.31).

FIG. 2.31

Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2013

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

Gli utenti che non hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza sono soggetti al versamento di un corrispettivo tariffario specifico (CTS). L'impresa distributrice trattiene una parte predefinita del CTS e deve versarne la maggior parte al Fondo utenti in media tensione presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) (Tav. 2.68). Alla CCSE è destinata anche la quota di penalità per numero di interruzioni oltre lo standard, che le imprese distributrici non corrispondono direttamente a indennizzo di utenti in media tensione nel caso di utenti con impianti non adeguati (Tav. 2.69). In particolare, tali ammontari vengono destinati al Conto qualità dei servizi elettrici presso la CCSE che, insieme al Fondo utenti in media tensione, ha l'obiettivo di finanziare interventi migliorativi della qualità (a partire dai premi erogati dalla regolazione premi-penalità della continuità).

TAV. 2.68

Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati

M€

ANNO	CTS RACCOLTO DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CTS TRATTENUTO	ECCEDENZA VERSATA ALLA CCSE
2007	12,8	5,2	7,6
2008	45,2	5,4	39,8
2009	62,5	5,5	57,0
2010	54,6	5,3	49,3
2011	53,4	5,3	48,1
2012	45,7	9,2	36,5
2013	43,7	9,7	34,0

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.69

Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati

M€

ANNO	PENALITÀ PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CORRISPOSTE A UTENTI MT COME INDENNIZZO AUTOMATICO	ECCEDENZA VERSATA ALLA CCSE
2007	7,4	0,4	7,0
2008	8,2	0,9	7,3
2009	10,0	1,7	8,3
2010	14,9	4,1	10,8
2011	14,2	5,2	9,0
2012	6,3	2,9	3,4
2013	4,8	2,4	2,4

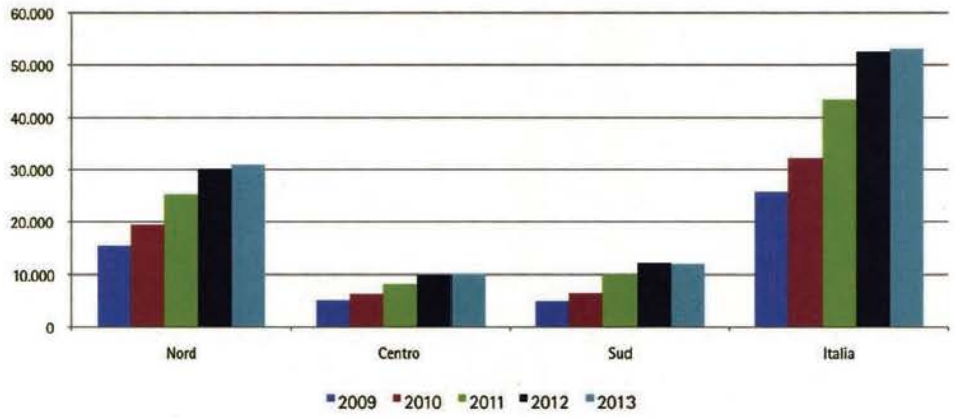
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

Le somme derivanti dal corrispettivo tariffario specifico CTS, raccolto dalle imprese distributrici nel 2013, evidenziano un trend decrescente rispetto agli anni precedenti, spiegabile con l'aumento progressivo del numero di utenti aventi impianti adeguati su tutto il territorio nazionale. Gli utenti in media tensione con impianti adeguati al 31 dicembre 2013 hanno infatti largamente superato le 50.000 unità (Fig. 2.32).

Le penalità versate per l'anno 2013 hanno subito una drastica riduzione dovuta al miglioramento della qualità, stimolata anche da una nuova regolazione per le imprese distributrici, in vigore dal 2012, che incentiva la riduzione del numero di utenti in media tensione con numero di interruzioni superiore agli standard, nonché per effetto della limitazione al numero di interruzioni penalizzabili (c.d. "tetto alle penalità"), pari al doppio dello standard (Tav. 2.67) per il biennio 2012-2013 (per il biennio 2014-2015 il tetto alle penalità è pari al triplo dello standard).

FIG. 2.32

Utenti in media tensione con impianti adeguati(A)



(A) Per gli anni 2009, 2010 e 2011 sono indicati gli utenti MT che hanno inviato la Dichiarazione di adeguatezza.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

Oltre alle interruzioni, gli utenti di tipo industriale, con particolare riferimento a quelli associati ad attività produttive di tipo continuo, risultano essere sensibili al disturbo della qualità della tensione detto "buco di tensione". Esso è un abbassamento repentino della tensione di esercizio, diverso da una interruzione (tensione residua al di sotto del 5% su tutte le tre fasi di alimentazione), seguito dal rapido ripristino della tensione. I buchi di tensione sono caratterizzati dalla tensione residua (solitamente espressa in percentuale della tensione di esercizio) e dalla durata (normalmente espressa in millisecondi).

La tavola 2.70 mostra il numero medio di buchi di tensione per punto di misura per l'anno 2013. La tavola fa riferimento alla classificazione per celle di severità (profondità/durata) definita nella norma europea EN 50160, *Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica*, pubblicata a maggio 2011.

La tavola 2.71 riporta i valori di alcuni indicatori sintetici relativi ai buchi di tensione rilevanti ai fini della qualità della tensione per gli utenti. Tali indicatori fanno riferimento alle classi di immunità delle apparecchiature elettriche a fronte di buchi di tensione, indicate dalle norme CEI EN 61000-4-11 e CEI EN 61000-4-34, che richiamano la definizione di classi di ambienti elettromagnetici, fornita dalla norma CEI EN 61000-2-4. Come avvenuto per l'anno 2012, anche per il 2013 si rileva un lieve peggioramento rispetto agli anni precedenti (110 buchi di tensione nel 2013 contro i 98, 91 e 103 registrati rispettivamente nel 2010, 2011 e 2012).

TAV. 2.70

Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione
2013

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA(A)				
	20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
80 ≤ u < 90	44,0	5,8	1,5	0,4	0,0
70 ≤ u < 80	16,5	4,5	0,5	0,2	0,0
40 ≤ u < 70	20,8	6,4	0,6	0,2	0,1
5 ≤ u < 40	6,3	2,2	0,3	0,0	0,0
1 ≤ u < 5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	87,7	18,9	2,9	0,8	0,1

(A) I dati si riferiscono al periodo compreso tra la settimana del 31 dicembre 2012 e quella del 29 dicembre 2013

Fonte: Dati del sistema di monitoraggio QuEEN a cura di Ricerca sul sistema energetico (RSE).

TAV. 2.71

Indicatori relativi ai buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione

Anni 2006-2012

INDICATORE	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
N: numero buchi di tensione	122,8	136,3	126,5	114,4	98,4	90,9	103,3	110,4
N2a: numero buchi con classe di severità 2	61,7	64,3	68,8	49,6	40,6	34,6	37,7	39,6
N3b: numero buchi con classe di severità 3	25,7	25,2	26,8	18,8	16,0	14,2	16,2	16,9

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del sistema di monitoraggio QuEEN.

Per quanto riguarda i buchi di tensione al di fuori delle classi di immunità, si sono verificati mediamente circa 40 buchi di tensione al di fuori della classe di immunità 2 e circa 17 buchi di tensione al di fuori della classe di immunità 3.

Indennizzi per interruzioni di lunga durata

Dal 2009 sono in vigore standard individuali per gli utenti in bassa tensione e in media tensione (estesi dal 2012 anche ai produttori in bassa tensione e in media tensione) sulla durata massima delle interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate (Tav. 2.72).

La tavola 2.73 illustra gli indennizzi automatici che le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa tensione e in media tensione, con riferimento alle interruzioni occorse nel 2013 per il superamento di tali standard: circa 37 milioni di euro a circa 300.000 utenti in bassa tensione (in media poco più di 120 € per utente in bassa tensione) e 2 milioni di euro a circa 2.000 utenti in media tensione (in media poco più di 1.000 € per utente in media tensione).

Per il 2013, 29,8 milioni di euro di indennizzi sono a carico del Fondo eventi eccezionali, istituito presso la CCSE, in quanto dovuti a interruzioni causate da eventi meteorologici eccezionali. Tale Fondo è finanziato in parte dalle imprese di distribuzione, in parte da Terna e in parte dagli utenti in media e in bassa tensione. Sempre per il 2013, 4,6 milioni di euro di indennizzi sono invece a carico di Terna, principalmente per le interruzioni occorse nella provincia di Palermo nel mese di novembre 2013, mentre 4,3 milioni di euro sono a carico delle imprese distributrici (Tav. 2.74).

TAV. 2.72

Standard in vigore sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e media tensione

Ore

TIPO DI INTERRUZIONE E GRADO DI CONCENTRAZIONE TERRITORIALE	STANDARD PER CLIENTI BT	STANDARD PER CLIENTI MT
Interruzioni senza preavviso		
Alta concentrazione (comuni con più di 50.000 abitanti)	8	4
Media concentrazione (comuni con numero di abitanti compreso tra 5.000 e 50.000)	12	6
Bassa concentrazione (comuni con meno di 5.000 abitanti)	16	8
Interruzioni con preavviso		
Tutti i gradi di concentrazione	8	8

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.73

Indennizzi automatici erogati ai clienti in bassa e media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni

Numero di clienti; M€

GRADO DI CONCENTRAZIONE	CLIENTI BT INDENNIZZATI	AMMONTARE	CLIENTI MT INDENNIZZATI	AMMONTARE
Alta	62.131	5,5	220	0,2
Media	97.840	10,4	896	0,9
Bassa	136.388	20,9	598	0,9
TOTALE	296.359	36,8	1.714	2,0

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.74

Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici

M€

ANNO	INDENNIZZI AGLI UTENTI PER SUPERAMENTO DELLA DURATA MASSIMA DELLE INTERRUZIONI	AMMONTARE RICHIESTO AL FONDO EVENTI ECCEZIONALI	QUOTA PARTE A CARICO DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI E DI TERNA	AMMONTARE VERSATO AL FONDO EVENTI ECCEZIONALI
2009	4,2	3,5	0,6	9,6
2010	15,5	13,2	2,3	5,3
2011	21,6	18,4	3,2	5,2
2012	92,9	89,3	3,7	6,1
2013	38,8	29,8	8,9	9,5

Fonte: AEEGSI.

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Scopo della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura è quello di definire standard nazionali minimi e obbligatori per le prestazioni richieste dai clienti (allacciamenti, attivazioni, disattivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposte a reclami per l'attività di distribuzione e misura ecc.). Gli standard di qualità commerciale, applicabili a tutti i distributori, esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni e sono tesi alla tutela dei clienti e al miglioramento complessivo del sistema.

Le prestazioni sono assoggettate sin dall'1 luglio 2000 agli standard specifici e generali definiti dall'Autorità, che sono stati aggiornati nel 2004, nel 2007 e nel 2011 in occasione della revisione quadriennale della disciplina.

I clienti finali, e dall'anno 2013 anche i produttori, che richiedono una prestazione soggetta a standard specifico vengono informati dall'esercente il servizio di vendita del tempo massimo e dell'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard.

Le imprese distributrici comunicano annualmente all'Autorità i tempi medi reali di effettuazione delle prestazioni, i parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa al netto di cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi), il numero e l'ammontare degli indennizzi automatici pagati agli utenti nel corso dell'anno (anche a seguito di prestazioni eseguite nell'anno precedente).

Nell'anno 2013 si riscontra un deciso aumento dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico, oltre che del numero e dell'ammontare degli indennizzi pagati rispetto al quadriennio 2009-2012 (Tav. 2.75), dovuti principalmente a:

- introduzione, dal secondo semestre 2012, degli standard relativi alle connessioni temporanee (preventivi e allacciamenti);
- estensione ai produttori, dal 2013, delle prestazioni di verifica del gruppo di misura e di verifica della tensione di fornitura;

- introduzione, dal'1 gennaio 2013, delle prestazioni di sostituzione del gruppo di misura guasto e di ripristino del valore corretto della tensione di fornitura per tutte le categorie di utenza in bassa tensione e in media tensione;
- aumento del numero di prestazioni di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità.

TAV. 2.75

Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2013

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali tra clienti finali e produttori; M€

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO	AMMONTARE EFFETTIVAMENTE PAGATO NELL'ANNO
Carta dei servizi			
1997	6.099	21	0,001
1998	4.167	54	0,002
1999	8.418	22	0,001
Regolazione della qualità commerciale			
2000 (II semestre)	7.902	4.771	0,22
2001	25.650	12.437	0,82
2002	61.881	52.229	3,11
2003	67.344	79.072	4,21
2004	57.424	48.305	3,41
2005	64.696	63.822	4,43
2006	73.868	73.714	4,07
2007	73.903	70.712	4,25
2008	30.359	28.873	2,36
2009	28.693	25.687	1,74
2010	14.499	13.005	1,00
2011	15.351	14.989	1,22
2012	15.168	14.633	1,29
2013	20.795	24.883	2,35

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

Esaminando le singole prestazioni, per categoria di utenza (Tavv. da 2.76 a 2.80) si osserva che la percentuale più alta di casi di mancato rispetto degli standard specifici registrata nell'anno 2013 è attribuibile:

- per i clienti in bassa tensione, alle prestazioni di verifica del gruppo di misura, di verifica della tensione di fornitura e di ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;
- per i soli clienti in bassa tensione non domestici, all'esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione entro i 44 kW e distanza massima di 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti;
- per i clienti in media tensione, alla riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità e alla verifica del gruppo di misura;
- per i produttori in bassa tensione, alla verifica della tensione di fornitura e al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura.

Per tutte le altre prestazioni le percentuali di mancato rispetto degli standard specifici sono al di sotto del 3%.

TAV. 2.76

Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in bassa tensione nel 2013

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	UNITÀ	NUMERO ANNUO RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT	20	giorni lavorativi	218.996	10,68	0,72%	2.613
Esecuzione di lavori semplici	15	giorni lavorativi	316.702	6,26	0,55%	6.032
Attivazione della fornitura	5	giorni lavorativi	1.462.250	0,85	0,23%	3.084
Disattivazione della fornitura	5	giorni lavorativi	958.560	0,84	0,23%	1.414
Riattivazione per morosità	1	giorni feriali	1.771.469	0,09	0,26%	4.862
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2	ore	60.126	0,00	0,35%	117
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura	3-4	ore	91.073	1,53	1,39%	859
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15	giorni lavorativi	16.797	11,10	8,36%	1.318
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	6.729	5,77	1,19%	125
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	1.311	17,60	6,21%	78
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	441	40,46	6,95%	23

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 2.77

Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2013

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	UNITÀ	NUMERO ANNUO RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per connessioni temporanee	10	giorni lavorativi	17.627	4,60	2,54%	373
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione entro i 44 kW e distanza massima di 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	5	giorni lavorativi	10.017	2,88	3,30%	471
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione oltre i 44 kW e/o distanza massima superiore a 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	10	giorni lavorativi	2.220	3,96	0,58%	78

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 2.78

Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in media tensione nel 2013

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	UNITÀ	NUMERO ANNUO RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT	40	giorni lavorativi	3.390	23,09	1,29%	51
Esecuzione di lavori semplici	30	giorni lavorativi	495	15,73	1,10%	7
Attivazione della fornitura	5	giorni lavorativi	1.826	3,11	2,06%	41
Disattivazione della fornitura	7	giorni lavorativi	2.270	4,79	1,98%	53
Riattivazione per morosità	1	giorni feriali	2.703	0,86	6,06%	184
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2	ore	934	0,00	0,21%	2
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15	giorni lavorativi	346	11,95	4,71%	15
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	54	3,04	0,00%	2
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	40	18,28	2,48%	3
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	1	4,00	0,00%	0

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 2.79

Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in bassa tensione nel 2013

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	UNITÀ	NUMERO ANNUO RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15	giorni lavorativi	715	9,95	1,84%	16
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	212	4,85	0,68%	4
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	1.187	17,24	4,21%	35
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	549	36,76	6,03%	18

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 2.80

Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in media tensione nel 2013

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	UNITÀ	NUMERO ANNUO RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15	giorni lavorativi	135	12,21	1,77%	1
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	46	5,09	0,59%	2
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	11	18,09	1,32%	2
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	2	7,50	0,00%	0

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

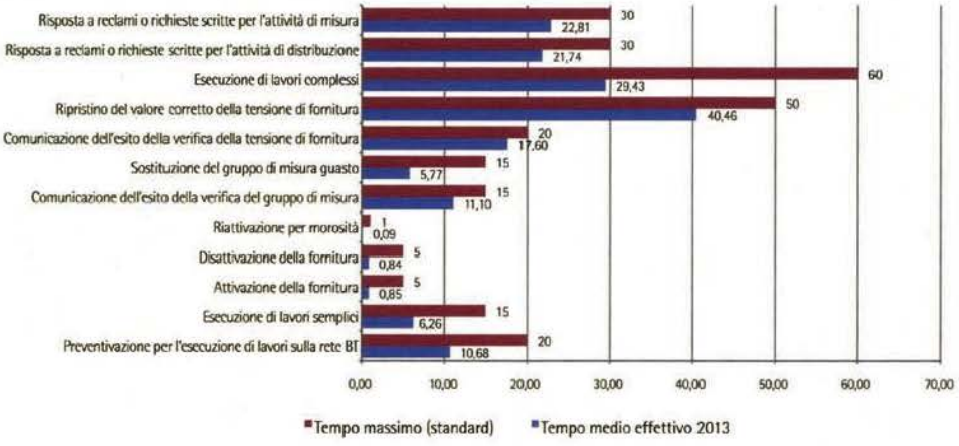
Per alcune prestazioni (richieste di esecuzione di lavori complessi, risposte motivate a reclami scritti o a richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e misura) non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per queste prestazioni sono fissati standard generali di qualità che permettono di monitorare l'andamento della qualità commerciale e di individuare tempestivamente eventuali profili di criticità.

Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni registrati nel 2013 per categoria di utenza (Figg. da 2.33 a 2.37), si può osservare che, per ogni tipologia di prestazione, il tempo medio effettivo risulta essere migliore del tempo massimo fissato dall'Autorità.

FIG. 2.33

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in bassa tensione nel 2013

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

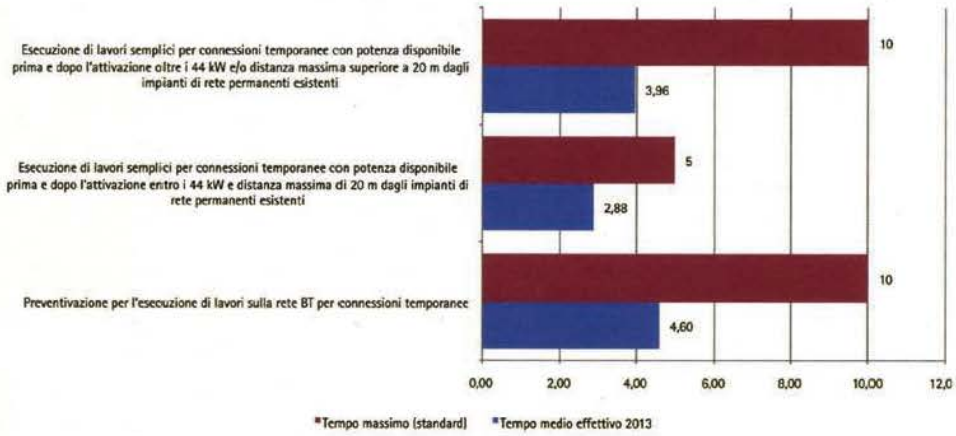


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 2.34

Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2013

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

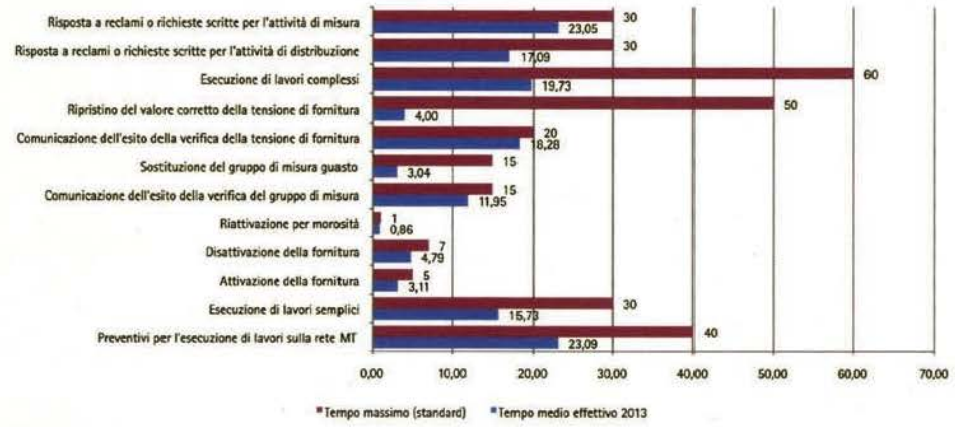


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 2.35

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in media tensione nel 2013

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

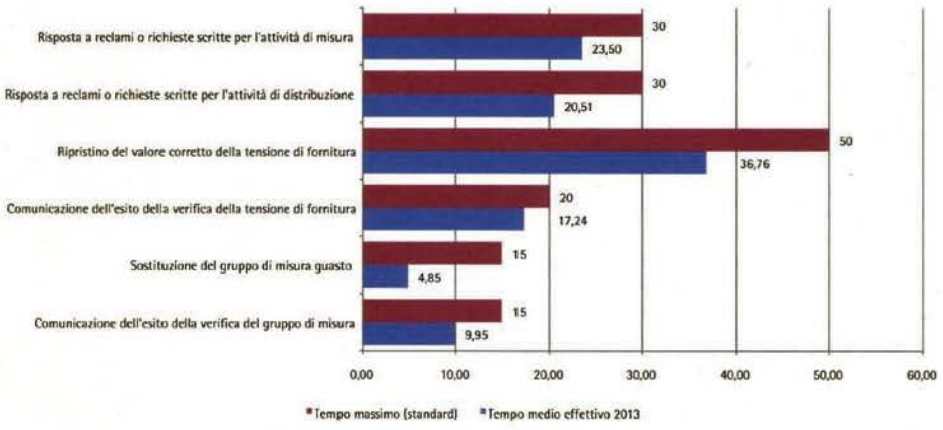


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 2.36

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in bassa tensione nel 2013

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

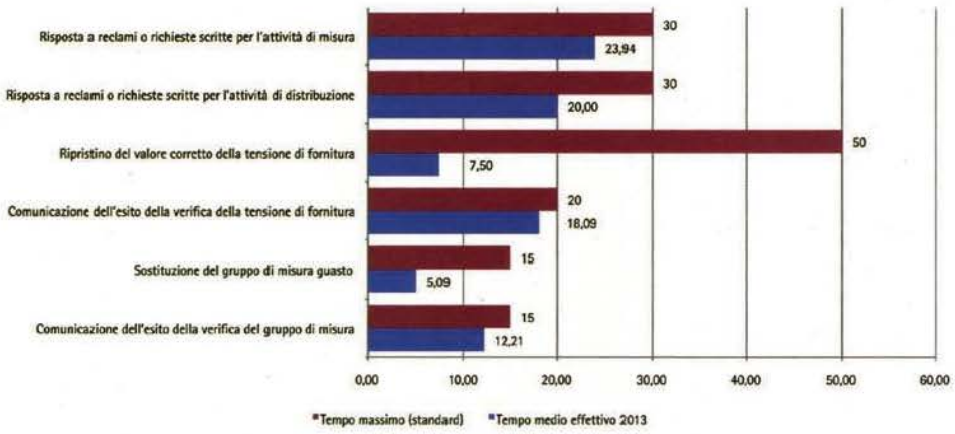


FIG. 2.37

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in media tensione nel 2013

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

Per assicurare coerenza con le disposizioni previste dal *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV), il quale prevede che il venditore sia l'interfaccia unica del *customer care* per i clienti finali, dall'1 luglio 2009 sono in vigore due standard specifici in capo ai distributori per la messa a disposizione dei dati tecnici richiesti dai venditori (richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura e richiesta di altri dati tecnici). Le prestazioni hanno standard specifici differenziati a seconda che la richiesta del venditore riguardi la lettura del gruppo di misura o altri dati tecnici. In caso di non rispetto dello standard per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi, è previsto un indennizzo automatico che il distributore deve versare al venditore. La tavola 2.81 illustra il numero di richieste, i tempi medi effettivi, la percentuale di casi di mancato rispetto dello standard e il numero di indennizzi corrisposti ai venditori dai distributori registrati nell'anno 2013. I dati per l'anno 2013 sono in linea con quelli relativi agli anni precedenti. Per la richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura, la percentuale di casi di mancato rispetto dello standard è superiore al 5%.

TAV. 2.81

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2013

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	UNITÀ	NUMERO ANNUO RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10	giorni lavorativi	9.186	7,65	5,34%	715
Richiesta di altri dati tecnici	15	giorni lavorativi	57.030	11,46	2,24%	1.308

Fonte: Dichiarazioni dei distributori all'AEEGSI.

3.
Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

Domanda e offerta di gas naturale

Nel terzo trimestre del 2013 il PIL, sostenuto dalle esportazioni e dalla variazione delle scorte, ha interrotto la propria caduta e nel quarto trimestre è tornato a crescere, seppure in misura molto modesta (0,1% sul periodo precedente), interrompendo la fase recessiva avviatasi nell'estate del 2011. Nonostante questi primi segnali di miglioramento, per tutto lo scorso anno le condizioni economiche sono rimaste molto difficili in Italia, specie per le aziende di più piccole dimensioni e per quelle del settore dei servizi. Le prospettive di miglioramento, legate principalmente alla crescita dell'attività economica mondiale e degli scambi internazionali, sono rimaste infatti sinora alla portata delle imprese industriali di maggiori dimensioni e di quelle più orientate verso i mercati esteri.

La riduzione dei consumi e delle produzioni hanno messo in difficoltà, per tutto il 2013, tutti i settori energetici, compreso quello del gas. Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, lo scorso anno il consumo interno lordo si è fermato a 70,1 G(m^3), registrando così un'altra diminuzione, la terza consecutiva, del 6,5% rispetto all'anno precedente, e tornando su valori rilevati tra il 1999 e il 2000.

Con l'eccezione dell'autotrazione, i cui consumi sono saliti del 6,6%, tutti i settori hanno evidenziato un abbassamento dei prelievi, specialmente quelli per la generazione elettrica.

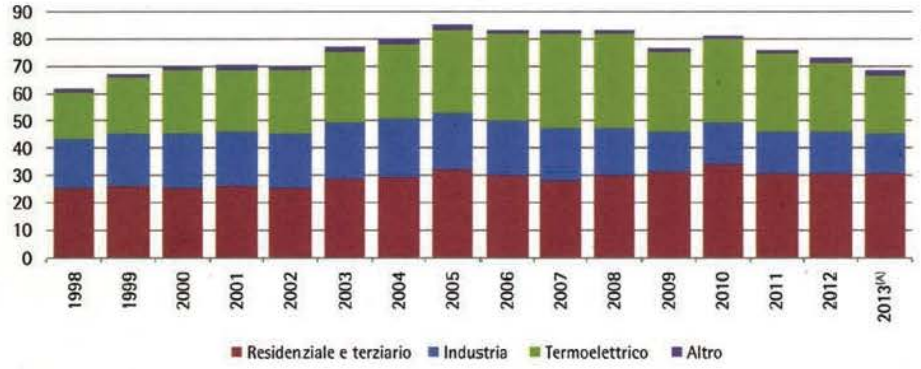
Complici le temperature relativamente miti nei mesi freddi dell'anno, i consumi del settore civile (residenziale e terziario) sono scesi dell'1,4%, passando da 31,2 a 30,8 G(m^3); gli usi non energetici hanno registrato una caduta del 2,8%.

Nell'ambito degli usi produttivi un calo minore ha interessato l'agricoltura (-1,3%), seguita dall'industria, i cui consumi sono scesi a 14,6 G(m^3), cioè del 2,7%.

Un altro crollo (-15,7%), invece, si è avuto per il settore termoelettrico, la cui domanda si è fermata a 21,2 G(m^3), una riduzione ancor più forte di quella dello scorso anno. Se i dati verranno confermati, il consumo di gas per la produzione elettrica risulterà diminuito di 10 G(m^3) in quattro anni, visto che nel 2010 superava, anche se di poco, i 30 G(m^3).

FIG. 3.1

Consumi di gas naturale per settore
G(m³)



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

Come mostra la figura 3.1, dal punto di massimo toccato nel 2005, la domanda finale complessiva è diminuita del 20%, ma la riduzione è stata quasi integralmente a carico degli usi produttivi: infatti, mentre i consumi del settore civile hanno tenuto, gli usi dell'industria e quelli della generazione elettrica si sono ridotti di circa un terzo rispetto ai livelli di quell'anno. Se invece si prende a riferimento il 2000, anno della liberalizzazione, si osserva che i livelli di consumo sono rimasti complessivamente invariati (-2%), ma la composizione settoriale mostra che la stabilità è stata garantita dalla sostituzione dei consumi civili (cresciuti di oltre un quinto) a quelli industriali (crollati di quasi un terzo) e, in misura minore, a quelli del termoelettrico (diminuiti del 7% circa).

Con la domanda finale in netta riduzione non stupisce che anche la produzione nazionale nel 2013 sia stata mantenuta bassa: dopo tre anni di lievi aumenti, infatti, lo scorso anno si è fermata a 7,7 G(m³), un valore del 10% inferiore a quella del 2012.

La contrazione dei consumi ha contribuito all'ulteriore e significativa riduzione delle importazioni (-8,5%), con un calo di 5,8 G(m³). Le esportazioni invece, seppure ancora trascurabili, hanno evidenziato un altro buon incremento, passando da 139 M(m³) a 228 M(m³). Le importazioni nette, quindi, sono risultate pari a 61,7 G(m³). Diversamente dai tre anni precedenti, nel 2013 non si è assistito a un incremento delle scorte: anzi, dagli stoccaggi sono stati prelevati 0,6 G(m³). Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il valore dei consumi nazionali nel 2013 è risultato pari a 68,2 G(m³), un valore del 6,5% più basso del 2012 e simile a quello registrato tra il 1999 e il 2000.

Per la prima volta da diversi anni il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere (misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo) si è ridotto di due punti percentuali, essendo sceso all'88,4% dal 90,4% del 2012.

Il bilancio degli operatori (Tav. 3.1) è stato anche quest'anno redatto riaggregando i dati che le singole imprese hanno fornito nell'Indagine annuale sui settori regolati in base al gruppo di appartenenza dichiarato presso l'Anagrafica operatori dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, istituita, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08. Nel caso in cui un'impresa dichiari di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerata come gruppo a sé. I gruppi sono stati attribuiti alle diverse classi in base al valore degli impieghi, cioè la somma dei quantitativi relativi agli autoconsumi, alle vendite effettuate all'ingrosso e a quelle realizzate nel mercato al dettaglio, comprese le vendite a soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. Al pari degli anni scorsi, peraltro, i volumi di gas destinati al mercato finale e all'autoconsumo, rilevati nell'ambito dell'Indagine annuale, risultano superiori (e diversamente ripartiti tra settori di consumo) rispetto a quelli pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico. Le differenze sono da attribuire alla difficoltà di ottenere dagli operatori dati di competenza relativi all'anno indagato, oltre che riportati a un valore del potere calorifico uniforme (pari a 38,1 MJ/m³), nonché alla diversa attribuzione del gas venduto a ciascun tipo di clientela operata dai partecipanti all'Indagine. Come di consueto, comunque, tutte le elaborazioni dei dati raccolti devono intendersi come provvisorie.

Analogamente a quanto osservato nel 2012, nell'anno 2013 i principali gruppi sono risultati Eni, Edison e GdF Suez; gli impieghi per i tre gruppi sono stati, rispettivamente, pari a 37,8 G(m³), 19,7 G(m³)

e 19,5 G(m³). Nella classe dei gruppi che hanno impieghi compresi tra 10 e 15 G(m³), vi sono due gruppi con vendite e autoconsumi che, nel caso di Royal Dutch Shell, corrispondono a 14,7 G(m³), mentre nel caso di Enel a 12,8 G(m³). Nella classe dei gruppi i cui impieghi sono compresi tra 2 e 10 G(m3), sono presenti 11 gruppi con vendite e autoconsumi che passano dai 4,6 G(m³) di E.On ai 2 G(m³) di Roma Gas & Power; gli altri gruppi appartenenti a questa classe sono Hera, A2A (che era inclusa nella classe 10-15 G(m³) nel 2012), ENOI, Sorgenia, Vitol, Iren, Duferco Group, Unogas e VNG Italia.

La classe successiva, 1-2 G(m³), comprende anche quest'anno sette gruppi: il più grande è Axpo Group con 1,7 G(m³) di impieghi, mentre il più piccolo è Energy.Com con impieghi di quasi 1,1 G(m³).

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale 2013

G(m³): valori riferiti ai gruppi industriali

	GRUPPO ENI	15-18 G(m³)	10-15 G(m³)	2-10 G(m³)	1-2 G(m³)	0,1-1 G(m³)	< 0,1 G(m³)	TOTALE
Produzione nazionale netta	6,7	0,4	0,6	-	-	0,2	0,0	8,0
Importazioni nette[A]	30,6	13,3	7,3	3,8	3,1	2,9	0,0	61,0
- di cui vendite Eni oltre frontiera	-	-	-	-	-	0,03	-	0,03
Variazioni scorte	-0,5	-0,1	0,7	0,3	0,0	0,1	0,0	0,4
Stoccaggi al 31 dicembre 2012	2,3	1,3	1,6	1,6	0,4	1,5	0,0	8,6
Stoccaggi al 31 dicembre 2013	2,8	1,3	0,9	1,3	0,4	1,4	0,0	8,2
Acquisti sul territorio nazionale	2,9	25,8	17,8	29,7	5,8	23,3	4,3	109,5
da Eni	0,2	0,5	1,1	5,6	1,1	2,5	0,6	11,7
da altri operatori	2,8	25,3	16,7	24,0	4,7	20,7	3,7	97,8
Acquisti in Borsa	-	0,2	0,3	0,6	0,5	1,2	0,1	3,0
Cessioni ad altri operatori nazionali	15,6	24,7	19,6	21,7	7,9	14,2	0,5	104,1
- di cui vendite al PSV	10,4	18,0	11,3	13,1	6,3	7,5	0,3	66,9
Vendite in Borsa	0,3	0,5	0,3	0,5	0,2	0,8	0,0	2,6
Trasferimenti netti	-1,6	-0,1	1,1	0,4	0,1	0,5	0,1	0,5
Consumi e perdite[B]	0,4	0,4	0,3	0,3	0,1	0,3	0,0	1,8
Autoconsumi	5,5	3,3	0,1	0,9	-	0,5	0,2	10,5
Vendite finali	16,4	10,7	7,6	11,3	1,3	12,4	3,7	63,3
- di cui a clienti finali collegati	0,5	1,2	1,8	3,4	0,0	1,4	0,2	8,6
Al mercato libero	12,0	9,8	6,1	8,3	0,7	9,2	2,4	48,6
Al mercato tutelato	4,4	0,9	1,4	3,0	0,5	3,2	1,3	14,8
Vendite finali per settore								
Domestico	4,3	1,3	2,6	2,9	0,5	3,5	1,5	16,6
Condominio uso domestico	0,5	0,1	0,1	0,8	0,0	0,7	0,5	2,8
Commercio e servizi	1,9	0,4	0,5	1,3	0,4	2,4	0,7	7,5
Industria	7,3	3,6	2,4	1,8	0,3	4,2	0,7	20,3
Generazione elettrica	2,1	5,3	2,0	4,2	0,0	1,1	0,1	14,8
Attività di servizio pubblico	0,2	0,1	0,0	0,2	0,0	0,6	0,2	1,3

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.
(B) Consumi e perdite stimati in base alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni (inclusi gli acquisti in Borsa).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nelle ultime due classi ricadono, rispettivamente, 81 e 237 gruppi, tra i quali vi sono diversi operatori che hanno la casa madre all'estero; i gruppi appartenenti all'ultima classe sono ovviamente quelli con valore degli impieghi piuttosto limitati, che vanno dagli 87 M(m³) del più grande ai poco più di 1.000 m³ del più piccolo.

Come si spiegherà più diffusamente nel corso del presente Capitolo, continuano a registrarsi nuovi ingressi nel mercato; questo aspetto, unito al fatto che la mobilità dei gruppi nelle diverse classi è sempre di particolare rilevanza, fa sì che la connotazione delle classi sia diversa rispetto al passato.

La produzione nazionale è sostanzialmente tutta in capo al gruppo Eni, fatta eccezione per Royal Dutch Shell, Edison e alcuni altri piccoli coltivatori.

Relativamente alle importazioni continua la diminuzione delle

stesse a livello nazionale; il fenomeno ha riguardato tutte le classi, a eccezione della classe 10-15 G(m^3) – che quest'anno include il tradizionale gruppo importatore Royal Dutch Shell – e della classe 0,1-1 G(m^3), in particolare grazie all'ingresso, in questa classe, di gruppi che lo scorso anno afferivano alla classe degli operatori più grandi.

Per quello che riguarda il mercato all'ingrosso, continua la tendenza registrata in questi ultimi anni a differenziare maggiormente le modalità di approvvigionamento e le controparti, tanto che il gas acquistato direttamente da Eni rispetto al totale approvvigionato è sceso al 6,4% (nel 2012 tale quota era pari al 7,2%).

Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa, nel 2013 sono risultate pari al 59% dei volumi venduti e autoconsumati e appaiono molto significative in tutte le classi (eccetto quella che comprende i gruppi più piccoli), passando dalla quota del 42% di Eni (nel 2012 la quota era del 39%), al 54% della classe 0,1-1 G(m^3), al 64% delle classi 15-18 G(m^3) e 2-10 G(m^3), al 72% della classe 10-15 G(m^3), fino ad arrivare all'86% della classe 1-2 G(m^3). Rispetto al 2012, le uniche classi in cui si è registrata una diminuzione del gas destinato al mercato all'ingrosso sono quella degli operatori che hanno impieghi compresi tra 2 e 10 G(m^3) e quella dei soggetti con impieghi inferiori a 0,1 G(m^3).

D'altra parte, anche gli acquisti e le vendite in Borsa sono aumentati in modo considerevole rispetto al 2012 e hanno certamente contribuito a vivacizzare questa fase della filiera dove sono attivi 168 operatori (16 in più dello scorso anno), di cui ben 67 svolgono unicamente attività di vendita all'ingrosso (13 in più rispetto allo scorso anno). Da notare anche il valore delle vendite al Punto di scambio virtuale (PSV) che nel 2013 sono state pari a 67 G(m^3), rappresentando circa il 63% delle vendite all'ingrosso; in tutte le classi, le vendite al PSV ammontano a oltre il 50% del totale, raggiungendo il 77,5% nella classe cui afferiscono i gruppi che hanno venduto e/o autoconsumato tra 1 e 2 G(m^3).

La quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi è stata, nel 2013, pari al 5,8%, risultando particolarmente rilevante nei gruppi più grandi, che generalmente dispongono di impianti di produzione di energia elettrica. Inoltre, se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, è possibile notare come il gas riservato al proprio fabbisogno nell'ambito di ciascun gruppo rimanga considerevole, seppure in diminuzione negli anni più recenti: esso, infatti, equivale al 10,5% del gas complessivamente impiegato (la stessa quota nel 2011 era pari al 13,3% e nel 2012 era pari a 12,3%). Eni destina il 16% del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno, mentre i gruppi appartenenti alle tre classi principali gli riservano rispettivamente l'11,5%, il 6,6% e il 12,5%.

Le vendite al mercato finale hanno rappresentato anche nel 2013 il 35% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi della classe inferiore a 100 M(m^3), tuttavia, questa quota è pari all'83,8%, mentre per i gruppi della classe 0,1-1 G(m^3) tali vendite equivalgono al 44,5% del gas impiegato e per Eni al 43,3%.

La quota di gas destinata al mercato tutelato ha rappresentato nel 2013 il 23,3% delle vendite complessive al mercato finale; le ragioni che hanno comportato la notevole diminuzione dei clienti serviti in regime tutelato sono diffusamente spiegate nel corso del Capitolo.

Si noti, comunque, che per gli operatori delle tre classi più piccole la quota di gas destinata al mercato tutelato è stata rispettivamente pari al 41,4%, al 25,7% e al 36,1%. Appartengono infatti a queste classi gli operatori in cui le vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi) sono particolarmente elevate, fino a raggiungere il 75,8% delle vendite finali nel caso dei gruppi con impieghi inferiori ai 100 M(m^3), il 74% nel caso dei gruppi della classe 1-2 G(m^3) e il 57,6% nel caso dei gruppi della classe 0,1-1 G(m^3). Ciò conferma che quanto più un operatore è piccolo, tanto più tende ad avere un mercato limitato ai clienti del territorio storico di vendita che risale a prima della liberalizzazione.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

Con la domanda complessiva ancora in calo per il terzo anno consecutivo, ha subito un arresto la modesta crescita che caratterizzava la produzione nazionale negli anni più recenti, dopo un lungo periodo di declino (Fig. 3.2). Secondo i dati provvisori del Bilancio energetico nazionale diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2013, infatti, l'estrazione di gas sul territorio nazionale si è fermata a 7.735 M(m³), evidenziando quindi una diminuzione del 10,1% rispetto al 2012, per una copertura del fabbisogno interno pari all'11% circa. Secondo i dati pubblicati dalla Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, la produzione 2013, pari a 7.709 M(m³) – valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente –, è stata ottenuta per il 31% da giacimenti a terra e per il 69% da coltivazione in mare (Fig. 3.2). La quantità di gas estratta da giacimenti in terraferma, pari a 2.425 M(m³), è diminuita solo del 2,1% rispetto al 2012, mentre un netto ridimensionamento (-12,4%) ha riguardato la produzione in mare, quest'anno pari a 5.284 M(m³).

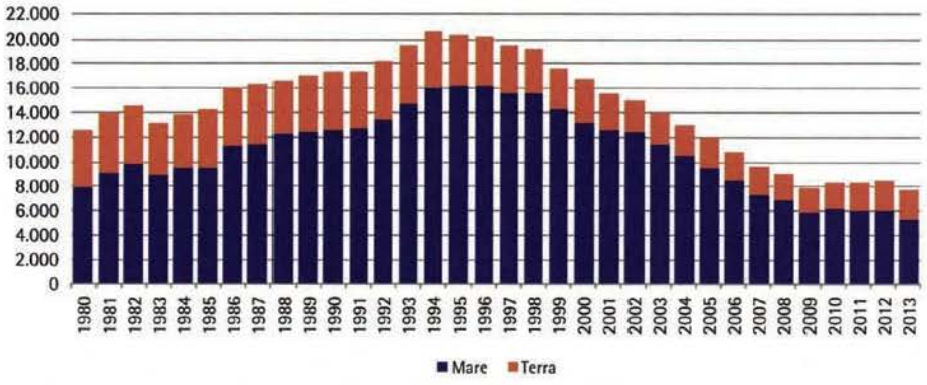


FIG. 3.2

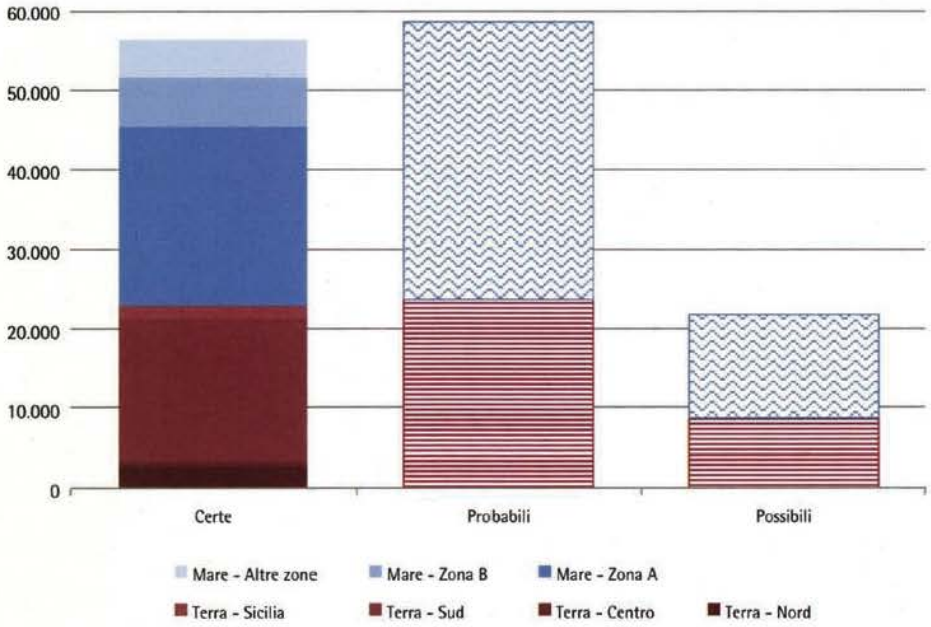
Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980
M(m³)

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

La Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico valuta le riserve certe di gas al 31 dicembre 2013 in 56,2 G(m³) e quelle probabili in 58,5 G(m³) (Fig. 3.3). Al ritmo di estrazione medio degli ultimi cinque anni, le sole riserve certe basterebbero quindi per continuare a produrre per poco meno di sette anni. Ma occorre sempre ricordare che la valutazione delle riserve subisce continue rivalutazioni e che nuovi investimenti potrebbero trasformare in riserve certe parte di quelle attualmente giudicate solo probabili o possibili (a fine 2013 queste ultime sono state valutate in 21,9 G(m³) aggiuntivi). La parte più rilevante delle riserve certe, il 59%, si trova in mare, mentre il restante 41% è localizzato in terraferma e specialmente al Sud (32%).

FIG. 3.3

Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2013
M(m³)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2013
M(m³)

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	6.745	84,8%
Royal Dutch Shell	580	7,3%
Edison	408	5,1%
Gas Plus	189	2,4%
Altri	35	0,4%
TOTALE	7.958	100,0%
PRODUZIONE (Ministero dello sviluppo economico)	7.735	–

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

In base ai dati raccolti nella consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità, nel 2013 sono stati estratti complessivamente 7.958 M(m³) da 17 imprese, riunite in 12 gruppi societari[1].

L'85% circa di tutta la produzione nazionale è estratto dalle società del gruppo Eni, che rimane l'operatore dominante di questo segmento con una quota assolutamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo societario, quest'anno Royal Dutch Shell con il 7,3%. Da diversi anni, quest'ultimo si alterna nella seconda e nella terza posizione con il gruppo Edison. Sempre in quarta posizione rimane Gas Plus, quest'anno con una quota del 2,4%.

1 Diversamente dagli anni scorsi, il dato complessivo risulta leggermente superiore a quello di fonte ministeriale, ma anche qui possono valere le considerazioni circa il potere calorifico utilizzato nella stima dei dati che potrebbero essere differenti.

Importazioni

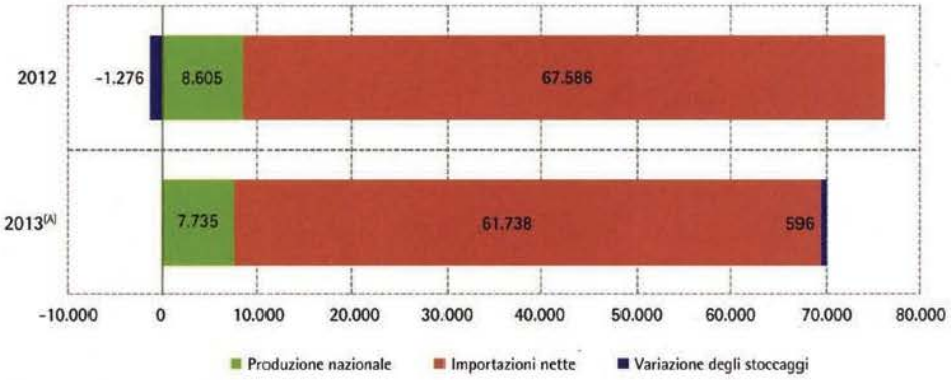
Nel 2013 le importazioni hanno registrato un'ulteriore significativa riduzione, coerentemente con la diminuzione del consumo nazionale di gas. Secondo i dati preconsuntivi del Ministero dello sviluppo economico, i quantitativi di gas importato nel 2013 sono scesi a 61.966 M(m³). Poiché nel 2012 erano entrati in Italia 67.725 M(m³), la contrazione è stata dell'8,5%. Le esportazioni, invece, sono aumentate del 64%, passando da 139 a 228 M(m³). Le importazioni nette hanno, quindi, evidenziato un calo leggermente più forte, pari a -8,7%, scendendo poco al di sotto di 62 G(m³) (Fig. 3.4).

Diversamente da quanto è accaduto negli ultimi quattro anni, i prelievi da stoccaggio hanno superato le immissioni, pertanto a fine anno i quantitativi di gas in deposito sono risultati inferiori di 596 M(m³) rispetto a quelli presenti a fine 2012.

Poiché la produzione nazionale si è fermata, come si è appena visto, a 7.735 M(m³) e considerando la stima ministeriale dei consumi di rete e delle perdite di sistema, pari a 1.870 M(m³), i quantitativi di gas immessi in rete nel 2013 sono valutabili in 68.199 M(m³), 6,5 punti percentuali al di sotto di quelli del 2012. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere, in compenso, è sceso dal 90,4% all'88,4%.

FIG. 3.4

Immissioni in rete nel 2012 e nel 2013
M(m³)



(A) Dati preconsuntivi per il 2013.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

La figura 3.5 espone i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per Paese di provenienza del gas stesso. In un quadro di generale contrazione dei livelli di consumo, e quindi di importazione, quasi tutti i Paesi di origine del gas importato in Italia mostrano una significativa discesa nei volumi.

Spicca, in particolare, la caduta dei quantitativi provenienti dall'Algeria, che sono stati in parte compensati dai maggiori flussi provenienti dalla Russia.

Nel 2013 dall'Algeria sono stati importati 9 G(m³) in meno di gas rispetto all'anno precedente. Il vistoso calo (-42%) è da attribuire principalmente agli effetti delle revisioni dei volumi pattuiti nei contratti di fornitura in essere con alcuni importatori italiani (Eni, Edison ed Enel), ma in parte anche all'instabilità del quadro socio-politico nei Paesi del Nord Africa, che ha causato numerose interruzioni dei flussi di gas (e di petrolio) verso l'Italia.

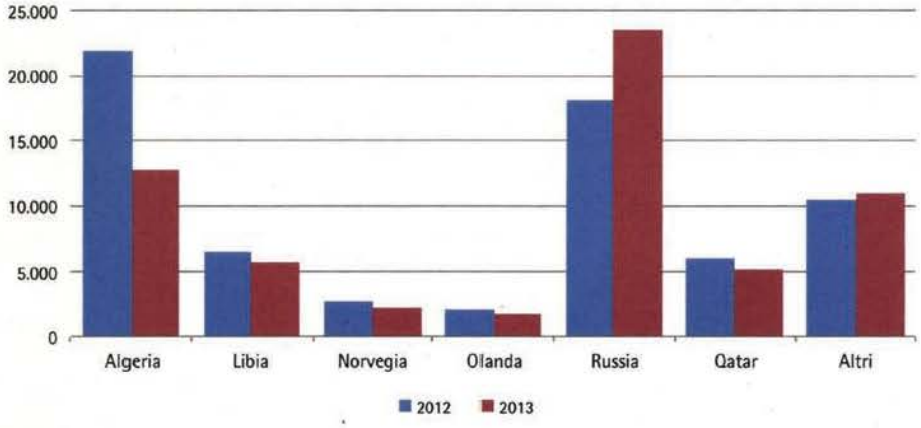
Le rinegoziazioni dei contratti spiegano anche parte della contrazione nell'import dal Qatar, diminuito del 14% rispetto al 2012, vale a dire di oltre 800 M(m³), così come i continui scontri tra il governo e i ribelli, e i conseguenti blocchi del Greenstream, hanno ridotto i flussi di gas provenienti dalla Libia, da dove sono giunti nel nostro Paese 765 M(m³) in meno rispetto al 2012. L'import di gas libico, peraltro, non è più tornato ai livelli precedenti la crisi del 2011.

A parziale compensazione delle diminuzioni dall'area del Nord Africa, sono giunti 5,4 G(m³) di gas in più dalla Russia che, con la quota del 38%, nel 2013 è divenuta il primo Paese importatore in Italia. L'Algeria ha, quindi, perso il primato che deteneva dal 1995, scivolando in seconda posizione con una quota pari al 21% del gas complessivamente importato. Al terzo posto è rimasta la Libia, che con il 9% ha superato di poco l'8% del Qatar.

FIG. 3.5

Importazioni lorde di gas nel 2012 e nel 2013 secondo la provenienza

M(m³); stime effettuate in base al punto di ingresso del gas



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2013 i quantitativi di gas importato in Italia sono scesi a 61,7 G(m³) dai 65,4 G(m³) raggiunti nel 2012[2]. La diminuzione è stata quindi pari a -5,7%, relativamente meno ampia rispetto a quella valutata nei dati del Ministero dello sviluppo economico[3]. Il 4,6% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 2,8 G(m³), è stato acquistato presso le Borse europee.

Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici (Tav. 3.3) è detenuto da Eni, che nel 2013 – in controtendenza rispetto alla media nazionale – ha importato il 6,2% in più del gas acquistato nel 2012, cioè 30,8 G(m³). Per questo la sua quota di mercato è salita al 49,9% (49,7% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), ancora una volta, superiore a quella registrata nell'anno precedente. Dal 2011, cioè dalla fine dell'operatività dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, l'incidenza di Eni nell'approvvigionamento di gas sale di anno in anno ed è ora tornata quasi alla metà dell'intero mercato, dal minimo storico del 39,2% toccato nel 2010.

Nel 2013 i quantitativi approvvigionati da Edison, secondo in classifica, sono rimasti invece sostanzialmente invariati a 12,5 G(m³) (più precisamente sono cresciuti dello 0,7%), quindi la distanza da Eni si è ulteriormente ampliata da 25 a quasi 30 punti percentuali. Con circa 7 G(m³) acquistati, due in meno rispetto al 2012, Enel Trade è rimasta al terzo posto, anche se con una quota dell'11,3%, più piccola rispetto al 12,8% ottenuto l'anno precedente. Sinergie Italiane è il quarto importatore che ha approvvigionato quasi 1,2 G(m³) per il mercato italiano, nonché l'ultimo a superare il miliardo di metri cubi.

Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato 50 dei 61,7 G(m³), cioè l'81,5% del gas entrato nel mercato italiano. Come in passato, inoltre, tale quota è in aumento (era 76,2% nel 2012) a causa dell'incremento della quota di Eni che non viene compensato dalla riduzione delle quote del secondo e del terzo importatore.

2 Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

3 Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, con buona probabilità, da discordanze nella classificazione dei dati di importazione. In altre parole, è probabile che alcuni quantitativi che il ministero classifica come importazioni, nell'Indagine dell'Autorità vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana" in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

TAV. 3.3

Primi venti importatori di gas in Italia nel 2013

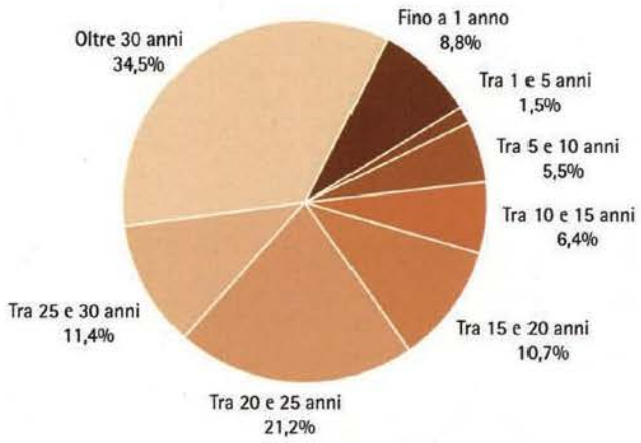
M(m³); importazioni lorde

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	30.789	49,9%
Edison	12.536	20,3%
Enel Trade	6.955	11,3%
Sinergie Italiane - In liquidazione	1.171	1,9%
Vitol	901	1,5%
Gdf Suez Energia Italia	759	1,2%
Repower Italia	754	1,2%
ENOI	704	1,1%
Axpo Italia	692	1,1%
Dufenergy Trading	573	0,9%
Hera Trading	474	0,8%
Gunvor International, Amsterdam, Geneva Branch	460	0,7%
E.On Global Commodities	438	0,7%
Italtrading	425	0,7%
Energetic Source	390	0,6%
Gas Intensive	316	0,5%
Shell Italia	249	0,4%
Centrex Italia	248	0,4%
Bp Energy Europe - Sede secondaria	241	0,4%
Worldenergy	199	0,3%
Altri	2.404	3,9%
TOTALE	61.677	100%
Di cui: importazioni dalle Borse europee	*2.817*	*4,6%*
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	61.966	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.6

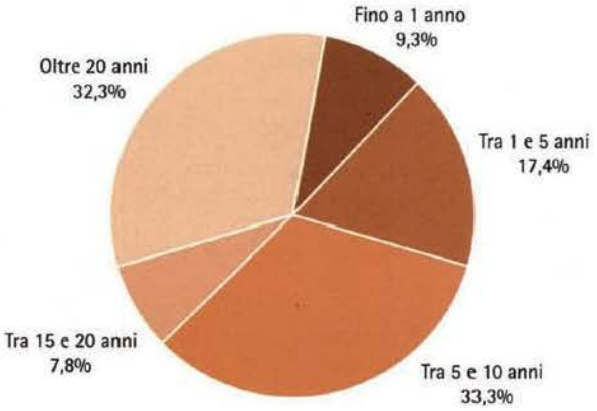
Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2013, secondo la durata intera



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.7

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2013, secondo la durata residua



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

L'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2013 secondo la durata intera (Fig. 3.6) evidenzia una struttura ancora piuttosto lunga, seppure in un mercato che si restringe, per cui i volumi sottostanti alle quote espresse nella figura sono, col passare del tempo, sempre più bassi.

In controtendenza solo i contratti con durata complessiva tra uno e cinque anni e, in misura minore, quelli con durata compresa tra cinque e dieci anni, i quali sono gli unici le cui *Annual Contract Quantity* sottostanti sono aumentate rispetto al 2012. I contratti di lungo periodo restano, comunque, i prevalenti: il 67% delle importazioni avviene, in effetti, in base a contratti la cui durata complessiva supera i 20 anni.

Rispetto al 2012, l'incidenza delle importazioni *spot*, quelle cioè con durata inferiore all'anno, si è leggermente ridotta dal 9,4% all'8,8%. È opportuno ricordare che, come negli scorsi anni, essa è stata valutata escludendo le *Annual Contract Quantity* di contratti *spot* che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore attivo in Italia che l'ha acquistato.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2013 (Fig. 3.7) si rivelano complessivamente ancora abbastanza lunghi, ma la struttura contrattuale si va lentamente accorciando: il 60% dei contratti scadrà entro i prossimi dieci anni e il 27% di essi esaurirà i propri effetti entro i prossimi cinque anni. Da sottolineare, inoltre, l'azzerarsi della quota relativa ai contratti con durata residua compresa tra dieci e 15 anni. Anche l'incidenza dei contratti con durata residua annuale è stata rivista come descritto poco sopra.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Nel novembre 2013 il Ministero dello sviluppo economico ha provveduto all'aggiornamento annuale della Rete nazionale dei gasdotti[4].

L'assetto del trasporto del gas naturale è rimasto comunque sostanzialmente invariato. Come nel 2012, sono sempre dieci le imprese che gestiscono la rete di trasporto del gas nazionale e regionale: tre per la rete nazionale e nove per la rete regionale (Tav. 3.4).

TAV. 3.4

Reti delle società di trasporto nel 2013

km

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.475	22.831	32.306
Società Gasdotti Italia	386	1.052	1.438
Retragas	-	407	407
Infrastrutture trasporto gas	83	-	83
Metanodotto Alpino	-	76	76
Energie	-	67	67
Gas Plus Trasporto	-	41	41
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	-	41	41
Netenergy Service	-	36	36
Italcogim Trasporto	-	15	15
TOTALE	9.944	24.566	34.510

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas, possiede 32.306 km di rete sui 34.510 di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas, vale a dire il 93,6% delle reti. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente amministra 1.438 km di rete, di cui 386 sulla rete nazionale. Vi sono poi altri sette operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

L'unica novità di rilevo da segnalare è che dal 31 dicembre 2013 l'impresa Italcogim Trasporto è entrata a far parte del gruppo F2i Reti Italia che negli ultimi anni ha investito molto nel settore della distribuzione gas.

La tavola 3.5 mostra i dati preconsuntivi circa le attività di trasporto per regione. La prima e la seconda colonna riportano la lunghezza delle reti. Nelle cinque colonne successive sono invece riportati i

4 Tramite il decreto direttoriale del Ministero dello sviluppo economico 11 novembre 2013. Come ha stabilito il decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 ottobre 2010, a partire dall'1 gennaio 2011, i soggetti gestori di tratti della Rete nazionale dei gasdotti devono presentare al ministero, entro il 31 luglio di ogni anno, un'istanza per l'aggiornamento delle infrastrutture, descrivendo lo stato della consistenza al 30 giugno dello stesso anno. Il ministero procede poi, entro il 30 novembre, all'emanazione di un decreto relativo all'aggiornamento della rete nazionale sentite l'Autorità e le regioni interessate. L'unica novità di quest'anno è costituita dalla cancellazione del gasdotto "Collegamento nuova centrale Cortemaggiore con AGIP", che collegava la rete a un impianto di stoccaggio, in quanto ceduto da Snam Rete Gas a un'altra società.

volumi di gas che sono transitati sulle reti e sono stati riconsegnati a diverse tipologie di utenti, nell'ultima colonna è evidenziato il numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti. L'ultima riga della tavola, denominata "Aggregato nazionale", mostra le riconsegne a punti di uscita che non sono riconducibili ad alcuna regione, in quanto punti di esportazione o di uscita verso impianti di stoccaggio o di riconsegna ad altre imprese di trasporto.

TAV. 3.5

Attività di trasporto per regione nel 2013

Lunghezza reti in km;
volumi riconsegnati in M(m^3)

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNATI					NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI	ALTRO(A)	TOTALE	
Valle d'Aosta	0	56	50	48	0	0	98	11
Piemonte	504	2.162	3.838	1.081	2.744	83	7.746	498
Lombardia	620	4.440	9.241	2.581	4.530	602	16.954	2.332
Trentino Alto Adige	108	372	658	274	60	0	992	89
Veneto	817	2.079	4.076	1.200	651	55	5.982	557
Friuli Venezia Giulia	491	566	852	620	755	134	2.361	170
Liguria	22	455	963	191	332	2	1.488	64
Emilia Romagna	1.249	2.613	4.466	2.578	2.200	5.227	14.470	720
Toscana	611	1.474	2.306	946	1.673	3	4.929	319
Umbria	179	465	547	276	88	0	912	95
Marche	303	641	910	327	0	82	1.319	216
Lazio	429	1.452	2.273	585	720	492	4.069	456
Abruzzo	562	933	715	317	265	95	1.391	306
Molise	319	522	131	67	268	431	897	134
Campania	550	1.399	1.098	466	801	8	2.374	609
Puglia	690	1.354	1.089	882	2.223	3	4.197	285
Basilicata	432	891	193	92	30	0	316	206
Calabria	986	1.154	286	39	1.072	5	1.401	273
Sicilia	1.072	1.538	717	1.074	2.438	22	4.251	254
Sardegna	0	0	0	0	0	0	0	0
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	9.876	9.876	2
ITALIA	9.944	24.566	34.408	13.645	20.850	17.120	86.024	7.596

(A) Sono incluse le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto (per esempio, ospedali).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2013 sono stati riconsegnati sulle reti di trasporto poco più di 86 G(m^3) a circa 7.600 punti di riconsegna; l'attività di trasporto ha quindi registrato una riduzione del 6,5% rispetto al 2012, quando i volumi avevano toccato 91.988 M(m^3).

La contrazione è quasi integralmente imputabile al crollo (-16,9%) delle riconsegne ai clienti finali termoelettrici, per i quali sono stati trasportati 4,3 G(m^3) in meno rispetto allo scorso anno. Una riduzione si è avuta anche nelle riconsegne a clienti finali industriali, ma l'entità non è paragonabile, perché in questo caso la diminuzione è di circa 100 M(m^3), vale a dire dello 0,8% rispetto ai quantitativi trasportati nel 2012. Le riconsegne agli impianti di distribuzione sono rimaste quasi invariate (-0,3%). Infine un forte calo, pari a 1,5 G(m^3), si è registrato nelle riconsegne al comparto "Altro", a causa della riduzione (pressoché della medesima quantità) delle riconsegne ad altre imprese di trasporto.

La tavola 3.6 mostra i risultati dei conferimenti, effettuati all'inizio dell'anno termico, di capacità di trasporto di tipo continuo per l'anno corrente 2013-2014. Complessivamente la capacità conferibile è rimasta invariata al valore degli ultimi anni, cioè a 298,6 M(m^3)/giorno.

I risultati del conferimento mostrano come a inizio anno termico la capacità di trasporto di tipo continuo, presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto, sia stata conferita per l'89,4% a 51 soggetti.

Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2014 la medesima quota sale fino al 92,3% per effetto dell'aumento di capacità conferita a Passo Gries e a Tarvisio.

TAV. 3.6

Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2013-2014

M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI(B)
Passo Gries	59,0	51,2	7,8	86,8%	27
Tarvisio	107,0	99,8	7,2	93,3%	45
Mazara del Vallo	99,0	86,7	12,3	87,5%	8
Gorizia(A)	2,0	0	2,0	0,0%	0
Gela	31,6	29,3	2,3	92,6%	2
TOTALE	298,6	267,0	31,6	89,4%	51
Terminali di GNL					
Panigaglia	13,0	11,0	2,0	84,6%	-
Cavarzere	26,4	26,4	0,0	100,0%	-
Livorno	15,0	7,5	7,5	50,0%	-

(A) Si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

(B) Numero di soggetti titolari di capacità di trasporto di tipo continuo; poiché diversi soggetti hanno ottenuto capacità di trasporto in più punti, il numero totale di soggetti è inferiore alla somma dei singoli punti di interconnessione.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della rete in corrispondenza dei tre terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13 M(m³)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale, GNL Italia del gruppo Snam, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale.

La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) è invece pari a 26,4 M(m³)/giorno. Poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità e per 25 anni, ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE, la capacità conferibile in tale punto sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m³)/giorno sino all'anno termico 2032-2033.

Inoltre, per i primi cinque anni termici, che terminano con l'attuale 2013-2014, anche tale capacità è riservata all'impresa di rigassificazione, ai sensi della delibera 31 luglio 2006, n. 168.

Infine, la capacità conferibile nel nuovo terminale di Livorno gestito dalla società OLT *Offshore* LNG Toscana, pari a 15 M(m³)/giorno, all'inizio dell'anno termico risulta interamente assegnata per sei mesi, ovvero sino a marzo 2014. Pertanto, la capacità disponibile viene valutata in 7,5 M(m³)/giorno per i sei mesi restanti. È bene ricordare che OLT *Offshore* LNG Toscana, la *joint venture* controllata da E.On e Iride che ha realizzato il rigassificatore, è titolare di un'esenzione dall'obbligo di accesso di terzi relativa al 100% della capacità del terminale per un periodo di 20 anni; ma la società ha presentato istanza di rinuncia. Alla data del 31 marzo 2014 il procedimento non risulta concluso.

Complessivamente, nell'anno solare 2013, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 293, contro i 247 del 2012, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%. Il numero di utenti del sistema di trasporto è risalito a 1.120 unità, dalle 997 unità del 2012.

Conferimenti pluriennali

Nella tavola 3.7 sono riportati i dati relativi alle capacità di tipo pluriennale conferite (all'ottobre 2013) presso i punti di entrata della rete nazionale, interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi cinque anni termici a partire dal 2015-2016, complessivamente a 14 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche i dati relativi all'anno termico 2014-2015, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. Mentre per la capacità conferibile si confermano valori identici a quelli degli ultimi anni, la capacità non conferita subisce un incremento notevole in diversi punti di ingresso sulla rete di trasporto nazionale. Circa tre quarti della capacità conferibile a Tarvisio risultano assegnati sino all'anno termico 2017-2018. Negli ultimi due anni termici considerati, invece, la capacità conferita si riduce dapprima di circa 11 M(m³)/giorno e nell'ultimo anno di altri 59 M(m³)/giorno. Anche a Mazara del Vallo il livello di saturazione resta intorno all'86% sino all'anno termico 2017-2018, anno in cui scende al 78,5% perché si liberano quasi 11 M(m³)/giorno. Nell'ultimo anno considerato, poi, la capacità conferibile sale al 100%.

A Passo Gries si osserva un aumento di 14 M(m³)/giorno della capacità assegnabile a partire dall'anno termico 2015-2016. Infine a Gela, la disponibilità si accrescerà di 10,9 M(m³)/giorno dall'anno termico 2017-2018.

TAV. 3.7

Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2014-2015 al 2019-2020

M(m³) standard per giorno

ANNO TERMICO	PUNTI DI ENTRATA					
	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PASSO GRIES	GELA	GORIZIA	CAVARZERE
2014-2015						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	81,8	86,5	21,2	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	25,2	12,5	37,8	9,7	2,0	5,4
2015-2016						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,9	86,5	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,1	12,5	51,7	9,7	2,0	5,4
2016-2017						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,5	83,9	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,5	15,1	51,7	9,7	2,0	5,4
2017-2018						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,5	77,7	7,3	11,0	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,5	21,3	51,7	20,6	2,0	5,4
2018-2019						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	69,7	66,9	7,3	11,0	0,0	21,0
Capacità disponibile	37,3	32,1	51,7	20,6	2,0	5,4
2019-2020						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	10,6	0,0	1,0	10,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	96,4	99,0	58,0	20,7	2,0	5,4

Fonte: Snam Rete Gas.

Stoccaggio

In Italia lo stoccaggio di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni vigenti (Tav. 3.8). I siti di stoccaggio attivi sono dieci, tutti realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti.

Secondo i dati pubblicati nel *Rapporto Annuale* 2014 della Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, nell'anno termico 2012-2013 il sistema

di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a circa 16,43 G(m^3), di cui 4,6 G(m^3) destinati allo stoccaggio strategico e una punta nominale massima di erogazione del sistema, pari a 277,8 M(m^3) al giorno (Tav. 3.9). Spazio e punta sono aumentati rispetto all'anno termico precedente: la capacità è cresciuta del 5,2%, mentre la possibilità di erogazione alla punta è salita dell'1,2%. Ma lo sviluppo è destinato a proseguire. Secondo quanto riporta il medesimo *Rapporto Annuale*, sono in corso i procedimenti sia per il rilascio di ulteriori sei nuove concessioni – Bagnolo Mella, Romanengo, San Benedetto, Sinarca, Palazzo Moroni, Poggiofiorito – per complessivi 1.380 M(m^3), sia per l'ampliamento delle concessioni esistenti. Inoltre, a seguito della emanazione del decreto legislativo recante misure per la maggior concorrenzialità nel mercato del gas naturale e il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali[5], Eni[6] ha assunto un impegno vincolante a sviluppare nuove infrastrutture di stoccaggio di gas naturale, o a potenziare quelle esistenti, che complessivamente rendano disponibile nuova capacità di stoccaggio di gas naturale per un volume pari a 4 G(m^3) entro il 2015.

TAV. 3.8

Concessioni di stoccaggio in Italia

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	SCADENZA
Alfonsine	Stogit	100%	Emilia Romagna	85,88	01/01/2017
Bordolano	Stogit	100%	Lombardia	62,97	06/11/2021
Brugherio	Stogit	100%	Lombardia	57,85	01/01/2017
Cellino	Edison Stoccaggio	100%	Abruzzo	30,38	10/12/2014
Collalto	Edison Stoccaggio	100%	Veneto	88,95	16/06/2024
Cornegliano	Ital Gas Storage	100%	Lombardia	24,23	15/03/2031
Cortemaggiore	Stogit	100%	Lombardia - Emilia Romagna	81,61	01/01/2017
Cugno Le Macine	Geogastock	100%	Basilicata	48,16	02/08/2032
Fiume Treste	Stogit	100%	Abruzzo - Molise	76,79	21/06/2022
Minerbio	Stogit	100%	Emilia Romagna	68,61	01/01/2017
Ripalta	Stogit	100%	Lombardia	62,96	01/01/2017
Sabbioncello	Stogit	100%	Emilia Romagna	100,15	01/01/2017
San Potito e Cotignola	Edison Stoccaggio Blugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia Romagna	51,76	24/04/2029
Sergnano	Stogit	100%	Lombardia	42,31	01/01/2017
Settala	Stogit	100%	Lombardia	50,73	01/01/2017

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

5 Decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130.

6 In quanto soggetto che immette gas naturale nella rete nazionale di gasdotti per una quota di mercato all'ingrosso superiore al 55%.

TAV. 3.9

Disponibilità di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2012-2013

SITO DI STOCCAGGIO	WORKING GAS M(m^3)
Brugherio	330
Cellino	118
Collalto	560
Cortemaggiore	960
Fiume Trieste	4.605
Minerbio	2.658
Ripalta	1.686
Sabbioncello	1.099
Sergnano	2.594
Settala	1.820
TOTALE	16.430

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato fortemente rinnovato nel mese di febbraio 2013, con l'emanazione, da parte del Ministro dello sviluppo economico, di due decreti (decreti 15 febbraio 2013). Tale assetto è stato confermato anche per l'anno termico 2014-2015 dal decreto ministeriale del 19 febbraio 2014, che ha fissato la ripartizione delle capacità tra i servizi che dovranno essere offerti e i criteri per il loro conferimento. In particolare:

- la capacità disponibile, frutto della riduzione dei volumi della riserva strategica stabilita nel 2012 con il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 29 marzo, è integralmente destinata alle imprese industriali, per favorire l'approvvigionamento diretto di GNL dall'estero;
- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione è fissata, per l'anno termico 2014-2015, pari a 6,95 G(m3), allocati in asta; a tale capacità è associata una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svaso;
- la restante capacità, pari a circa 1,6 G(m3), destinata al mercato, con un profilo di prelievo piatto nel corso dell'anno, viene conferita in asta.

In sintesi, anche per l'anno termico 2014-2015 l'assetto dello stoccaggio è caratterizzato da due tipi di prestazione. In particolare, i prodotti disponibili agli utenti, secondo specifiche condizioni, possono essere:

- una disponibilità di prestazione di erogazione variabile anche in funzione del mese della fase di erogazione (servizio di punta, ex servizio di modulazione);
- una disponibilità di prestazione di erogazione costante per tutta la durata della fase di erogazione (servizio uniforme).

I sistemi di conferimento si riducono a due tipi, rispetto ai tre presenti l'anno scorso, limitandosi alle seguenti modalità:

- specifici per le capacità definite del ministero e per quelle finanziate nell'ambito delle misure del decreto legislativo n. 130/10;
- attraverso procedure di asta competitiva.

TAV. 3.10

Distribuzione dello spazio di stoccaggio negli anni termici 2013-2014 e 2014-2015

M(m³) standard

ANNO TERMICO 2013-2014			ANNO TERMICO 2014-2015		
SERVIZIO	MODALITÀ DI CONFERIMENTO	SPAZIO	SERVIZIO	MODALITÀ DI CONFERIMENTO	SPAZIO
Decreto legislativo n. 130/10	Fisico disponibile	2.596	Decreto legislativo n. 130/10	Fisico disponibile	2.638
Minerario	Definito da MSE	258	Minerario	Definito da MSE	25
Bilanciamento trasporto	A richiesta	202	Bilanciamento trasporto	A richiesta	202
Utenti dei servizi di rigassificazione	Definito da MSE	50	Imprese industriali *import* GNL	Definito da MSE	500
Imprese industriali *import* GNL	Definito da MSE	450			
Punta (ex modulazione)	Pro quota	4.200	Punta (ex modulazione)	Ad asta	6.950
	Ad asta	2.500			
Uniforme (complemento al *working* disponibile)	Ad asta	1.740	Uniforme (complemento al *working* disponibile)	Ad asta	1.623
Strategico	Definito da MSE	4.600	Strategico	Definito da MSE	4.620
TOTALE		16.596	TOTALE		16.558

Fonte: AEEGSI.

In termini di spazio per riserva attiva, non si sono registrati sostanziali mutamenti per l'anno termico concluso (1 aprile 2013 -31 marzo 2014) rispetto all'anno precedente, fatta salva la riduzione della capacità per il servizio di stoccaggio minerario. Nel complesso, nell'anno termico 2013-2014 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 78 operatori; 54 utenti dispongono di capacità per il servizio di punta, tre utenti per il servizio di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto, tre utenti del solo servizio uniforme (a fronte di dieci utenti complessivi per questo servizio), 15 del solo servizio connesso con le capacità del decreto legislativo n. 130/10 (a fronte di 41 utenti complessivi per questo servizio) e tre utenti del solo servizio di stoccaggio minerario (a fronte di sei utenti complessivi per questo servizio). I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2014 sono risultati pari a circa 16,8 G(m³), di cui 7,5 in erogazione e 9,3 in iniezione. Per quanto riguarda Edison Stoccaggio, gli utenti nell'anno termico 2013-2014 sono stati sette: sei del servizio di modulazione e uno del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi di Edison Stoccaggio a marzo 2014 sono risultati pari a circa 1 G(m³), di cui 0,5 in erogazione e 0,5 in iniezione. Dall'anno termico 2012-2013 il servizio di stoccaggio strategico non è più contrattualizzato.

Distribuzione

Come negli scorsi anni, nell'ambito dell'Indagine annuale sull'evoluzione dei settori regolati, è stato chiesto agli esercenti la distribuzione del gas naturale di fornire dati preconsuntivi in merito all'attività svolta nell'anno 2013 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2012. Nelle pagine che seguono sono quindi da considerarsi provvisori tutti i dati riguardanti il 2013.

Ogni anno i distributori chiamati a partecipare all'Indagine sono quelli iscritti nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre dell'anno precedente[7]. Quest'anno, quindi, i questionari sono stati sottoposti alle 232 imprese che al 31 dicembre 2013 indicavano la distribuzione di gas naturale tra le proprie attività (erano 236 al 31 dicembre 2012). Hanno risposto 231 operatori: di questi, nove

7 Più precisamente, il questionario sulla distribuzione viene somministrato ogni anno ai distributori presenti nell'Anagrafica operatori alla data del 31 dicembre dell'anno precedente, ma anche alle imprese che, pur non essendo più attive a quella data, avevano però fornito i dati in via preconsuntiva nell'Indagine dell'anno prima. Ciò per ottenere la conferma o la rettifica dei dati forniti.

hanno avviato l'attività nel 2013 (nel 2012 non erano presenti), mentre sette sono quelli che erano operativi nel 2012, ma non più attivi nel 2013.

Nel corso del 2013 e nei primi mesi del 2014 si sono realizzati, come sempre, numerosi avvicendamenti nelle società. Tra le operazioni societarie più significative è sicuramente da segnalare la nuova espansione del gruppo Hera. Nel mese di gennaio, infatti, la storica società di distribuzione del gas triestina Acegas-Aps è entrata nel gruppo della *multiutility* nata in Emilia Romagna e che opera nei servizi pubblici (oltre al gas è presente nell'energia elettrica, nell'idrico e nel settore ambientale) in un ampio territorio che arriva fino a Pesaro.

Sempre nel 2013, nel mese di ottobre, è proseguito l'ampliamento anche di Enel Rete Gas che ha incorporato G6 Rete Gas. Dal mese di marzo 2014, poi, Enel Rete Gas ha assunto il nome di 2i Rete Gas. Grazie alle acquisizioni operate negli anni più recenti, 2i Rete Gas è divenuto uno dei principali operatori della distribuzione di metano attivo sull'intero territorio nazionale, essendo concessionario del servizio di distribuzione del gas in circa 2.000 comuni.

Nel gennaio di quest'anno, infine, E.S.TR.A. ha ceduto le proprie attività nella distribuzione di gas naturale e di altri gas (vedi il paragrafo "Fornitura di GPL e altri gas a mezzo di reti locali" più oltre) alla sua controllata Centria. E.S.TR.A. è una *multiutility* a partecipazione pubblica che lavora principalmente in Toscana, essendo nata dalla fusione delle imprese di distribuzione di Prato (Consiag), di Siena (Intesa) e di Arezzo (Coingas).

Altre operazioni societarie intercorse nel 2013 sono le seguenti:

- Lario Reti Holding ha conferito alla propria controllata Lario Reti Gas il ramo d'azienda relativo alla distribuzione di gas naturale nel gennaio 2013. Nello stesso mese Linea Distribuzione ha acquisito l'attività di distribuzione del gas da Gestione Servizi Comunali, la società che era nata nel 2002 dai Comuni (tutti in provincia di Cremona) di Gerre de' Caprioli, Malagnino, Pieve d'Olmi, San Daniele Po, Spinadesco, Stagno Lombardo e Vescovato, i quali le avevano conferito le reti del gas metano a seguito del decreto legislativo n. 164/00; con la stessa decorrenza, Linea Distribuzione ha acquisito l'attività di distribuzione gas anche da SO.L.E.A., la società che gestiva l'impianto nel comune di Sospiro (CR);
- Azienda Multiservizi Valenzana, l'impresa che gestiva la distribuzione di gas metano, il servizio idrico integrato e altri servizi comunali nel territorio di Valenza (AL), ha ceduto l'attività di distribuzione a Valenza Rete Gas, di cui detiene il 50% delle quote, nell'aprile 2013;
- nel mese di luglio Bresciana Infrastrutture Gas, impresa posseduta al 50% da Erogasmet e al 50% da Linea Distribuzione, ha acquisito l'attività di gestione della rete e del servizio di distribuzione del gas sul territorio di Palazzolo sull'Oglio (BS) da SO.GE.IM.; Sienergia ha ceduto l'attività alla propria controllata Sienergas Distribuzione che opera a Cannara (PG); Autogas Nord, che operava solo con reti canalizzate GPL, è entrata nella distribuzione di metano attraverso l'incorporazione di Autogas Nord Lombarda, società che distribuiva gas naturale a Priero, in provincia di Cuneo;
- in agosto Genia, il cui territorio di riferimento è quello di San Giuliano Milanese (MI), ha ceduto l'attività a Genia Distribuzione Gas;
- in settembre GEA ha cambiato la propria ragione sociale in Grosseto Energia Reti Gas;
- a dicembre il Comune di Mignano Monte Lungo, in provincia di Caserta, ha affidato il servizio della distribuzione di gas naturale all'impresa Montelungo Gas. Il Comune aveva ripreso in carico il servizio di distribuzione gas naturale dal gennaio 2012 a seguito di un'ordinanza sindacale;
- nel mese di gennaio 2014, infine, Bim Gestione Servizi Pubblici ha ceduto la distribuzione alla società BIM Belluno Infrastrutture, mentre Novenergia l'ha ceduta a Pedemontana Distribuzione Gas; entrambe le società operano in provincia di Vicenza.

TAV. 3.11

Attività dei distributori nel periodo 2007-2013

OPERATORI[A]	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
NUMERO	257	272	251	235	227	222	224
Molto grandi	8	8	9	9	9	8	7
Grandi	23	27	25	23	25	27	27
Medi	29	27	22	23	18	19	19
Piccoli	120	123	119	112	114	109	113
Piccolissimi	77	87	76	68	61	59	58
VOLUME DISTRIBUITO – M(m³)	30.364	33.923	34.048	36.336	34.295	33.782	34.122
Molto grandi	15.921	17.286	19.023	21.016	19.677	19.309	19.485
Grandi	7.096	8.954	8.355	8.243	8.591	8.834	8.934
Medi	3.455	3.403	2.574	2.912	2.015	2.082	2.052
Piccoli	3.568	3.937	3.797	3.909	3.780	3.341	3.448
Piccolissimi	323	342	298	257	233	215	203

(A) Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti.
Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000.
Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.
Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000.
Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Complessivamente i 224 operatori attivi nel 2013 hanno distribuito 34,1 G(m³), 0,3 in più dell'anno precedente[8]. Tra il 2012 e il 2013 la numerosità delle imprese molto grandi (cioè con più di mezzo milione di clienti) è diminuita di un'unità, ma ciò è avvenuto solo per effetto dell'incorporazione di G6 Rete Gas in 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas); la quantità delle grandi imprese (con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000) e degli operatori di media dimensione (che servono cioè tra 50.000 e 100.000 clienti) è rimasta invariata.

Il lieve incremento rispetto al 2012 osservato nel numero di imprese attive è di fatto avvenuto per l'ingresso nella classe dei piccoli (vale a dire con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000) di quattro nuovi operatori e l'uscita di un soggetto dalla classe dei piccolissimi (quelli con meno di 5.000 clienti).

Il piccolo incremento registrato nei volumi complessivamente distribuiti, pari all'1%, non si è ripartito equamente tra le classi: la prima, la seconda e la quarta hanno distribuito più gas dell'anno precedente – con tassi di crescita, rispettivamente, dello 0,9%, dell'1% e del 3,2% – mentre la terza e la quinta hanno registrato una perdita dell'1,5% nel caso dei medi e del 6% nel caso dei piccolissimi operatori.

Il 15,2% delle imprese (34 su 224) serve più di 100.000 punti di prelievo, soglia oltre la quale scatta l'obbligo di separazione funzionale delle attività, secondo quanto disposto dalla normativa sull'*unbundling*.

Nel 2013 esse hanno distribuito complessivamente l'83,3% dei volumi totali; le restanti 190 imprese attive nel settore hanno invece distribuito poco meno di un sesto dei volumi totali.

Nel 2013 sono stati distribuiti in Italia 34,1 G(m³) a quasi 23 milioni di clienti (identificati attraverso il numero dei gruppi di misura). Il servizio di distribuzione è stato attribuito mediante più di 6.400 concessioni in circa di 7.000 comuni (Tav. 3.12).

8 Il numero di imprese attive nel 2012 e i relativi volumi escludono i valori inerenti a tre imprese che sono divenute inattive nel corso del 2013 e che, alla data di chiusura di questa *Relazione Annuale*, non hanno confermato i dati riferiti al 2012, forniti in via preconsuntiva lo scorso anno.

TAV. 3.12

Attività di distribuzione per regione nel 2013

Clienti in migliaia; volumi erogati in M(m^3)

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	NUMERO CONCESSIONI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI
Piemonte	27	2.050	1.055	3.877	974	11,4%	8,9%
Valle d'Aosta	1	22	24	51	36	0,1%	0,1%
Lombardia	55	4.864	1.566	9.194	1.359	26,9%	21,2%
Trentino Alto Adige	12	239	187	573	188	1,7%	1,0%
Veneto	31	2.105	659	4.038	548	11,8%	9,2%
Friuli Venezia Giulia	10	544	199	875	173	2,6%	2,4%
Liguria	7	871	157	937	151	2,7%	3,8%
Emilia Romagna	22	2.296	391	4.400	298	12,9%	10,0%
Toscana	10	1.599	250	2.444	242	7,2%	7,0%
Umbria	11	348	93	535	78	1,6%	1,5%
Marche	27	673	234	942	192	2,8%	2,9%
Lazio	13	2.273	328	2.319	309	6,8%	9,9%
Abruzzo	25	643	303	687	266	2,0%	2,8%
Molise	9	129	135	130	134	0,4%	0,6%
Campania	23	1.370	436	980	404	2,9%	6,0%
Puglia	10	1.301	257	1.037	256	3,0%	5,7%
Basilicata	13	200	128	183	122	0,5%	0,9%
Calabria	12	418	315	267	345	0,8%	1,8%
Sicilia	13	997	326	654	342	1,9%	4,3%
ITALIA	-	22.941	7.043	34.122	6.417	100,0%	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La variabilità climatica del territorio italiano e il diverso grado di metanizzazione nelle varie aree del Paese spiegano gran parte della marcata eterogeneità osservata nei prelievi di gas delle diverse regioni. Un altro elemento che incide su tale variabilità risiede nella differente distribuzione tra le regioni delle attività produttive di taglia medio-piccola, che sono tipicamente servite da reti secondarie. Al primo posto si collocano, come sempre, Lombardia, Emilia Romagna, Veneto e Piemonte, nei quali viene distribuito il 63% di tutto il gas erogato in Italia. Toscana, Lazio e Puglia assorbono complessivamente un altro 17%, il residuo 20% viene distribuito nel resto d'Italia, con quote regionali che non arrivano al 3%. Manca dall'elenco la Sardegna, che non è metanizzata. La ripartizione regionale delle percentuali di clienti serviti sul totale nazionale mostra un ordinamento simile a quello dei volumi. Il confronto tra le quote di ciascuna regione, quella calcolata sui volumi rispetto a quella determinata in base ai punti di prelievo, rivela indirettamente il tipo di clientela servita: una quota in termini di volume superiore a quella valutata sui clienti indica, cioè, la maggiore presenza di usi produttivi che assorbono quantità unitarie di gas superiori a quelle dei clienti civili.

Il raggruppamento delle regioni nelle consuete ripartizioni di Nord, Centro, Sud e Isole mostra cifre del tutto analoghe a quelle degli scorsi anni: al Nord viene distribuito il 70,2% del gas totale a poco meno di 13 milioni di clienti (il 56,6% dei clienti totali); seguono il Centro con circa il 20,7% del gas erogato a 5,5 milioni di clienti (il 24,7% dei clienti totali) e il Sud e Isole con il 9,1% di gas a più di 4 milioni di clienti (il 18,7% dei clienti totali). Il numero di concessioni esistenti è inferiore al numero dei comuni serviti sia al Nord, sia al Centro, mentre accade il contrario al Sud e Isole (1.469 concessioni per 1.462 comuni serviti). Nel 2013 sono state metanizzate 25 nuove località, di cui due servite con carro bombolaio, e 42 località esistenti hanno cambiato gestore (il dato è al netto di trasferimenti

dovuti a operazioni societarie). Ciò è quanto emerge dai dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Anagrafica territoriale gas dell'Autorità.

Nella tavola 3.13 l'andamento nel tempo del livello di concentrazione presente nel settore della distribuzione viene valutato mediante due elementi: l'indicatore C3, che in ogni regione somma il valore delle quote di volumi distribuiti dai primi tre operatori, e la percentuale di clienti servita dai medesimi tre operatori. Come sempre la Valle d'Aosta evidenzia la massima concentrazione, data la presenza di un unico distributore in entrambi gli anni considerati. Anche senza tenere conto di questa regione, i dati mostrano, come in passato, livelli di concentrazione mediamente piuttosto elevati, che crescono nel tempo, anche perché il numero di operatori presenti in ciascuna regione tende lentamente a diminuire. Nel 2013 il numero medio di imprese presenti in ciascuna regione si è infatti abbassato di una unità rispetto al 2012 (da 18 è sceso a 17), il valore del C3 è salito al 78,7%, contro il 76,6% registrato nel 2012, così come la quota di clienti serviti è passata dal 76,9% al 79,2%.

Nei dati più recenti si osservano: 16 regioni su 19 in cui il C3 è pari o superiore al 70%, 11 regioni in cui è pari o superiore all'80% e quattro regioni in cui supera addirittura il 90%. Gli stessi conteggi per l'anno 2012 evidenziano 14 regioni con C3 maggiore del 70%, otto regioni con C3 superiore all'80% e quattro regioni con C3 oltre il 90%. Le quattro regioni in cui la concentrazione è pari o superiore al 90% sono le stesse nei due anni considerati, cioè – nell'ordine – Valle d'Aosta, Lazio, Liguria e Calabria. In Valle d'Aosta e in Liguria i valori dei due indicatori sono rimasti invariati rispetto al 2012, in Calabria si sono lievemente ridotti, mentre in Lazio sono aumentati entrambi di oltre due punti percentuali. Il Veneto mantiene nei due anni il livello di concentrazione più basso, inferiore al 50% ma in aumento nel 2013, nonostante il numero di imprese presenti sia rimasto invariato a 31. In Lombardia, invece, la relativamente modesta concentrazione (è la regione con il secondo valore di C3 più basso) del 2012 è aumentata nel 2013 (dal 50% al 54,5%) anche per effetto della riduzione di due unità nel numero di distributori presenti.

TAV. 3.13

Livelli di concentrazione nella distribuzione

Quota di volumi distribuiti dai primi tre operatori (C3) e percentuale di clienti da questi serviti

REGIONE	2012			2013		
	OPERATORI PRESENTI	C3	% DI CLIENTI SERVITI	OPERATORI PRESENTI	C3	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	27	70,7	72,9	27	75,1	77,0
Valle d'Aosta	1	100,0	100,0	1	100,0	100,0
Lombardia	57	50,0	54,1	55	54,5	58,0
Trentino Alto Adige	12	82,7	85,2	12	82,9	85,2
Veneto	31	47,9	49,9	31	49,0	51,7
Friuli Venezia Giulia	10	77,0	81,2	10	77,9	81,3
Liguria	8	90,7	88,9	7	90,7	88,8
Emilia Romagna	23	78,0	77,9	22	78,2	77,9
Toscana	11	85,5	84,3	10	86,1	84,6
Umbria	11	71,9	68,4	11	71,3	68,5
Marche	27	58,3	58,2	27	59,1	58,1
Lazio	14	93,6	93,8	13	95,9	96,4
Abruzzo	26	62,7	62,2	25	71,5	72,2
Molise	10	76,3	74,7	9	82,5	84,1
Campania	24	81,3	81,9	23	82,4	84,0
Puglia	11	69,8	69,9	10	81,2	80,2
Basilicata	13	88,7	86,2	13	87,6	85,4
Calabria	11	90,5	90,4	12	90,1	90,3
Sicilia	13	79,7	81,4	13	80,2	81,2
MEDIA	18	76,6	76,9	17	78,7	79,2

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Le regioni nelle quali la concentrazione è cresciuta maggiormente tra il 2012 e il 2013 sono, nell'ordine, la Puglia, l'Abruzzo e la Lombardia. In tutti e tre i casi l'aumento è dovuto al notevole incremento nella quota di mercato ottenuta da Enel Rete Gas (oggi 2i Rete Gas) grazie all'incorporazione di G6 Rete Gas. Più precisamente, l'operazione societaria è la ragione esclusiva dell'incremento del C3 in Puglia e in Abruzzo, mentre in Lombardia a questo effetto si è sommato anche l'incremento della quota di mercato del terzo operatore.

La composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2013, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, è illustrata nella tavola 3.14.

Il 31,1% delle quote è detenuto da enti pubblici (nel 2012 era il 32,4%), mentre il 24,4% è relativo a quote detenute da società diverse. Il 13,7% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuto da persone fisiche, diminuita di poco rispetto al 13,2% dello scorso anno. Complessivamente, le quote detenute da imprese energetiche sono rimaste pressoché invariate rispetto al 2012, intorno al 30%.

Al loro interno, però, è cresciuta l'importanza delle imprese locali (dal 12,5% registrato nel 2012 al 13,8% del 2013) a scapito delle imprese nazionali (dal 17,4% al 15,9%), mentre è rimasta invariata la quota di quelle estere.

Nel 2013 il capitale straniero prevalente è risultato quello di provenienza austriaca, mentre si è ridotta l'importanza delle quote detenute da imprese spagnole.

TAV. 3.14

Composizione societaria dei distributori nel 2013

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	QUOTA
Enti pubblici	31,1%
Società diverse	24,4%
Imprese energetiche nazionali	15,9%
Imprese energetiche locali	13,8%
Persone fisiche	13,7%
Imprese energetiche estere	0,7%
Istituti finanziari nazionali	0,3%
TOTALE	100,0%

Fonte: Anagrafica operatori dell'AEEGSI.

In Italia sono posati 253.581 km di rete (di cui 257,5 non in funzione), il 58% in bassa pressione, il 41% in media pressione e l'1% in alta pressione (Tav. 3.15). Il 59% delle reti (149.000 km) è collocato al Nord, il 23% (58.000 km) al Centro e il restante 18% (46.300 km) si trova nel Sud e nelle Isole. Mediamente i gestori possiedono il 76% delle reti che gestiscono. I Comuni, invece, ne possiedono il 17%.

Le quote di proprietà variano abbastanza notevolmente da regione a regione. È comunque bene ricordare che la proprietà delle reti può essere del distributore, del Comune, come pure di altri soggetti: per questo la somma delle percentuali della tavola può differire dal 100%.

Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di 6.650 cabine e più di 105.000 gruppi di riduzione finale. Il numero delle cabine è leggermente diminuito rispetto al 2012, mentre quello dei gruppi di riduzione finale è cresciuto del 3,6%.

La consueta analisi della ripartizione di clienti e volumi distribuiti per categoria d'uso effettuata in queste pagine registra un'importante novità: a partire da gennaio 2013 sono entrate in vigore le nuove categorie d'uso definite[9] nell'ambito della riforma del *settlement* che l'Autorità ha adottato al fine di ottenere una più corretta attribuzione, agli utenti del servizio di bilanciamento,

9 Delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

dei quantitativi di gas consumati dai punti di riconsegna (cioè dai clienti finali) che non vengono misurati giornalmente. La tavola 3.16 mostra, appunto, la ripartizione nel 2013 di clienti e volumi distribuiti nelle sette nuove categorie d'uso che hanno sostituito le 13 precedentemente in vigore[10], ma che, come in passato, sono state definite in base a dei profili di consumo standard.

TAV. 3.15

Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2013

Numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Piemonte	781	17.002	82,3	12.329,7	11.035,1	87,8%	5,1%
Valle d'Aosta	5	73	0,0	166,4	194,6	98,6%	0,8%
Lombardia	1.788	15.890	101,9	14.825,7	32.278,0	75,9%	18,1%
Trentino Alto Adige	260	18.357	187,3	2.016,3	1.930,4	93,1%	6,6%
Veneto	591	11.444	241,8	10.901,1	18.692,9	73,8%	18,7%
Friuli Venezia Giulia	126	1.216	5,1	2.225,2	5.145,2	65,5%	29,1%
Liguria	83	3.202	57,5	1.975,6	4.212,4	72,7%	0,6%
Emilia Romagna	415	8.413	250,3	17.382,7	13.020,4	69,3%	15,0%
Toscana	356	10.118	227,2	6.376,4	9.662,8	88,5%	9,5%
Umbria	117	1.594	107,0	1.894,2	3.287,0	59,8%	40,2%
Marche	342	2.371	21,9	4.486,8	4.702,9	48,0%	31,3%
Lazio	315	2.274	166,7	7.322,4	7.836,9	61,6%	38,4%
Abruzzo	221	2.081	1,3	4.719,2	4.978,0	73,0%	23,8%
Molise	95	512	0,3	1.079,8	1.137,2	68,1%	31,5%
Campania	379	6.095	31,9	4.216,2	8.001,8	77,4%	16,7%
Puglia	245	1.763	119,7	3.424,1	8.495,5	93,9%	6,0%
Basilicata	111	464	0,8	933,3	1.633,3	54,1%	45,3%
Calabria	213	816	34,9	2.886,7	3.554,3	88,0%	12,0%
Sicilia	213	1.787	66,4	4.528,2	8.388,0	93,3%	4,3%
ITALIA	6.656	105.472	1.704,5	103.689,8	148.186,6	76,2%	17,0%
di cui non in funzione	-	-	*0,9*	*148,3*	*108,3*	-	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.16

Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2013

Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2013 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m³

CODICE	CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
C1	Riscaldamento	2,2%	22,7%	15.134
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	38,5%	5,5%	211
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	57,5%	47,1%	1.218
C4	Uso condizionamento	0,0%	0,0%	2.801
C5	Uso condizionamento + riscaldamento	0,0%	0,2%	7.504
T1	Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,2%	5,1%	32.984
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	1,5%	19,4%	19.290
	TOTALE	100,0%	100,0%	1.487

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come si vede dai dati, ben più della metà dei clienti (o, più precisamente, il 57,5% dei clienti) utilizza il gas contemporaneamente per il riscaldamento e per la cottura dei cibi e/o la produzione di acqua calda sanitaria (codice C3); tale uso, che assorbe il 47,1% del gas complessivamente distribuito in Italia, comprende un consumo medio di circa 1.200 m³ all'anno.

Il secondo utilizzo più diffuso tra i clienti (38,5%) è quello corrispondente al codice C2, che prevede l'impiego di gas per gli usi di cucina e/o per la produzione di acqua calda. Il gas complessivamente distribuito a questo fine è risultato pari al 5,5% del totale, dal che risulta evidente che il quantitativo annuo di gas necessario a questo impiego è abbastanza ridotto, mediamente pari a 211 m³.

L'utilizzo del gas a soli fini di riscaldamento (codice C1) non possiede una quota rilevante in termini di clienti (solo 2,2%), ma naturalmente incide molto di più in termini di consumi: esso, infatti, ha acquisito, nel 2013, il 22,7% del gas totale. Tale uso comporta mediamente un consumo annuo di 15.000 m³ circa.

Un quinto dei volumi di gas prelevati, infine, viene utilizzato per usi tecnologici associati a quelli di riscaldamento (codice T2). Il consumo medio per questo utilizzo è ovviamente molto elevato e si aggira intorno a 19.000 m³.

Il consumo medio complessivo che emerge dalle diverse categorie d'uso è pari a 1.487 m³/anno, un valore sostanzialmente invariato rispetto a quello rilevato per il 2012, pari a 1.492 m³.

La tavola 3.17 mostra come si ripartiscono i clienti e i volumi per fasce di prelievo.

Le prime due fasce che, data l'esiguità del consumo annuo (al massimo pari a 480 m³), comprendono probabilmente consumi di tipo domestico, contano molto in termini di clienti (43,2%), ma assorbono solo il 4,8% del gas complessivamente distribuito.

Come sempre, la classe più numerosa in termini sia di numero di gruppi di misura, sia di volumi, è quella che prevede un consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 m³; in essa ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che, conformemente a quanto appena visto sui dati per categoria d'uso, impiegano il gas per il riscaldamento dei locali e la produzione di acqua calda o la cucina. Gli usi produttivi del gas sono probabilmente compresi nelle ultime quattro classi che, pur essendo relativamente meno dense (tutte insieme contano solo per il 2,1% del totale dei clienti), assorbono quasi la metà del gas complessivamente distribuito (48,3%).

Nella tavola la consistenza dei clienti per fascia di prelievo e le relative quote sono calcolate a partire dal dato dei gruppi di misura[11] rilevati in ciascuna fascia. Valutando la numerosità dei clienti attraverso i punti di riconsegna[12], si ottiene un valore più ampio di circa 1,2 milioni di unità, che vanno però ad aumentare quasi unicamente la fascia di prelievo più piccola.

Con l'eccezione della tavola 3.17, che riporta entrambi i dati, si precisa comunque che in tutto il paragrafo i clienti sono valutati mediante i gruppi di misura.

11 Il gruppo di misura, o misuratore, è la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno del cliente finale; comprende un eventuale correttore dei volumi misurati.

12 Il punto di riconsegna è il punto di confine tra l'impianto di distribuzione e l'impianto del cliente finale, dove l'impresa di distribuzione riconsegna il gas naturale per la fornitura al cliente finale.

TAV. 3.17

Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo

Punti di riconsegna e gruppi di misura al 31/12/2013 in migliaia; volumi prelevati in M(m^3)

FASCIA DI PRELIEVO (m^3/anno)	PUNTI DI RICONSEGNA	DI CUI DOTATI GRUPPI DI MISURA	VOLUMI	QUOTA SU GRUPPI DI MISURA	QUOTA SU VOLUMI
0-120	6.147	5.004	172	21,8%	0,5%
121-480	4.947	4.913	1.451	21,4%	4,3%
481-1.560	9.435	9.386	8.713	40,9%	25,5%
1.561-5.000	3.158	3.147	7.293	13,7%	21,4%
5.001-80.000	471	469	7.314	2,0%	21,4%
80.001-200.000	15	15	1.748	0,1%	5,1%
200.001-1.000.000	7	7	2.806	0,0%	8,2%
Oltre 1.000.000	2	2	4.625	0,0%	13,6%
TOTALE	24.182	22.941	34.122	100,0%	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.18

Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2013

Clienti in migliaia e volumi in M(m^3)

REGIONE	USO DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO		ALTRI USI	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	1.811	1.639	38	505	9	145	208	1.595
Valle d'Aosta	18	17	1	8	0	7	3	19
Lombardia	4.352	4.178	54	909	16	254	441	3.853
Trentino Alto Adige	204	181	7	50	2	42	26	299
Veneto	1.858	1.910	17	178	5	89	209	1.854
Friuli Venezia Giulia	489	437	6	79	2	29	47	330
Liguria	812	457	10	203	3	36	46	242
Emilia Romagna	2.046	2.089	24	316	12	91	215	1.903
Toscana	1.461	1.305	12	124	5	64	120	951
Umbria	314	244	1	16	1	14	32	261
Marche	606	539	5	34	4	46	57	325
Lazio	2.085	1.140	26	338	10	139	152	702
Abruzzo	553	396	2	15	2	22	86	255
Molise	117	82	1	12	1	8	10	28
Campania	1.311	623	6	42	5	48	48	267
Puglia	1.235	773	2	17	3	35	61	213
Basilicata	180	130	1	7	1	9	18	38
Calabria	357	194	1	4	3	15	58	54
Sicilia	937	470	2	10	3	24	55	149
ITALIA	20.747	16.805	214	2.865	88	1.114	1.892	13.337

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Un'ulteriore spaccatura dei clienti e dei volumi distribuiti in Italia con dettaglio geografico e settoriale è esposta nella tavola 3.18. In questo caso i settori di consumo sono definiti in base alle tipologie di clienti individuate nel *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas* (TIVG)[13].

Nel 2013 il settore domestico risulta composto da circa 21 milioni di clienti che hanno prelevato 16,8 G(m^3), ovvero quasi la metà di tutto il gas distribuito. Se ai volumi del settore domestico in senso stretto aggiungiamo quelli dei condomini con uso domestico, il consumo del settore "domestico allargato" raggiunge la ragguardevole quota del 57,6% di tutto il gas distribuito in Italia, oltre che una frazione dei clienti totali del 91,4%.

Circa un miliardo di metri cubi (cioè il 3,3% del totale) è stato prelevato dalle attività di servizio pubblico, definite come i punti di riconsegna nella titolarità di una struttura pubblica o privata che svolge un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole. Gli altri usi rappresentano l'8,2% dei clienti e il 39,1% dei volumi distribuiti. I consumi medi che emergono da questi dati sono coerenti con quelli evidenziati dalle suddivisioni dei prelievi osservate finora: 810 m^3 per i clienti domestici, 13.362 per i condomini, 12.661 per le attività di servizio pubblico, 7.050 per gli altri usi e 1.487 per tutti i clienti nel loro complesso. L'entità dei consumi medi osservata nel 2013 risulta lievemente inferiore, ma sostanzialmente analoga, a quella riscontrata nel 2012 per tutti i settori di consumo, con l'eccezione degli altri usi per i quali si evidenzia una crescita del consumo medio da 6.354 a 7.050 m^3.

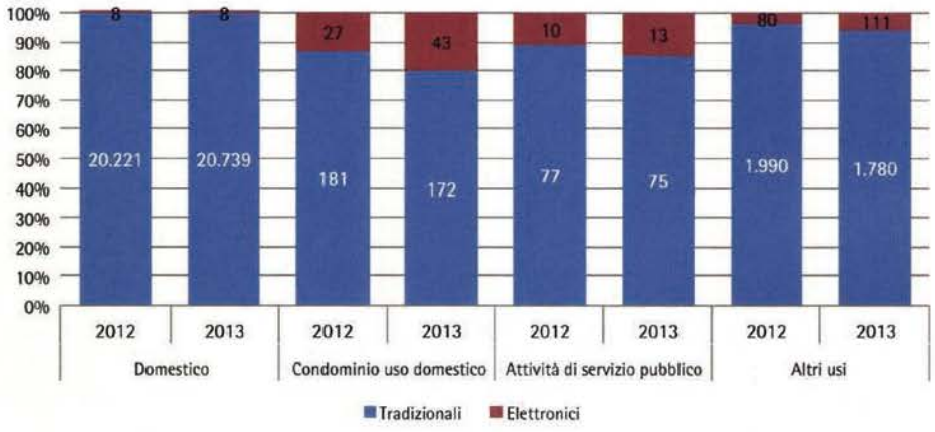
Anche questi valori, tuttavia, sono abbastanza differenziati territorialmente, con consumi medi che - per tutte le tipologie di clienti - risultano al Nord circa doppi rispetto a quelli osservati al Sud e Isole, mentre quelli del Centro assumono valori intermedi.

La tavola 3.19 mostra la diffusione dei gruppi di misura elettronici e tradizionali al 31 dicembre 2012 e alla stessa data del 2013, distinguendo per l'ultimo anno anche la loro accessibilità parziale o totale[14]. L'Autorità ha disciplinato la messa in servizio graduale di gruppi di misura elettronici per tutti i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale a partire dal 2008. Nel corso del tempo, in considerazione dei ritardi registrati nel processo di installazione di tali misuratori, l'Autorità è più volte intervenuta con successive revisioni delle tempistiche e individuando forme flessibili di implementazione da parte delle imprese di distribuzione.

FIG. 3.8

Gruppi di misura elettronici e tradizionali nel 2012 e nel 2013 per tipologia di cliente

Percentuale di gruppi di misura installati(A)



(A) All'interno dell'istogramma sono indicate le migliaia di gruppi di misura installati.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

14 La definizione di accessibile, non accessibile o parzialmente accessibile dipende dalla possibilità che il segnante del misuratore, ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori, sia consentito liberamente o meno. Più precisamente, il misuratore è definito "accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito senza necessità della presenza di alcuna persona fisica; è definito "non accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito solo in presenza del titolare del punto di riconsegna o di altra persona da questi incaricata; è definito "con accessibilità parziale" quando l'impresa di distribuzione può normalmente accedere al misuratore in presenza di persona che consenta l'accesso al luogo in cui il misuratore è installato.

TAV. 3.19

Diffusione dei gruppi di misura elettronici nel 2012 e nel 2013 per classe di misuratore

Numero di gruppi di misura in migliaia; prelievi in M(m^3)

CLASSE E TIPO DEI GRUPPI DI MISURA	2012	2013				
	NUMERO TOTALE	ACCESSIBILI	PARZIALMENTE ACCESSIBILI	NON ACCESSIBILI	NUMERO TOTALE	PRELIEVI
ELETTRONICI						
Fino a G6	1	44	16	50	110	103
G6	0	2	1	2	4	12
Da G6 a G25	3	9	2	4	15	122
G25	23	24	8	17	49	830
G40	33	19	11	17	47	1.283
Oltre G40	59	24	13	25	62	10.081
Totale elettronici	119	122	49	115	286	12.430
TRADIZIONALI						
Fino a G6	21.374	8.555	1.986	10.970	21.511	16.943
G6	831	341	78	371	790	1.505
Da G6 a G25	292	129	40	114	283	2.047
G25	82	22	12	22	56	827
G40	23	3	2	4	9	150
Oltre G40	9	2	1	4	7	220
Totale tradizionali	22.611	9.052	2.118	11.484	22.655	21.691
TOTALE GRUPPI DI MISURA	22.730	9.174	2.167	11.599	22.941	34.122

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

L'istallazione dei misuratori elettronici, tuttavia, prosegue di anno in anno, specie nei settori caratterizzati da più elevati consumi, come dimostrano la figura 3.8 e specialmente i dati della tavola 3.19. Il numero di misuratori elettronici in funzione nel 2013 è cresciuto, rispetto al 2012, del 140%.

Nel corso dell'anno ne sono stati installati 167.000, il 65% dei quali ha riguardato quelli più piccoli, cioè i gruppi di misura fino alla classe G6. Un altro 16% delle nuove installazioni è stato effettuato sui misuratori di classe G25.

Percentuali minori si osservano nelle altre classi intermedie. Solo l'1,4% delle installazioni è stato effettuato sui gruppi di misura con classe oltre G40.

La dimensione delle imprese che distribuiscono gas[15] è di 38,8 addetti, superiore ai 34,0 registrati lo scorso anno (ma su un numero di imprese rispondenti inferiore di dieci unità) (Tav. 3.20). Il 65,2% delle imprese del settore impiega meno di dieci addetti, ma distribuisce solo il 7,4% del gas a una quota simile (6,9%) di clienti. Il 21,5% delle aziende opera con più di venti addetti e distribuisce l'84,4% del gas all'87% dei clienti serviti. Il 61,8% dei clienti è servito, però, dalle imprese con oltre 250 addetti che, pur essendo solo il 3,3% dei soggetti operanti in questo segmento, distribuiscono quasi il 60% di tutto il gas.

Il 14,4% dei distributori risulta operare con zero addetti: si tratta di imprese che hanno completamente appaltato l'attività.

15 L'informazione sul numero degli addetti è tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. I valori sono riferiti al personale che nella media dell'anno 2012 era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola sono riferiti a 181 società.

TAV. 3.20

Dimensione delle imprese che distribuiscono gas naturale per classe di addetti nel 2012

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI DISTRIBUITI	QUOTA SUI CLIENTI SERVITI
0	14,4%	-	1,0%	1,2%
1	7,7%	0,9	0,4%	0,3%
2-9	43,1%	4,4	6,0%	5,5%
10-19	13,3%	14,3	8,2%	6,0%
20-49	10,5%	31,8	10,7%	8,7%
50-250	7,7%	106,2	16,3%	16,5%
Oltre 250	3,3%	705,8	57,4%	61,8%
TOTALE	100,0%	38,8	100,0%	100,0%

Fonte: Raccolta dati *unbundling* e Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.21

Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2012 e 2013

Volumi di gas naturale distribuito in M(m^3)

SOCIETÀ	2012	QUOTA	2013	QUOTA
Snam	7.808	23,1%	7.800	22,9%
F2i Reti Italia	5.760	17,0%	5.661	16,6%
Hera	2.202	6,5%	2.684	7,9%
Iren	2.012	6,0%	2.099	6,2%
A2A	2.010	5,9%	2.072	6,1%
Toscana Energia	1.047	3,1%	1.218	3,6%
E.S.TR.A.	770	2,3%	770	2,3%
Asco Holding	772	2,3%	730	2,1%
Linea Group Holding	653	1,9%	676	2,0%
Acegas-Aps[A]	481	1,4%	-	-
AMGA - Azienda Multiservizi	441	1,3%	475	1,4%
Erogasmet	406	1,2%	410	1,2%
Acsm-Agam	366	1,1%	397	1,2%
Agsm Verona	397	1,2%	380	1,1%
Ambiente Energia Brianza	344	1,0%	378	1,1%
Energei	329	1,0%	333	1,0%
Gas Natural Sdg	325	1,0%	326	1,0%
Gas Rimini	302	0,9%	294	0,9%
Dolomiti Energia	289	0,9%	287	0,8%
Edison	277	0,8%	281	0,8%
Aimag	278	0,8%	275	0,8%
Altri	6.511	19,3%	6.574	19,3%
TOTALE	33.782	100,0%	34.122	100,0%

(A) Nel 2013 è entrata nel gruppo Hera.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.21 illustra, infine, i primi venti gruppi societari che hanno operato nel 2013 nella distribuzione di gas naturale con le relative quote di mercato, sia per il 2013, sia per l'anno precedente. Il gruppo Snam è, come negli anni passati, il primo con una quota praticamente costante al 23% circa.

Oltre a essere il gruppo dominante nella distribuzione, tramite Italgas, Snam è dominante anche nel trasporto (con Snam Rete Gas), nello stoccaggio (con Stogit) e nella rigassificazione (con GNL Italia).

Fino all'ottobre 2012 Snam ha fatto parte del gruppo Eni. Da quella data la Cassa depositi e prestiti (per il tramite di CDP Reti) ha acquisito una partecipazione del 30% meno una azione del capitale votante di Snam di proprietà di Eni. Per effetto dell'operazione di cessione, Snam non è più soggetta al controllo e all'attività di direzione e coordinamento di Eni e opera in regime di separazione proprietaria in conformità a quanto stabilito dal decreto del Presidente del Consiglio de ministri 25 maggio 2012. Eni rimane nell'azionariato di Snam con una quota dell'8,5% circa.

Diversamente da quanto accade negli altri segmenti della filiera, il secondo gruppo, F2i Reti Italia, segue con una quota poco distante del 17%. Tale gruppo comprende F2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas) e G6 Rete Gas, incorporata nel 2013 – come si è visto nelle pagine precedenti –, anche se nel 2012 faceva già parte del gruppo.

Come lo scorso anno, il terzo gruppo è Hera, la cui quota è però salita al 7,9% grazie all'acquisizione di Acegas-Aps che nel 2012 era in decima posizione.

Nel 2013 i primi venti gruppi hanno coperto l'80,7% della distribuzione totale, cioè la stessa quota del 2012.

Connessioni

In questo paragrafo vengono riportati i dati relativi alle connessioni, distinte a seconda che si tratti di connessioni di metanodotti con le reti di trasporto o connessioni di condotte presso la rete di distribuzione.

All'interno della singola tipologia di impianto, sono evidenziati i dati relativi alla numerosità e il tempo medio per ottenere la connessione, inteso quale periodo per la realizzazione del punto, come previsto dal contratto di allacciamento stipulato.

I giorni di attesa medi per le connessioni con la rete di trasporto sono, cioè, ottenuti come media dei tempi preventivati da Snam Rete Gas in risposta alla richiesta di connessione per singola tipologia di impianto.

Come è possibile osservare dalla tavola 3.22, nel 2013 sono state realizzate 71 connessioni con la RTN, di cui 54 in alta pressione e 17 in media pressione.

Mediamente, esse hanno richiesto un'attesa di 50,4 giorni lavorativi (69 giorni per le condotte in alta pressione e 38 giorni per quelle in media pressione).

Rispetto al 2012 è diminuito il numero di connessioni richieste sulla rete in alta pressione, mentre sono cresciute le richieste di allacciamento alle reti di trasporto in media pressione. Il tempo medio di realizzazione degli allacciamenti, però, è diminuito in entrambi i casi.

Decisamente maggiore è il numero di connessioni con la rete di distribuzione (Tav. 3.23) che nel 2012 sono state pari a 175.944. Come le richieste di allacciamento alla rete di trasporto, anche queste sono diminuite rispetto alle circa 238.000 richieste del 2012.

Analogamente al trasporto si osserva comunque una riduzione dei tempi di attesa, in media pari a 10,5 giorni lavorativi contro i 14,6 del 2012.

La contrazione dei tempi maggiore si verifica nel caso degli allacciamenti alle reti di distribuzione esercite in alta pressione: nel 2013, infatti, sono stati necessari dieci giorni in meno, rispetto al 2012, per ottenere la connessione richiesta.

TAV. 3.22

Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2012 e nel 2013

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2012		2013	
	NUMERO	TEMPO MEDIO(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO(A)
Alta pressione	71	95,5	54	69,0
Media pressione	13	59,4	17	38,0
TOTALE	84	77,4	71	50,4

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.23

Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2012 e nel 2013

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2012		2013	
	NUMERO	TEMPO MEDIO(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO(A)
Alta pressione	10	19,8	4	8,5
Media pressione	6.165	16,3	3.852	15,7
Bassa pressione	231.736	7,6	172.088	7,4
TOTALE	237.911	14,6	175.944	10,5

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Mercato all'ingrosso del gas

Nel 2013 hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di svolgere (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale 508 società. Di queste, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori regolati 436 imprese, di cui 39 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno (Tav. 3.24). Delle 397 attive, 67 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 229 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 101, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso, sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti.

Complessivamente il gas movimentato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) ha toccato 170,1 G(m^3). Il 22,4% di tale gas, cioè 38,1 G(m^3), è stato intermediato dai grossisti, il 10,6%, cioè 18 G(m^3), dai venditori puri e il 67,1%, cioè 114,1 G(m^3), dagli operatori misti. Rispetto al 2012 questi ultimi hanno perso terreno in favore degli operatori puri (sia grossisti, sia venditori) e in particolare dei venditori, la cui posizione relativa

nel mercato totale è cresciuta più di quanto non sia aumentata quella dei grossisti.

Il mercato all'ingrosso, che complessivamente ha movimentato 106,8 G(m³), è stato alimentato per il 35,7% da grossisti puri e per il restante 64,3% da operatori misti. Nel 2012 la ripartizione era più favorevole agli operatori misti, essendo le due quote, rispettivamente, del 32,4% e del 67,6%.

I 63,3 G(m³) venduti al mercato finale sono stati approvvigionati per il 28,4% dai venditori puri e per il 71,6% da operatori misti. Anche in questo caso i puri hanno eroso (ma in misura minore) la quota di mercato dei misti, visto che nel 2012 le proporzioni erano di 27,8% contro 72,2%.

L'analisi delle attività che si sono svolte sul mercato all'ingrosso del gas è descritta nel resto di questo paragrafo, mentre l'andamento del mercato finale della vendita sarà illustrato più avanti in questo stesso Capitolo (si veda l'apposito paragrafo).

TAV. 3.24

Numero di operatori e vendite nel 2013

M(m³)

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	67	-	38.081	31.794	38.081
Venditore puro	229	17.965	-	-	17.965
Operatore misto	101	45.374	68.707	35.066	114.081
Inattivo	39	-	-	-	-
TOTALE	436	63.338	106.788	66.859	170.127

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2013 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso è cresciuto, come pure il gas che hanno complessivamente intermediato (Tav. 3.25).

Infatti, 168 venditori, 16 in più rispetto all'anno precedente, hanno venduto complessivamente 106,8 G(m³), contro i 101,1 G(m3) del 2012.

In percentuale, l'aumento del numero degli operatori è stato superiore a quello dei volumi di gas trattati (+10,5% contro +5,6%), per questo il volume medio unitario è diminuito da 665 a 636 M(m³) nel complesso del mercato.

Come negli scorsi anni, è possibile osservare il mercato con maggiore dettaglio suddividendo gli operatori in classi di vendita: la tassonomia, che li suddivide in grandi, medi, piccoli e piccolissimi è effettuata prendendo a riferimento il volume di vendita complessivo (sia nel mercato all'ingrosso, sia nel mercato finale se l'operatore è di tipo "misto") di ciascuna impresa.

In tal modo si vede che l'incremento complessivo nel numero dei venditori si è realizzato perlopiù nella penultima classe di venditori, quella dei piccoli, che hanno accolto 12 delle 16 nuove unità di vendita affacciatesi su questo mercato.

Il 13,7% del gas venduto all'ingrosso è stato fornito da Eni, il 9,1% dall'unico venditore presente nella classe dei grandi (Edison), il 16,9% dai 139 piccoli o piccolissimi operatori. La maggior parte del gas intermediato all'ingrosso, vale a dire il 60,3%, è stata fornita dai 27 operatori di media dimensione, il cui venduto in media è di 2,4 G(m³).

TAV. 3.25

Mercato all'ingrosso nel periodo 2009-2013

OPERATORI(A) PER CLASSE DI VENDITA	2009	2010	2011	2012	2013
NUMERO	124	140	143	152	168
Eni	1	1	1	1	1
Grandi	0	2	1	1	1
Medi	22	26	30	24	27
Piccoli	51	57	57	66	78
Piccolissimi	50	54	54	60	61
VOLUME VENDUTO G(m³)	68,1	87,6	98,4	101,1	106,8
Eni	16,0	15,3	14,6	13,3	14,6
Grandi	0,0	11,9	7,0	8,3	9,7
Medi	40,0	47,1	64,1	61,1	64,4
Piccoli	11,5	12,7	12,0	17,5	17,2
Piccolissimi	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)	549	626	688	665	636
Eni	15.961	15.304	14.586	13.342	14.584
Grandi	0	5.956	7.012	8.270	9.728
Medi	1.816	1.810	2.136	2.545	2.385
Piccoli	226	222	210	265	220
Piccolissimi	12	13	14	15	15

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³).
Medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).
Piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).
Piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La crescita complessiva del 5,6% nei volumi di vendita all'ingrosso, ottenuta nonostante il fatto che anche il 2013 sia stato un anno di riduzione dei consumi, è andata a beneficio di quasi tutte le classi di operatori, seppure in misura differente.

L'incremento maggiore è stato ottenuto dai grandi, le cui vendite sono aumentate del 17,6% rispetto al 2012; le vendite di Eni sono salite del 9,3%, quelle dei medi del 5,4% e quelle dei piccolissimi del 2,3% (pur rimanendo a un livello assai modesto, sempre sotto il miliardo di metri cubi). Un ridimensionamento del 2,1% si è invece avuto nel gas complessivamente venduto dai piccoli, nonostante il forte aumento appena visto nel numero di operatori. Come conseguenza, il volume medio unitario intermediato da questi soggetti è tornato a diminuire, portandosi a 220 M(m³).

Gli acquisti all'estero e al PSV sono le modalità più frequenti con cui i grossisti di gas si approvvigionano della materia prima che poi rivendono (Tav. 3.26): su 100 m³ acquistati, in media 78 m³ provengono da queste due fonti, con una leggera prevalenza del PSV (40,5 m³) sulle importazioni (37,6 m³). I restanti 22 m³ provengono perlopiù dagli acquisti da altri rivenditori nazionali (14,4 m³) e in minima parte (5 m³) dalla produzione nazionale. Come lo scorso anno, risultano ancora minoritari, ma in lieve aumento, gli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME) (MPG-GAS, MI-GAS, P-GAS e PB-GAS), dove in media vengono procacciati 1,8 m³ su 100.

L'incidenza delle varie fonti, tuttavia, cambia a seconda della dimensione degli operatori: le importazioni sono decisive soltanto per Eni e i grandi che si procurano all'estero circa tre quarti del gas che poi rivendono.

La produzione nazionale tende a completare il portfolio di Eni, mentre è il PSV a svolgere questa funzione nel caso dei grandi.

Gli acquisti al PSV assumono una notevole importanza per i venditori di media dimensione: in quella sede comprano il 64% del gas che poi rivendono.

Anche gli acquisti all'estero possiedono una discreta rilevanza per questi operatori, che oltre frontiera si procurano quasi un quinto del gas complessivamente trattato.

Gli acquisti da altri rivenditori sul territorio nazionale, sia alla frontiera, sia al *city gate*, hanno un peso maggioritario (61%) nell'approvvigionamento dei piccolissimi, insieme con gli acquisti al PSV (26%) e di quelli effettuati in Borsa (7%).

TAV. 3.26

Approvvigionamento dei grossisti nel 2013

APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Produzione nazionale	13,8%	2,3%	0,0%	7,6%	3,8%	4,9%
Importazioni	79,3%	73,3%	19,7%	10,9%	1,2%	37,6%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	5,1%	1,6%	13,0%	35,3%	60,6%	14,4%
Acquisti in stoccaggio	0,0%	0,7%	0,8%	2,0%	1,4%	0,8%
Acquisti al PSV	1,9%	22,1%	64,4%	40,3%	26,0%	40,5%
Acquisti in Borsa	0,0%	0,0%	2,1%	4,1%	7,0%	1,8%
TOTALE	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m^3).
Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m^3).
Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m^3).
Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m^3).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.27

Impieghi di gas dei grossisti nel 2013

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	39,5%	58,1%	79,3%	58,1%	36,1%	64,0%
– di cui vendite in stoccaggio	14,2%	1,6%	1,1%	1,5%	3,2%	1,9%
– di cui vendite al PSV	70,6%	55,1%	67,4%	52,0%	50,4%	41,1%
A clienti finali	44,7%	25,7%	16,8%	37,9%	40,2%	27,9%
– di cui collegati societariamente	3,1%	4,0%	45,7%	7,9%	7,0%	16,9%
Autoconsumi	15,0%	14,9%	2,2%	1,2%	19,6%	6,4%
Borsa	0,7%	1,3%	1,6%	2,8%	4,1%	1,6%
TOTALE	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m^3).
Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m^3).
Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m^3).
Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m^3).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.28

Vendite dei principali grossisti nel 2013

M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Eni	14.584	16.207	30.791	13,7%
Edison	9.728	4.203	13.931	9,1%
Enel Trade	6.976	1.772	8.747	6,5%
Gdf Suez Energia Italia	6.966	1.057	8.022	6,5%
Gdf Suez Trading Italia	6.631	0	6.631	6,2%
Shell Energy Europe Limited	6.513	0	6.513	6,1%
Shell Italia	3.863	1.326	5.189	3,6%
ENOI	3.130	9	3.139	2,9%
Vitol Sa	2.779	0	2.779	2,6%
Dufenergy Trading	2.721	0	2.721	2,5%
Hera Trading	2.299	67	2.366	2,2%
Spigas	2.074	154	2.227	1,9%
Shell Energy Italia	1.951	438	2.389	1,8%
Gdf Suez E.M.T. Italia	1.889	0	1.889	1,8%
A2A Trading	1.804	199	2.002	1,7%
Roma Gas Et Power	1.789	220	2.009	1,7%
Axpo Italia	1.766	164	1.930	1,7%
Hb Trading	1.723	0	1.723	1,6%
E.On Global Commodities	1.688	1.673	3.360	1,6%
Gunvor International, Amsterdam, Geneva Branch	1.546	0	1.546	1,4%
Sinergie Italiane - In liquidazione	1.214	0	1.214	1,1%
Italtrading	1.153	8	1.161	1,1%
Sorgenia Trading	1.119	0	1.119	1,0%
Energy.Com	1.099	0	1.099	1,0%
Repower Italia	1.054	0	1.054	1,0%
Centrex Italia	832	51	883	0,8%
Società Ionica Gas	810	0	810	0,8%
Bp Energy Europe Sede Secondaria	791	0	791	0,7%
2B Energia	752	0	752	0,7%
Taqa	633	0	633	0,6%
Tradeinv Gas Et Energy	614	0	614	0,6%
Statoil Asa	604	0	604	0,6%
Energetic Source	597	192	788	0,6%
Youtrade	540	217	757	0,5%
Shell Italia E&P	538	0	538	0,5%
Energy Trade	529	0	529	0,5%
Altri	11.491	17.417	28.908	10,8%
TOTALE	106.788	45.374	152.162	100%
Prezzo medio (c€/m³)	*32,67*	*41,03*	*35,17*	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola che illustra gli impieghi di gas da parte delle imprese grossiste (Tav. 3.27) evidenzia, ovviamente, che le quote maggiori di gas - in media il 64% - vengono utilizzate per la rivendita del gas ad altri operatori sul territorio nazionale. Tale quota è massima (79,3%) nel caso dei soggetti di media dimensione, ma è molto rilevante anche nei grandi e nei piccoli. La parte destinata al mercato finale conta complessivamente per il 27,9%, ma – con l'eccezione di Eni – diventa più importante al diminuire della dimensione delle imprese (i piccoli e i piccolissimi operatori destinano al mercato finale, rispettivamente, il 38% e il 40% della propria disponibilità di gas). Mediamente, il 6,4% del gas è riservato agli autoconsumi (meno del 7,8% evidenziato nel 2012), ma anche in questo caso le percentuali variano notevolmente tra le classi di operatori: quote rilevanti di gas sono dirette all'autoconsumo dagli operatori più grandi e dai piccolissimi, mentre risultano irrisorie quelle di medi e piccoli.

Come nel 2012 si mantiene la limitatezza del gas destinato alla Borsa, pari in media solo all'1,6%, seppure in crescita rispetto all'1% del 2011.

La tavola 3.28 mostra il dettaglio dell'attività delle 36 società (lo stesso numero del 2012) il cui venduto ha raggiunto almeno 500 M(m³) nel mercato all'ingrosso.

A sorpresa, nel 2013 il livello di concentrazione di tale mercato è lievemente risalito, dopo le diminuzioni osservate negli anni più recenti.

Lo scorso anno, infatti, la quota delle prime tre società Enel, Edison ed Enel Trade (le stesse dell'anno precedente) è infatti tornata al 29,3% dal 27,9% calcolato nel 2012. Parimenti, è cresciuta anche la quota cumulata delle prime cinque imprese (le tre già citate più due società del gruppo GdF Suez) che dal 40,2% è salita al 42%. Di fatto, il livello della concentrazione all'ingrosso è tornato sui valori evidenziati nel 2010.

Ovviamente anche l'indice di Herfindahl Hirshmann, calcolato sul solo mercato all'ingrosso, è marginalmente cresciuto rispetto al 2012, da 496 a 508, restando comunque ben al di sotto del valore 1.000 ritenuto sintomo di bassa concentrazione.

Sulla base dei risultati provvisori ottenuti dall'Indagine, nel 2013 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è stato di 32,67 c€/m³, più elevato rispetto ai 29,61 c€/m³ del PSV (il dato è di fonte Platts) e in diminuzione (-4,8%) rispetto al valore osservato nel 2012, pari a 34,31 c€/m³.

Una discesa di entità simile ha interessato pure il prezzo richiesto al mercato finale da quegli intermediari dell'ingrosso che operano anche su quel mercato: 41,03 c€/m³ contro i 43,28 c€/m³ del 2012 (-5,2%). Il differenziale tra le due clientele si è quindi ridotto marginalmente da 8,96 a 8,35 c€/m³.

Punto di scambio virtuale

Il PSV è un *hub* virtuale, cioè un punto concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della Rete nazionale dei gasdotti, in cui è possibile effettuare scambi e cessioni di gas immesso nella rete stessa. Gestito da Snam Rete Gas, offre agli operatori un utile strumento di bilanciamento commerciale e la possibilità di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, per esempio, in caso di interruzione o di riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento. Le transazioni al PSV si effettuano sulla base di contratti bilaterali *over-the-counter* (OTC), esso dunque non può essere assimilato a una Borsa gas, che in Italia è stata avviata nel maggio 2010 presso il GME (vedi oltre).

Nato nell'ottobre del 2003, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero delle contrattazioni. Ciò è avvenuto grazie alla standardizzazione dei contratti sottostanti le transazioni e alla possibilità per i *trader*, dal novembre 2006, di effettuare transazioni senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto.

Nel 2013, 148 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; circa un terzo di questi (48) erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto.

Per la prima volta da diversi anni, il numero di sottoscrittori che hanno effettuato scambi al PSV è leggermente diminuito: nel 2012, infatti, erano 157. Anche il numero dei *trader* puri (cioè non utenti del sistema di trasporto) ha evidenziato una contrazione, essendo passato da 59 a 46 unità (Fig. 3.9).

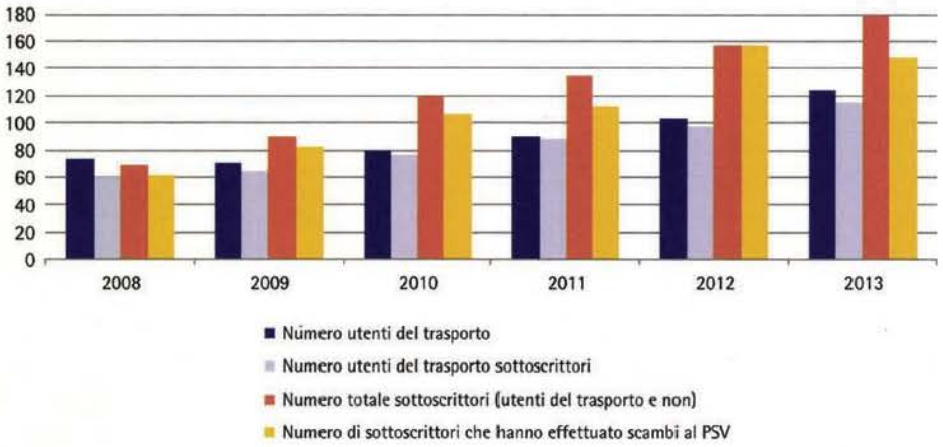
La figura 3.10 mostra lo storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e gli scambi registrati al PSV. Nel grafico vengono raggruppate distintamente le importazioni presso gli *entry point*, le riconsegne di gas liquefatto al PSV e gli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sul mercato spot e OTC. Le importazioni presso gli *entry point*, che comprendono tutte le transazioni (commerciali e doganali), sono raggruppate in un'unica voce, che accoglie le cessioni registrate presso Tarvisio, Passo Gries, Mazara, Gorizia, Gela e Panigaglia,

queste ultime sino a novembre 2005, perché poi inserite nella voce PSV GNL. Infatti, la categoria PSV GNL comprende le riconsegne di gas che avvengono presso il terminale di Panigaglia da parte della società GNL Italia, come pure quelle che avvengono da ottobre 2009 presso il terminale di Porto Viro (Rovigo) da parte della società Terminale GNL Adriatico, collegata alla RTN tramite l'*entry point* di Cavarzere.

Da ultimo, nell'ottobre 2013, si sono aggiunte le riconsegne di gas presso il terminale di Livorno, gestito dalla società OLT *Offshore* LNG Toscana.

FIG. 3.9

Utenti del PSV dal 2008

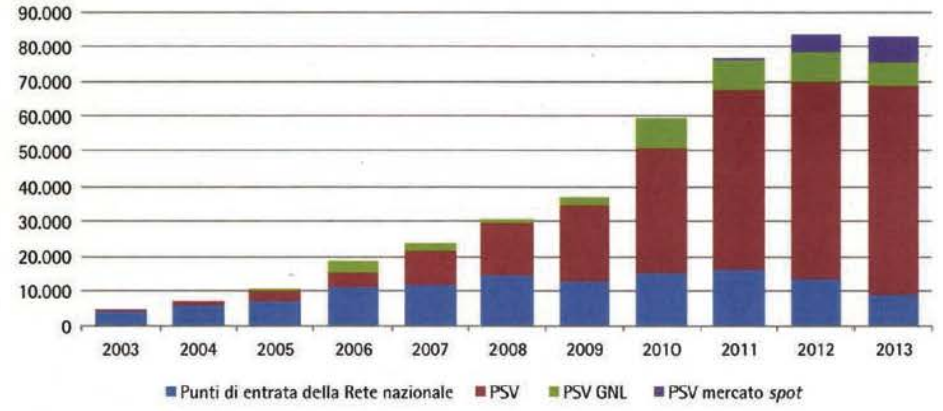


Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.10

Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale

M(m³) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

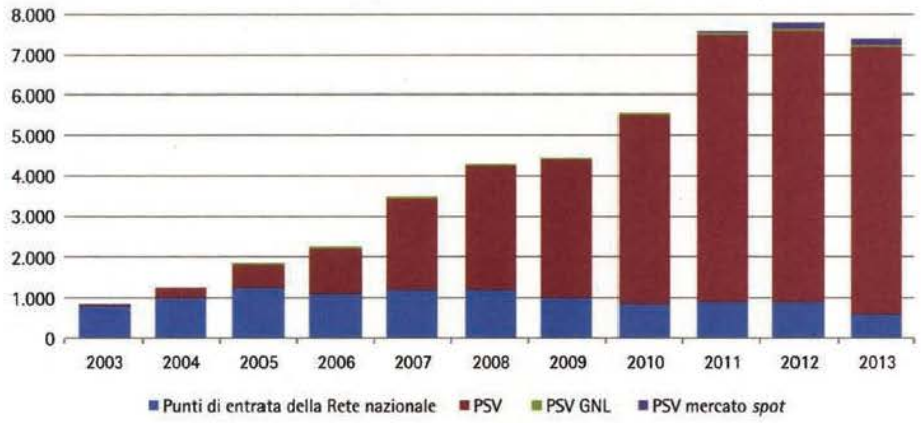


FIG. 3.11

Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

Come si vede, il PSV è andato crescendo in misura notevole nel corso del tempo, in termini sia di numero delle transazioni, sia di volumi scambiati. Al contrario, da tre anni si riduce costantemente la quota degli scambi ai punti di ingresso della RTN, erosa oltre che dal PSV da altre modalità di acquisto: GNL e mercato *spot*.

Infatti, con l'indicazione "PSV mercato *spot*" sono evidenziati i volumi scambiati sulle piattaforme gestite dal GME per i mercati *spot*: P GAS, M-GAS e PB-GAS. Quest'ultima è la piattaforma per il bilanciamento *a mercato* del gas attraverso la quale il responsabile del servizio di bilanciamento (cioè Snam Rete Gas) e gli utenti possono approvvigionarsi delle risorse necessarie a effettuare il bilanciamento del sistema. La piattaforma è attiva da dicembre 2011, ma solo dall'1 aprile 2012 gli *shipper* hanno potuto formulare offerte di acquisto. La piattaforma, che è articolata in due comparti e in sessioni che si svolgono con cadenza giornaliera, è descritta in dettaglio nel paragrafo successivo.

Nel 2013 i volumi scambiati sulla PB-GAS sono più di 7 G(m^3), mentre solo 1,2 M(m^3) (cioè 13.300 MWh) sono stati scambiati sulla Borsa gas (si veda il paragrafo successivo).

Borsa gas

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso le mosse nel 2007 con il decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che ha stabilito l'obbligo:

- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato;
- per gli importatori, di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità.

Le modalità di cessione delle aliquote sono state poi definite con provvedimenti successivi del Ministro dello sviluppo economico e dell'Autorità, adottati tra il 2008 e il 2009. Con la legge 23 luglio 2009, n. 99, la gestione economica del mercato del gas è stata affidata in esclusiva al GME, il quale, ai sensi della stessa legge ed entro sei mesi dalla sua entrata in vigore, ha assunto la gestione delle offerte di acquisto e vendita (e tutti i servizi connessi) secondo criteri di merito economico.

La creazione del primo nucleo della Borsa è però avvenuta effettivamente con l'emanazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 18 marzo 2010, che ha istituito la Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata "P-GAS". Il decreto, in particolare, ha stabilito che a decorrere dal 10 maggio 2010 le quote obbligatorie di cessione del gas naturale importato vengano offerte dagli importatori esclusivamente nell'ambito della nuova Piattaforma di negoziazione (nel c.d. "comparto import"), ma che possono essere ammesse alla Piattaforma anche ulteriori offerte di volumi di gas effettuate da soggetti diversi da quelli tenuti agli obblighi imposti dal decreto legge n. 7/07.

Sono ammessi a operare sulla P-GAS i soggetti abilitati a operare sul PSV. I prodotti negoziati sono contratti con periodo di consegna pari a un mese o a un anno termico.

Il GME svolge semplicemente il ruolo di gestore della piattaforma e non di controparte centrale: la gestione delle garanzie, della fatturazione e dei pagamenti viene quindi svolta direttamente dagli operatori che vendono il gas. La modalità di negoziazione delle quote di import cedute obbligatoriamente sulla P-GAS è continua.

Dal 10 agosto 2010, alle negoziazioni delle quote di gas importato si sono aggiunte quelle delle aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato, che vengono negoziate nel comparto aliquote della P-GAS. Anche in questo caso il GME non è controparte centrale e opera esclusivamente come organizzatore e gestore della piattaforma, ma la modalità di negoziazione è ad asta.

L'avvio del vero e proprio mercato spot del gas naturale, con il GME che svolge il ruolo di controparte centrale, è avvenuto, infine, nell'ottobre 2010, con la nascita della M GAS. Su tale mercato gli operatori, che siano stati abilitati a effettuare transazioni sul PSV, possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti. Esso si articola in:

- MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo. La modalità di negoziazione è continua con asta di chiusura;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

Nel maggio 2012 è stato avviato un ulteriore comparto della P-GAS denominato "comparto ex decreto legislativo n. 130/10", in riferimento al decreto legislativo nato per implementare misure finalizzate a rendere il mercato del gas naturale maggiormente competitivo, anche grazie al potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio.

Il decreto legislativo n. 130/10 nasce in luogo dei c.d. "tetti antitrust" ormai scaduti e mira a introdurre nuovi incentivi per sviluppare la concorrenza del mercato all'ingrosso tramite lo sviluppo delle capacità di stoccaggio.

In particolare, il decreto prevede la possibilità per i soggetti investitori[16] di poter richiedere al Gestore dei servizi energetici (GSE), fino alla progressiva entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio e per un periodo comunque non superiore a cinque anni, di consegnare gas nel periodo estivo e di averlo riconsegnato nel periodo invernale per un quantitativo massimo, corrispondente alle quote della nuova capacità di stoccaggio non ancora entrata in esercizio e loro assegnata tramite le procedure descritte all'art. 7 del decreto medesimo.

Al fine di incrementare la liquidità del mercato all'ingrosso del gas naturale, il decreto prevede l'obbligo, da parte dei soggetti che si avvalgono delle misure incentivanti appena descritte, di offrire in vendita, nei sistemi di negoziazione organizzati dal GME, i quantitativi di gas naturale per i quali chiedono la riconsegna nel periodo invernale.

Con la delibera 1 marzo 2012, 67/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte trasmesse dal GME e dal GSE sulle modalità con cui i soggetti investitori aderenti possono adempiere all'obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatori virtuali abbinati, per le quote di cui sopra, prevedendo infine che siano alternativamente o cumulativamente offerte sulle seguenti piattaforme:

- piattaforma per l'offerta di gas naturale (P-GAS), attraverso la predisposizione di un apposito comparto denominato "ex decreto legislativo n. 130/10";
- mercato a pronti del gas (MGP-GAS).

Nel corso dell'anno 2013, sull'MGP-GAS la fase di negoziazione in modalità continua ha visto soltanto quattro sessioni, su 364 disponibili, con almeno un abbinamento per un totale di 13.300 MWh scambiati, in calo del 90% rispetto al 2012 (Fig. 3.12). Il prezzo medio che si è registrato è stato di 26,80 €/MWh, anch'esso in calo rispetto all'anno precedente del 6,6%.

Anche per il MI-GAS, il 2013 è stato caratterizzato da un numero ridotto di scambi con quattro sessioni utili contro le 15 del 2012 (Fig. 3.13).

16 In particolare, i soggetti di cui all'art. 5, comma 1, lettera b), numeri 1 e 3, del decreto legislativo n. 130/10.

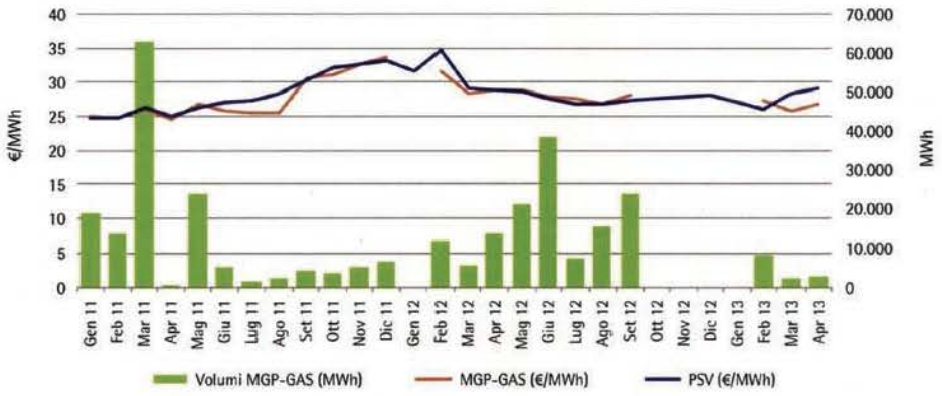


FIG. 3.12

Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS e volumi scambiati sull'MGP-GAS

Fonte: Platts per il PSV, GME per l'MGP-GAS.

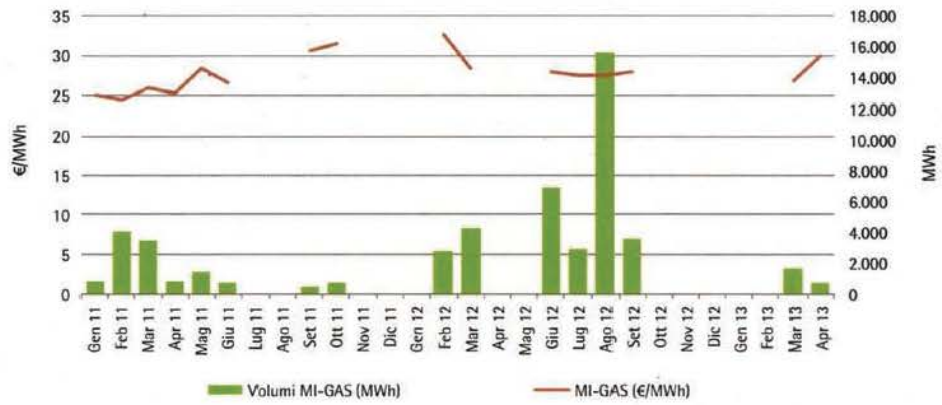


FIG. 3.13

Prezzi e volumi sul MI-GAS

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Il prezzo medio registrato è stato pari a 27,52 €/MWh, in calo del 5,3% rispetto all'anno precedente a fronte di volumi transitati pari a 3.800 MWh, contro i 36.120 MWh del 2012.

Nella figura 3.14 sono rappresentati i prezzi e i volumi sulla Piattaforma per il bilanciamento gas, gestita dal GME.

Entrata in esercizio con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, ha avviato il passaggio da un sistema di bilanciamento "a stoccaggio", basato su un regime tariffario stabilito e aggiornato dall'Autorità, al sistema di bilanciamento "a mercato", in cui il prezzo della risorsa è stabilito dall'intersezione tra domanda e offerta relative al gas stoccato.

Il meccanismo implementato prevede l'obbligo di partecipazione di tutti i titolari di capacità di stoccaggio. Sulla PB-GAS, quindi, gli utenti del servizio di trasporto possono approvvigionarsi delle risorse per il perfezionamento della propria equazione di bilancio, consentendo, di conseguenza, la valorizzazione del relativo sbilancio fisico.

La partecipazione obbligatoria dei titolari di capacità di stoccaggio, unita alla presenza di Snam Rete Gas in qualità di Responsabile del bilanciamento (RdB), ha permesso una movimentazione di gas decisamente più elevata rispetto agli altri mercati gestiti dal GME.

La piattaforma PB-GAS, anche nel 2013, evidenzia il suo ruolo preponderante e centrale nei mercati del gas, confermando le indicazioni positive emerse già nel 2012 in termini sia di operatori iscritti e attivi (74 e 73), sia di volumi complessivi scambiati

pari a 40,9 TWh (in crescita del 17% sul 2012), ovvero al 6% circa di quanto consegnato da Snam. I volumi negoziati su tale piattaforma rappresentano il 98,3% di quanto negoziato complessivamente sui mercati gas gestiti dal GME.

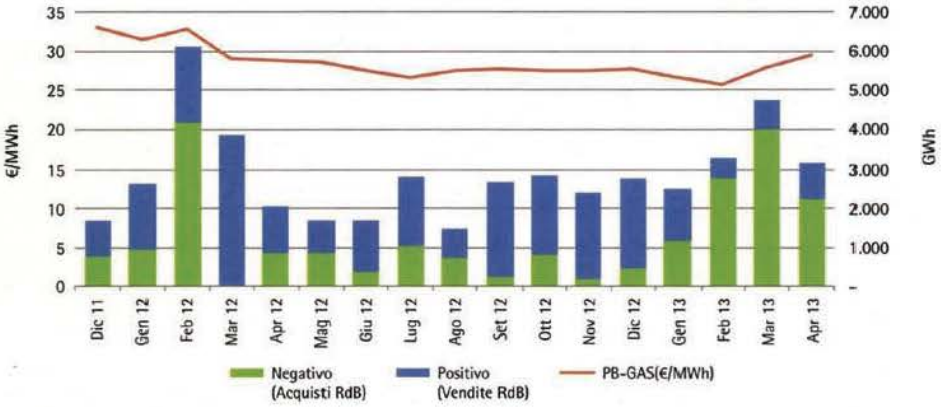
Nonostante l'obbligo di partecipazione degli operatori, si segnala un certo dinamismo da parte di questi ultimi, come dimostra l'impennata dei volumi abbinati al di fuori delle necessità di bilanciamento (6 TWh pari a circa il 15%). I restanti volumi, pari a 34,9 TWh, sono quelli offerti da Snam, in vendita o in acquisto, per correggere il difetto o l'eccesso registrato nel giorno gas precedente. In particolare, nel 2013 essi sono stati pari a 17.833 GWh in sbilanciamento negativo (acquisti da parte dell'RdB) e 16.767 GWh in sbilanciamento positivo (vendite da parte dell'RdB).

Il prezzo medio registrato sulla PB-GAS nel 2013 risulta in lieve flessione rispetto al 2012, attestandosi a 27,86 €/MWh (-2,3%), di poco inferiore al prezzo medio del PSV pari a 27,99 €/MWh, -3% rispetto al 2012.

Come si può osservare dal grafico della figura 3.14, nei vari mesi le quotazioni risultano, infatti, sostanzialmente allineate con quelle al PSV dove, lo ricordiamo, le contrattazioni sono bilaterali e private, nel senso che Snam Rete Gas, che gestisce il PSV, non agisce come controparte centrale.

FIG. 3.14

Prezzi e volumi sulla PB-GAS



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Va segnalato che il 14 novembre è stato introdotto il Comparto G-1, un vero e proprio mercato del giorno prima dove, su base volontaria, diverse risorse flessibili, tra cui GNL e lo stoccaggio di Edison, possono essere chiamate a rispondere alle possibili offerte di Snam. Tale mercato si è però dimostrato, negli ultimi mesi del 2013, scarsamente liquido.

Infine, con decreto 9 agosto 2013, il Ministero dello sviluppo economico ha definito la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del mercato a termine gestito dal GME (MT-GAS), in attuazione di quanto previsto dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93. Tale mercato, che è stato affiancato agli esistenti mercati a pronti, si svolge secondo le modalità della negoziazione continua con tanti *book* di negoziazione, ognuno per ciascuna tipologia di prodotto negoziabile e riferiti a diversi periodi di consegna, dove sono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas.

Per quanto attiene all'operatività dell'MT-GAS, dalla data di avvio del 2 settembre 2013 a oggi non sono state registrate transazioni con riferimento alle diverse tipologie di prodotti negoziabili: annuale termico e annuale di calendario, semestrale, trimestrale, mensile, *Balance of Month* (prodotto che include i giorni del mese in corso non ancora consegnati).

Mercato finale al dettaglio

I risultati provvisori dell'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas evidenziano che nel 2013 sono stati venduti al mercato finale 63,3 G(m^3), 1,2 in meno rispetto al 2012 (Tav. 3.29). La contrazione è stata, quindi, dell'1,9%, inferiore a quelle realizzate nei due anni precedenti che avevano superato il 5%.

Il numero di venditori attivi in questo segmento della filiera è invece ulteriormente cresciuto di 17 unità: dai 313 operatori presenti nel 2012, è salito infatti a 330[17].

Così come osservato nel mercato dell'energia elettrica (vedi il paragrafo dedicato alla vendita finale), anche il numero di venditori di gas è in costante crescita da molti anni, nonostante sia ormai dal 2006 che il mercato non si espande.

L'aumento dei venditori si è verificato in quasi tutte le classi di vendita nelle quali solitamente vengono suddivisi i dati: a parte il numero dei piccoli operatori, quelli con vendite comprese tra 10 e 100 M(m^3) che è rimasto invariato a 118 soggetti, la numerosità delle altre classi è salita di un'unità nel caso dei grandi, di nove unità nel caso dei medi e di sette unità nel caso dei piccolissimi. Gli operatori medi e quelli di piccolissima dimensione hanno anche aumentato i volumi di vendita rispetto al 2012, rispettivamente del 5,1% e del 9,2%, mentre il venduto di grandi e piccoli si è ridotto (-3,2% e -8,6% sono i rispettivi tassi di variazione).

Grazie al significativo incremento nei volumi di vendita, l'aumento della numerosità degli operatori di piccolissima dimensione, cioè con vendite inferiori a 10 M(m^3), non ha portato a una contrazione nei livelli del venduto medio, che sono rimasti invariati a 3 M(m^3) ciascuno. Viceversa, per tutte le altre classi di imprese i volumi medi unitari si sono ridotti, in media del 6,6%.

La classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende quest'anno 22 operatori, contro i 21 dello scorso anno: a fronte dell'ingresso di quattro soggetti (ENOI, Roma Gas & Power, Shell Energy Italia e Sorgenia), ne sono infatti usciti tre (Ascotrade, Energetic Source e Sinergie Italiane).

17 Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas 436 imprese sulle 508 che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2013 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 39 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 397 ve ne sono 67 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, quindi, 330.

TAV. 3.29

Attività dei venditori nel periodo 2009-2013

OPERATORI	CLASSE DI VENDITA	2009	2010	2011	2012	2013
NUMERO		290	305	312	313	330
Grandi	Superiori a 1.000 M(m³)	22	23	25	21	22
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m³)	54	67	61	59	68
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m³)	121	107	115	118	118
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m³)	93	108	111	115	122
VOLUME VENDUTO G(m³)		66,7	72,2	68,5	64,6	63,3
Grandi	Superiori a 1.000 M(m³)	49,9	51,8	50,8	46,7	45,1
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m³)	12,1	16,1	13,3	13,1	13,8
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m³)	4,4	3,9	4,1	4,4	4,1
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m³)	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)		230	237	220	206	192
Grandi	Superiori a 1.000 M(m³)	2.268	2.252	2.033	2.222	2.048
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m³)	224	240	218	223	203
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m³)	36	37	35	38	35
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m³)	4	3	3	3	3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tra le principali operazioni societarie che si sono realizzate nel 2013, in ordine cronologico, sono da annoverare:

- nel mese di gennaio Azienda Energetica – Etschwerke, la storica società di Bolzano attiva anche nel settore dell'energia elettrica, ha ceduto alla controllata Azienda Energetica Trading il ramo d'azienda relativo alla vendita di gas naturale a clienti finali del mercato libero, riservando per sé la vendita a clienti tutelati;
- all'inizio di marzo E.On Energy Trading ha cambiato ragione sociale in E.On Global Commodities, quest'ultima ha poi incorporato (in maggio) E.On Ruhrgas; nello stesso mese Eni ha acquisito il 100% delle quote di Asa Trade che, dunque, è entrata a fare parte del gruppo Eni, mentre Genia Energia, società in liquidazione, ha ceduto il ramo d'azienda relativo alla vendita di gas naturale a Energia Ambiente Servizi;
- nel mese di giugno BPP ha conferito il ramo d'azienda riguardante la vendita di gas naturale a clienti finali e all'ingrosso a My Energy;
- a settembre Estra Energia ha parzialmente acquisito una parte dell'attività di vendita a clienti finali gas da ESE Gas; inoltre, AMSC Commerciale Gas ha cambiato gruppo societario dopo le modifiche intervenute nel suo capitale sociale, divenuto di proprietà (con il 25% ciascuna) delle società Agesp Energia, Gelsia, Canarbino e Acel;
- in ottobre Shell Energy Italia ha acquisito l'attività di vendita del gas, sia all'ingrosso, sia al dettaglio, da Shell Italia;
- in novembre Axogas ha cambiato ragione sociale in C.U.RA Gas & Power, divenendo soggetta a direzione e coordinamento di C.U.RA., il Consorzio Utilities Ravenna che nel 2000 si è costituito, su iniziativa dell'Associazione degli Industriali della provincia di Ravenna, per approvvigionarsi all'ingrosso di energia elettrica e gas naturale; nello stesso mese, inoltre, BG Gas Marketing Trading Italia si è estinta a seguito di incorporazione in BG Italia;
- in dicembre Polargas è entrata nel gruppo CPL Concordia che ne possiede il 100% del capitale sociale, così come Est Più è entrata nel gruppo Eni a seguito dell'acquisizione al 100% del suo capitale; Sicme Energy ha ceduto l'attività di vendita a clienti finali gas a Sicme Energy e Gas; Medicea Gas ha ceduto a Energetic l'attività di vendita gas, sia all'ingrosso, sia al dettaglio.

Dall'inizio del 2014, inoltre, Acea Energia ha incorporato Acea Energia Holding e nel mese di febbraio Acam Clienti è entrata a far parte del gruppo Eni, che ha acquisito il 100% delle quote. Da segnalare anche numerosi cambi di ragione sociale:

- GEAS ha cambiato la ragione sociale in Goldenergy (gennaio);

- Assoutility ha cambiato ragione sociale in Axopower, mentre la denominazione di Modula è diventata Green Network Luce & Gas (febbraio);
- DSE è divenuta Illumia e DSE Gas Supply ha cambiato la ragione sociale in Illumia Gas Supply (marzo);
- Esperia Energia ha cambiato la ragione sociale in Sistema Energia Italia (aprile);
- Padana Energia e Servizi ha cambiato ragione sociale in E.Smart; Lirenas Gas è divenuta Lirenas Gas & Luce; MIRC 2050 ha cambiato ragione sociale in Gruppo MIRC (luglio);
- Gesam Gas ha cambiato ragione sociale in Gesam Gas & Luce (gennaio 2014).

TAV. 3.30

Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2013

M(m³)

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI E VENDITORI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Eni	16.207	14.584	30.791	25,6%
Edison	4.203	9.728	13.931	6,6%
Enel Energia	4.031	0	4.031	6,4%
Edison Energia	3.279	0	3.279	5,2%
Iren Mercato	2.455	239	2.695	3,9%
Gdf Suez Energie	2.080	0	2.080	3,3%
Hera Comm	1.897	0	1.897	3,0%
Enel Trade	1.772	6.976	8.747	2,8%
E.On Global Commodities	1.673	1.688	3.360	2,6%
Sorgenia	1.406	380	1.785	2,2%
Shell Italia	1.326	3.863	5.189	2,1%
A2A Energia	1.304	15	1.318	2,1%
E.On Energia	1.106	20	1.126	1,7%
Gdf Suez Energia Italia	1.057	6.966	8.022	1,7%
Estra Energie	745	174	919	1,2%
Ascotrade	611	248	859	1,0%
Shell Energy Italia	438	1.951	2.389	0,7%
Linea Più	429	247	676	0,7%
Erg	419	83	502	0,7%
Unogas Energia	419	225	644	0,7%
Trenta	394	8	402	0,6%
Suissegas Italia	381	22	403	0,6%
Agsm Energia	377	7	384	0,6%
Erogasmet Vendita - Vivigas	370	11	381	0,6%
Enerxenia	366	0	366	0,6%
Utilità	352	146	497	0,6%
Energetic	349	37	386	0,6%
Egea Commerciale	324	0	324	0,5%
Estenergy	314	0	314	0,5%
Gas Natural Vendita Italia	310	363	673	0,5%
Libera Energia	305	30	335	0,5%
Ilva	302	0	302	0,5%
Altri	12.338	20.696	33.034	19,5%
TOTALE	63.338	68.707	132.046	100%
Prezzo medio (c€/m³)	44,12	33,60	38,24	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2013 si sono avute anche diverse estinzioni: all'inizio di luglio si è estinta Vicidomini Energia; Arkesia Energia e Gas in ottobre ed EG Energia & Gas in novembre; G.P.I. Trading, che era in liquidazione, si è estinta nel mese di dicembre.

Nel corso del 2013 ben 19 imprese hanno dichiarato di aver avviato l'attività di vendita a clienti finali nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità, mentre otto società hanno dichiarato di cessarla; sette imprese hanno dichiarato di aver avviato l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di gas naturale contro tre che hanno dichiarato di cessarla. Il saldo, dunque, è positivo in entrambe le attività. Le modalità di approvvigionamento dei venditori puri[18] non sono cambiate rispetto allo scorso anno: le imprese che operano unicamente nel mercato finale si procurano la materia prima quasi esclusivamente (96,2%) mediante acquisti da altri rivenditori nazionali; il resto del gas nella loro disponibilità proviene dal PSV (3,2%) e dagli acquisti in stoccaggio (0,5%).

Quote più rilevanti di acquisti al PSV si osservano per gli operatori di piccole dimensioni e per i grandi, che in quella sede si procurano, rispettivamente, il 17,6% e l'11,4% del gas che rivendono. Quasi tutto (99,8%) il gas nella disponibilità dei venditori puri viene, ovviamente, venduto a clienti finali, anche se il 4,9% di tali quantitativi è destinato a quelli tra loro che sono collegati societariamente. In media, solo lo 0,2% del gas disponibile viene autoconsumato, ma tale percentuale sale al 18,5% nel caso dei venditori di grande dimensione e al 5,3% per quelli medi.

Nel 2013 soltanto il 7,3% delle imprese di vendita al mercato finale, cioè 32 su 436, ha venduto oltre 300 M(m^3) (Tav. 3.30). Questa quota è leggermente diminuita rispetto al 2012, quando 30 imprese su 402 superarono tale soglia.

Il prezzo mediamente praticato ai clienti finali è risultato, nel 2013, pari a 44,12 c€/m^3, diminuito di 1,42 c€ (-3,1%) rispetto al 2012. Al solito, tale prezzo è superiore a quello offerto al mercato finale dai grossisti, che - come si è visto nelle pagine precedenti - era pari a 41,03 c€/m^3. La ragione del differenziale positivo, pari a 3,09 c€, risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle connesse caratteristiche. Le imprese che operano prevalentemente nel mercato finale si rivolgono, infatti, per lo più ai clienti civili che sono allacciati alle reti di distribuzione e che, pur essendo numerosi, sono caratterizzati da consumi poco elevati. Viceversa, la clientela servita dai grossisti è prevalentemente quella dei grandi consumatori, industriali o termoelettrici che, grazie agli alti livelli di consumo, è sicuramente in grado di spuntare prezzi più favorevoli e che, inoltre, è spesso allacciata direttamente alla rete di trasporto e, dunque, non paga il costo della distribuzione.

Il differenziale di prezzo offerto ad altri rivenditori è risultato, invece, relativamente più ristretto. A fronte di un valore di 32,67 c€/m^3 praticato dai grossisti, i venditori del mercato finale hanno mediamente richiesto 33,60 c€/m^3, cioè 0,92 c€ in più. Anche questo prezzo, come quello praticato ai clienti finali, è diminuito (-2,2%) rispetto a quello del 2012.

È però il caso di notare che, nonostante le riduzioni, entrambi i differenziali - sui prezzi fissati dai grossisti ai clienti dell'ingrosso e a quelli del mercato finale - si sono ampliati rispetto al 2012.

L'analisi delle performance di vendita dei gruppi societari, in luogo di quelle realizzate dalle imprese individuali, consente una valutazione più corretta delle quote di mercato e del livello di concentrazione nel mercato della vendita finale (Tav. 3.31).

Nel 2013 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale è leggermente diminuito, rispetto al 2012, ma resta piuttosto elevato: i primi tre gruppi controllano il 46,9%, mentre l'anno precedente la quota era pari al 49,3%.

Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 56,5% (contro il 58,8% del 2012).

L'indice di Herfindahl-Hirshmann calcolato sul mercato della vendita risulta pari a 991, un livello molto vicino al valore soglia di 1.000, al di sotto del quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa.

Rispetto al 2012 il peso di Eni è diminuito di circa un punto percentuale, ma resta più che doppio rapportato a quello di Edison, che - come nel 2012 - è il secondo operatore.

La distanza tra il secondo e il terzo soggetto, Enel, si è ampliata per la diminuzione di un punto percentuale registrato nella quota di Enel. Le vendite di Edison sono rimaste stabili a 7,5 G(m^3), mentre quelle di Enel si sono ridotte di un miliardo di metri cubi,

18 L'analisi delle modalità di approvvigionamento dei soggetti che complessivamente operano nel mercato della vendita finale non è molto interessante, essendo la gran parte di essi costituita dagli operatori misti che sono gli stessi attivi nel mercato della vendita all'ingrosso e che in quella sede sono stati descritti.

portandosi a 5,8 G(m³). La relativa quota, quindi, è scesa al 9,2% dal 10,5% osservato nel 2012.

Circa l'avvicendamento dei gruppi nelle varie posizioni della classifica, è da sottolineare l'ascesa di Sorgenia, che nel 2013 ha raggiunto il decimo posto in classifica dal quattordicesimo che occupava nel 2012.

Rispetto a quell'anno, i volumi di vendita sono triplicati, ma ciò è avvenuto in gran parte per un cambio nelle scelte gestionali del gruppo che nel 2013 ha scelto di rifornire i propri impianti di produzione termoelettrica con gas commercializzato direttamente da imprese appartenenti al gruppo, mentre nel 2012 erano approvvigionati prioritariamente da soggetti terzi.

Anche Dolomiti Energia registra un miglioramento dalla diciannovesima alla quattordicesima posizione, grazie a un aumento delle vendite del 10%.

La dimensione delle imprese che vendono gas naturale all'ingrosso o a clienti finali è in media pari a 12,8 addetti (Tav. 3.32). Il 75,2% delle imprese del settore[19] impiega meno di dieci addetti, ma conta poco in termini di gas venduto (15,4%) e di clienti serviti (15,3%). Tre quarti del mercato (in termini sia di volumi, sia di clienti) sono di fatto serviti dalle imprese con più di venti addetti, che rappresentano il 14% circa del totale nel segmento.

TAV. 3.31

Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2013

Volumi in M(m³)

GRUPPO	2012		2013	
	VOLUME	QUOTA	VOLUME	QUOTA
Eni	17.511	27,1%	16.375	25,9%
Edison	7.520	11,6%	7.555	11,9%
Enel	6.807	10,5%	5.803	9,2%
Gdf Suez	3.457	5,4%	3.137	5,0%
E.On	2.649	4,1%	2.904	4,6%
Iren	2.664	4,1%	2.482	3,9%
Hera	2.310	3,6%	2.123	3,4%
Royal Dutch Shell	1.700	2,6%	1.764	2,8%
A2A	1.668	2,6%	1.588	2,5%
Sorgenia	445	0,7%	1.406	2,2%
Ascopiave	1.089	1,7%	897	1,4%
E.S.TR.A.	829	1,3%	745	1,2%
Erogasmet	606	0,9%	529	0,8%
Dolomiti Energia	417	0,6%	459	0,7%
Unogas	426	0,7%	439	0,7%
Linea Group Holding	453	0,7%	429	0,7%
Erg	360	0,6%	419	0,7%
Suisse Power & Gas	180	0,3%	381	0,6%
Agsm Verona	407	0,6%	377	0,6%
Enerxenia	366	0,6%	366	0,6%
Altri	12.718	19,7%	13.161	20,8%
TOTALE	64.582	100,0%	63.338	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

19 L'informazione sul numero degli addetti è stata tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. I valori sono riferiti al personale che, nella media dell'anno 2012, era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola sono riferiti a 230 società.

TAV. 3.32

Distribuzione delle imprese che vendono gas naturale per classi di addetti

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI TOTALI VENDUTI	QUOTA SUI VOLUMI VENDUTI A CLIENTI FINALI
0	20,9%	0	4,9%	6,5%
1	10,0%	0,8	0,4%	0,4%
2-9	44,3%	4,5	10,1%	8,4%
10-19	10,4%	13,9	10,1%	10,8%
20-49	9,6%	29,8	27,0%	20,7%
50-250	4,3%	118,3	22,4%	24,6%
Oltre 250	0,4%	295,6	25,1%	28,7%
TOTALE	100,0%	12,8	100,0%	100,0%

Fonte: Raccolta dati *unbundling* e Indagine annuale sui settori regolati.

Peraltro, un quarto del mercato è soddisfatto dall'unica impresa con oltre 250 addetti.

La tavola 3.33 propone la sintesi dei dati riguardanti il mercato finale della vendita di gas naturale per tipo di mercato e per settore di consumo negli ultimi due anni, elaborata a partire dai dati raccolti tramite l'Indagine annuale che, è bene ricordarlo, per il 2013 sono provvisori.

Lo scorso anno, 21,6 milioni di clienti (punti di riconsegna) hanno assorbito 73,8 G(m^3), 10,5 dei quali sono stati destinati all'autoconsumo e, come si è già visto, 63,3 alla vendita.

In generale i quantitativi di gas sono diminuiti rispetto al 2012 su quasi ogni tipo di mercato: gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato una diminuzione del 17,3%, mentre la perdita nelle vendite è stata più contenuta, pari all'1,9%. Il numero di clienti che hanno acquistato il gas per autoconsumo è diminuito del 21%, viceversa i clienti del mercato della vendita sono cresciuti nel complesso di circa 95.000 unità.

Il mercato tutelato ha subito un drastico calo, -17,9% in termini di volumi e -7,7% in termini di clienti, e ciò per almeno tre ragioni: il perdurare della crisi economica, che ha sicuramente indotto i consumatori a ridurre le quantità di consumo per spendere meno; lo spostamento sul mercato libero, nel tentativo di trovare prezzi e condizioni di acquisto più favorevoli; e, soprattutto, la graduale espulsione – *ope legis* – dalla tutela di tutte le categorie di clienti non domestiche.

La prima motivazione trova conferma in tutti i dati sinora analizzati, relativi agli altri segmenti della filiera (produzione, importazioni e distribuzione) che nel 2013 hanno invariabilmente evidenziato una contrazione, seppure in misura differente. La seconda motivazione è rafforzata dalle analoghe considerazioni effettuate a proposito del mercato elettrico (vedi il Capitolo 2 di questo volume). La terza fa riferimento a quanto ha stabilito il decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, in base al quale dal momento della sua entrata in vigore (22 giugno 2013) l'obbligo di offerta delle condizioni economiche di tutela riguarda soltanto i clienti finali domestici e non più anche le utenze con usi diversi e consumi limitati o quelle relative ad attività di servizio pubblico[20]. Posto che i nuovi contratti per clienti non domestici non possono più beneficiare delle condizioni di tutela, per coloro che a quella data si trovavano nel mercato tutelato senza di fatto averne più diritto, le modalità di cessazione dell'applicazione del servizio di tutela sono state stabilite dall'Autorità[21] in modo tale da permettere al cliente finale di disporre degli elementi informativi adeguati e di una tempistica congrua per la valutazione delle diverse offerte presenti sul mercato. Pertanto, a partire dalla seconda metà del

20 Più precisamente, prima delle nuove norme, avevano diritto al servizio di tutela i punti di riconsegna nella titolarità dei clienti: domestici, condomini con uso domestico con consumi annui inferiori a 200.000 m^3/anno, non domestici con consumi inferiori a 50.000 m^3/anno, attività di servizio pubblico.

21 Con la delibera 28 giugno 2013, 280/2013/R/gas.

TAV. 3.33

Mercato finale del gas naturale per settore di consumo

Clienti in migliaia; volumi in M(m³)

TIPO DI MERCATO E SETTORE DI CONSUMO	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2012	2013	VAR. % 2013/2012	2012	2013	VAR. % 2013/2012
Mercato tutelato	18.002	14.781	-17,9%	17.361	16.021	-7,7%
Domestico	13.900	12.571	-9,6%	16.520	15.591	-5,6%
Condominio uso domestico	1.623	1.309	-19,4%	135	128	-5,1%
Commercio e servizi	1.605	608	-62,1%	534	238	-55,4%
Industria	493	157	-68,1%	111	45	-59,3%
Generazione elettrica	4	1	-86,3%	0	0	-37,7%
Attività di servizio pubblico	377	136	-63,9%	60	18	-70,1%
Mercato libero	46.580	48.557	4,2%	4.126	5.561	34,8%
Domestico	2.969	4.058	36,7%	3.337	4.390	31,5%
Condominio uso domestico	1.398	1.516	8,5%	61	70	15,7%
Commercio e servizi	4.711	6.857	45,6%	571	851	49,1%
Industria	19.832	20.183	1,8%	125	179	43,8%
Generazione elettrica	16.909	14.789	-12,5%	1	1	25,8%
Attività di servizio pubblico	762	1.153	51,3%	32	70	120%
Totale gas venduto	64.582	63.338	-1,9%	21.487	21.582	0,4%
Domestico	16.869	16.629	-1,4%	19.858	19.981	0,6%
Condominio uso domestico	3.021	2.825	-6,5%	196	198	1,3%
Commercio e servizi	6.316	7.466	18,2%	1.105	1.090	-1,4%
Industria	20.325	20.340	0,1%	235	224	-4,7%
Generazione elettrica	16.913	14.790	-12,6%	1	1	18,4%
Attività di servizio pubblico	1.140	1.289	13,1%	91	88	-4,1%
Autoconsumi	12.650	10.466	-17,3%	2	2	-21,0%
MERCATO FINALE	77.232	73.805	-4,4%	21.489	21.584	0,4%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

2013 i clienti non domestici stanno effettivamente uscendo dal mercato tutelato e i dati raccolti ne danno evidenza.

Per quanto detto finora non stupisce, quindi, che il mercato libero evidenzi sia una crescita molto positiva in termini di clienti, aumentati complessivamente di 1,5 milioni di punti di riconsegna (+34,8%), sia un avanzamento positivo, ma più contenuto, dei volumi di vendita, migliorati in media del 4,2% rispetto al 2012.

Guardando ai tassi di aumento del numero di clienti, i più elevati si registrano, infatti, nelle categorie di consumo non domestiche, costrette – come si è appena visto – al passaggio al mercato libero, mentre risultano più modesti, seppure molto positivi, nel caso dei clienti non interessati dalla modifica legislativa (domestici e condomini con uso domestico).

L'unica eccezione è rappresentata dall'incremento relativamente più piccolo nel numero di contratti per la generazione elettrica passati al libero nel 2013, ma questo è dovuto al fatto che tale tipologia di clienti era già pressoché integralmente (88%) servita su quel mercato già nel 2012.

Agli allargamenti del numero di clienti non domestici serviti nel mercato libero corrispondono incrementi di entità molto più modesta nei volumi di acquisto, anche perché, come si è detto poco sopra, la crisi economica continua a mordere e i consumi tendono a contrarsi. Prova ne sia che i dati di consumo medio unitario per le tipologie di clienti non domestici serviti nel mercato libero risultano tutti in forte caduta (-29,2% nell'industria, -30,5% nella generazione elettrica, -31,2% nelle attività di servizio pubblico e -2,4% nel commercio e servizi). L'unico settore in controtendenza è il domestico. Il consumo medio di questi clienti è diminuito (da 841 a 806 m³/anno) per quelli serviti nel mercato tutelato, ma è cresciuto da 890 a 925 m³/anno per quelli serviti nel mercato libero.

Gran parte dei buoni incrementi registrati nei consumi del mercato libero sono stati più che compensati dalle parallele riduzioni sul tutelato. Di conseguenza, valutando il mercato nel suo complesso (al netto degli autoconsumi), si vede che nel 2013 il settore domestico ha assorbito il 26,3% del gas complessivamente consumato, ovvero 16,6 G(m³), i condomini con uso domestico hanno acquisito il 4,5% del gas, ovvero 2,8 G(m³), il commercio ne ha utilizzato l'11,8%, corrispondente a 7,5 G(m³), l'industria ne ha consumato il 32,1%, cioè 20,3 G(m³), la generazione elettrica ne ha assorbito il 23,4%, equivalente a 14,8 G(m³), e, per finire, le attività di servizio pubblico ne hanno consumato il 2%, equivalente a 1,3 G(m³). L'incidenza dei settori dell'industria e della generazione elettrica andrebbe più correttamente valutata includendo gli autoconsumi. Considerando anche questa voce, le rispettive quote, sul totale dei 73,8 G(m3) del mercato finale, salgono, rispettivamente, al 29% e al 32,7%.

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è salita al 76,7% dal 72,1% osservato nel 2012. Ovviamente, diviene più rilevante man mano che ci si sposta dal domestico ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso. Infatti, la quota di volumi acquistati sul mercato libero è pari al 24% nel domestico, al 54% per i condomini, al 92% nel commercio e servizi, al 99% nell'industria (94,2% includendo gli autoconsumi), al 100% nel termoelettrico (61,3% includendo gli autoconsumi) e all'89% negli usi di servizio pubblico.

Le quantità vendute nel 2013 al mercato finale sono complessivamente diminuite dell'1,9% (4,4% se teniamo conto anche degli autoconsumi). Tranne i settori del commercio e servizi e delle attività di servizio pubblico, i cui consumi risultano cresciuti, tutti i comparti hanno ridimensionato i propri volumi di acquisto rispetto al 2012. Particolarmente elevata risulta la riduzione dei consumi termoelettrici (-12,6%), in parte dovuta al calo della produzione di energia elettrica – che in tempi di crisi patisce la contrazione dei livelli generali dell'economia – e in parte alla fortissima concorrenza delle fonti rinnovabili nella generazione elettrica.

Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti conferma le analisi già più volte offerte in passato: al crescere della dimensione dei clienti, il mercato libero acquisisce via via maggiore peso. Infatti, la quota di consumi coperta dal mercato libero sul totale risulta mediamente pari all'8% per i clienti delle prime due classi di consumo (meno di 5.000 m³/anno e 5.000-50.000), al 6% per la terza classe (50.000-200.000), al 12% per la quarta (200.000-2.000.000), al 15,9% per la penultima (2-20 milioni) e al 27% per l'ultima (oltre 20 milioni di m³/anno).

Della presenza di consumi nelle classi di consumo tutelate non domestiche (e superiori a 200.000 m³ nel caso dei condomini o a 50.000 m³ nelle altre attività non di servizio pubblico) si è già detto nelle pagine precedenti: si tratta di clienti che non avevano mai effettuato una scelta verso il mercato libero pur avendone facoltà, ma che con le nuove disposizioni andranno gradatamente a esaurirsi. Tali quantitativi sono comunque di modesta entità, essendo complessivamente pari a 56 M(m³), cioè allo 0,09% del mercato complessivo.

Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti[22] che ha cambiato fornitore nell'anno solare

22 Per comodità di scrittura, nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

TAV. 3.34

Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2013

M(m^3)

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m^3)						TOTALE
	< 5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
MERCATO TUTELATO	12.634	1.860	270	17	0	0	14.781
Domestico	12.218	348	4	0	0	0	12.571
Condominio uso domestico	111	1.004	191	3	0	0	1.309
Commercio e servizi	240	327	35	6	0	0	608
Industria	47	98	11	1	0	0	157
Generazione elettrica	0	0	0	0	0	0	1
Attività di servizio pubblico	17	83	29	6	0	0	136
MERCATO LIBERO	4.989	4.951	3.697	7.772	10.047	17.101	48.557
Domestico	3.747	148	110	35	17	0	4.058
Condominio uso domestico	36	1.009	379	90	2	0	1.516
Commercio e servizi	950	2.471	1.630	1.272	535	0	6.857
Industria	190	997	1.345	5.968	7.897	3.787	20.183
Generazione elettrica	0	1	11	135	1.329	13.314	14.789
Attività di servizio pubblico	66	325	222	272	268	0	1.153
TOTALE	17.624	6.811	3.967	7.788	10.047	17.101	63.338

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

2013[23], è stata complessivamente pari al 5,9%, ovvero al 45,2% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tav. 3.35).

Come sempre, entrambe le percentuali sono superiori a quelle osservate nell'anno precedente, anche se i dati del 2013 probabilmente risentono, per la clientela non domestica, dei passaggi al mercato libero spinti dalle modifiche normative di cui si è detto.

I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2013, certamente spontanei, si confermano ancora una volta non particolarmente elevati ma in costante aumento (come accade ormai dal 2008): la porzione di clienti che ha effettuato almeno un cambio è risultata, infatti, del 5,5%, corrispondente a una quota di volumi del 7,4%.

Più elevata di un punto percentuale la frazione di condomini con usi domestici che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti all'11,9% del relativo settore di consumo.

23 Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. È stato quindi replicato il questionario già proposto negli scorsi anni per la rilevazione dell'attività di switching, intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:
- il re-switch, quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- lo switch-back, quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- lo switch verso una società concorrente dell'incumbent e viceversa.

Nel caso in cui un cliente cambi area di residenza, lo switch viene registrato solo se si rivolge a un fornitore differente dall'incumbent esistente nell'area in cui arriva; inoltre, un cambiamento di condizioni economiche con lo stesso fornitore non è equivalente a uno switch, anche nel caso in cui venga scelta una nuova formula contrattuale o il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore o da una società da esso controllata.

TAV. 3.35

Tassi di *switching* dei clienti finali nel 2012 e nel 2013

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2012		2013	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	4,5%	5,2%	5,5%	7,4%
Condominio uso domestico	5,9%	8,2%	6,5%	11,9%
Attività di servizio pubblico	7,7%	16,3%	15,2%	27,5%
Altri usi	8,2%	54,8%	9,9%	58,5%
di cui:				
fino a 5.000 m³	6,7%	8,5%	7,8%	12,1%
5.000-50.000 m³	12,9%	14,2%	16,9%	20,2%
50.000-200.000 m³	20,8%	21,5%	23,5%	28,2%
200.000-2.000.000 m³	30,9%	35,3%	29,7%	41,0%
2.000.000-20.000.000 m³	64,4%	69,6%	60,3%	71,2%
oltre 20.000.000 m³	70,4%	56,8%	67,2%	56,3%
TOTALE	4,7%	45,2%	5,9%	56,1%

Il 15,2% (equivalenti al 27,5% in termini di volumi) degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore; si tratta di un tasso piuttosto elevato, ma questa è proprio una delle categorie che in forza di legge devono uscire dal mercato tutelato, per le quali dunque il cambio di contratto è stato sollecitato.

Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 9,9% e l'8,2% del totale in termini di clienti, nonché il 58,5% in termini di volumi.

Come sempre, e com'è logico che sia, la ricerca di migliori condizioni contrattuali e di prezzi più favorevoli si fa più intensa all'ampliarsi dei volumi di consumo, quando la spesa per l'acquisto del gas assume cioè livelli significativi.

Non è sostanzialmente mutata, nel 2013, la distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (Tav. 3.36) che dipende in larga misura dalla differente diffusione del metano nelle varie regioni, dalle differenti condizioni climatiche e dalla maggiore densità delle attività industriali.

Il Nord è l'area che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In quest'area si acquista, infatti, il 62,5% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 39,6 G(m³); il 19,8% dei consumi, 12,5 G(m³), è localizzato nell'area del Centro e il restante 17,7%, cioè 11,2 G(m³), viene venduto al Sud e Isole (solo la Sicilia in quanto la Sardegna non è metanizzata).

Il rapporto tra i volumi di acquisto del Nord e quelli delle altre zone è mediamente pari a 3,5 volte quelli del Centro, con un valore abbastanza costante per tutti i settori di consumo, e nove volte quelli del Sud e Isole, ma in questo caso vi è una forte variabilità tra i settori di consumo: il rapporto è minimo nel caso della generazione elettrica (1,2) e massimo nel caso dei condomini (33,4).

Quasi due terzi (65,2%) dei quantitativi consumati dal settore domestico, cioè 10,8 G(m³), sono stati venduti al Nord; le famiglie del Centro hanno acquistato 3,6 G(m³), il 21,5% dei consumi domestici, mentre 2,2 G(m³), pari al 13,4% del totale settoriale, sono stati venduti al Sud e Isole. Come nel 2013, la regione con i consumi più elevati – e di gran lunga superiori a quelli delle altre – è rimasta la Lombardia, che da sola ha acquistato un quarto dei volumi consumati dalle famiglie nazionali. Altre regioni in cui i consumi domestici raggiungono almeno 1 G(m³) sono l'Emilia Romagna con 2,1 G(m³), il Veneto con circa 1,9 G(m³), il Piemonte

TAV. 3.36

Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2013

M(m³)

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Piemonte	1.561	468	933	2.316	2.569	180	8.027
Valle d'Aosta	16	8	20	42	0	5	91
Lombardia	4.182	956	1.814	4.344	2.323	402	14.020
Trentino Alto Adige	193	74	198	442	46	66	1.019
Veneto	1.919	172	878	2.007	306	107	5.390
Friuli Venezia Giulia	428	78	174	930	176	38	1.824
Liguria	424	229	163	283	400	25	1.525
Emilia Romagna	2.110	299	1.099	3.414	664	104	7.689
Toscana	1.309	120	521	1.461	1.639	50	5.102
Umbria	237	16	143	421	60	9	886
Marche	488	26	228	406	26	27	1.200
Lazio	1.057	286	562	783	894	75	3.658
Abruzzo	401	20	138	556	75	30	1.220
Molise	80	6	23	95	268	11	481
Campania	588	28	205	553	890	56	2.318
Puglia	759	16	163	727	743	39	2.448
Basilicata	219	5	54	93	16	14	401
Calabria	186	4	44	71	262	17	584
Sicilia	469	14	94	1.404	3.437	36	5.455
TOTALE	16.628	2.826	7.452	20.349	14.794	1.289	63.338
NORD	10.834	2.284	5.278	13.778	6.484	926	39.585
CENTRO	3.573	474	1.614	3.723	2.961	201	12.547
SUD E ISOLE	2.221	68	560	2.848	5.349	162	11.207

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

con 1,6 G(m³), la Toscana con 1,3 G(m³) e il Lazio con 1 G(m³).

L'ordine d'importanza tra le regioni osservato nel domestico si mantiene abbastanza simile anche nei settori di consumo non domestico: la Lombardia è sempre il territorio che consuma i maggiori quantitativi di gas (24,3% nel commercio e servizi, 21,3% nell'industria, 31,2% nelle attività di servizio pubblico), tranne che nella generazione elettrica dove, con il 15,7%, è solo terza in classifica dopo il 23,2% della Sicilia e il 17,4% del Piemonte.

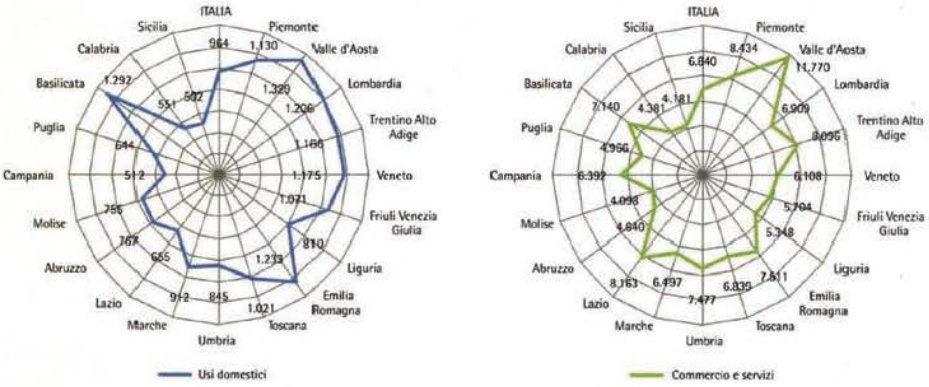
Tenendo conto della numerosità di clienti a livello territoriale, è possibile calcolare i valori di consumo medio regionali. La figura 3.15 illustra i consumi medi per gli usi domestici (inclusi i dati dei condomini) e quelli del commercio e servizi.

La media nazionale dei consumi domestici è di 964 m³, piuttosto variabile a livello regionale, ma abbastanza uniforme nelle tre macrozone considerate: al Nord, dove le condizioni climatiche sono relativamente più rigide, i volumi di consumo medio unitario sono più alti, intorno a 1.140 m³; i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole si riducono, rispettivamente, a 826 e 700 m³.

FIG. 3.15

Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2013

m³: gli usi domestici includono i condomini con uso domestico



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Una maggiore omogeneità tra le varie regioni, peraltro su livelli di consumo più elevati rispetto ai domestici, si riscontra nel caso dei consumi medi del commercio e servizi: il dato medio nazionale, pari a 6.840 m³, non è molto dissimile da quelli del Nord (7.485 m³), del Centro (6.286 m³) e del Sud e Isole (5.412 m³).

La ripartizione tra i due mercati, libero e tutelato, a livello territoriale (Fig. 3.16) evidenzia una netta prevalenza del mercato tutelato in tutte le regioni italiane, se le percentuali vengono calcolate sui clienti, e, viceversa, una dominanza del mercato libero, se il calcolo delle quote viene effettuato in termini di volumi di vendita.

Valutando la rilevanza del mercato libero in base al numero di clienti serviti, le regioni che evidenziano quote superiori alla media nazionale (25,8%) sono, in particolare: Umbria (37,4%), Emilia Romagna (33%), Piemonte e Friuli Venezia Giulia (circa 30,4% entrambe).

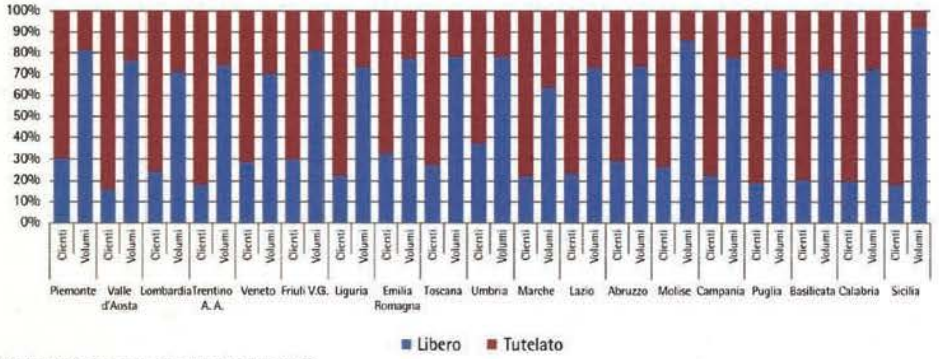
Al contrario, le regioni in cui il dato è molto inferiore alla media nazionale sono, casualmente, quelle poste geograficamente agli estremi del territorio nazionale, ovvero Valle d'Aosta (15,9%) insieme con Trentino Alto Adige e Sicilia (18,1% in entrambe). È appena il caso di notare che nel caso della Sicilia la valutazione sarebbe esattamente opposta utilizzando i dati dei volumi venduti, ma ciò deriva dalla marcata incidenza dei consumi termoelettrici in questa regione, evidenziata nella tavola 3.36.

I livelli di *switching* a livello territoriale, con dettaglio anche per tipologia di cliente (Tav. 3.37), tendono a confermare il panorama "statico", per così dire, appena osservato.

In "dinamica", i clienti domestici collocati al Centro mostrano nel 2013 una vivacità superiore al resto d'Italia, con tassi di *switching* che mediamente sono superiori alla media nazionale; quelli del Nord, invece, prevalgono negli usi produttivi. Detto in altri termini, i valori territoriali evidenziano complessivamente una discreta omogeneità territoriale, specie nelle zone del Centro-Nord e nei settori a minore intensità di consumo.

FIG. 3.16

Vendite e clienti di gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2013



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel caso dei domestici, le percentuali di cambio fornitore del Centro risultano in media pari al 6,4% in termini di clienti e al 7,8% in termini di volumi, contro una media nazionale del 5,5% (clienti) e del 6,6% (volumi). Dati analoghi emergono anche sullo *switch* dei condomini con uso domestico, anch'esso più elevato al Centro rispetto alla media nazionale (7,3% contro 6,5% in termini di clienti e 10,4% contro 9% in termini di volumi). In entrambi questi settori di consumo i valori per macrozone risultano differenziati, ma non in misura eclatante. Una maggiore distanza tra i tassi del Nord, del Centro e del Sud e Isole (nell'ordine) si osserva nel caso delle attività di servizio pubblico (dove i tassi del Nord risultano più che doppi rispetto a quelli del Sud) e, in modo meno marcato, negli altri usi.

Interessante risulta, infine, effettuare un'analisi dei livelli di concentrazione in ambito territoriale attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote di mercato (calcolate sui volumi venduti) dei primi tre operatori e dalla quota di clienti da questi serviti (Tav. 3.38), già utilizzato anche relativamente alla distribuzione.

Il livello del coefficiente C3 relativamente al settore domestico (inteso come somma dei domestici e dei condomini con uso domestico) risulta piuttosto elevato quasi dappertutto, con punte superiori all'80% in Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Toscana, Basilicata e Calabria. Con l'eccezione di Toscana e Basilicata, il C3 era superiore all'80% nelle stesse regioni anche nel 2012, con l'aggiunta del Lazio, dove invece è sceso al 78,7%.

TAV. 3.37

Tassi di switching per regione e per tipologia di clienti nel 2013

Valori percentuali

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	5,6	6,3	7,0	10,1	10,1	64,6	25,3	45,3	6,1	54,0
Valle d'Aosta	1,4	1,6	4,1	6,5	5,9	46,4	19,4	13,1	2,2	37,6
Lombardia	5,1	6,5	7,0	9,9	10,5	53,4	16,2	22,2	5,5	43,8
Trentino Alto Adige	2,3	2,6	3,3	3,0	7,6	55,7	3,2	2,0	2,9	46,4
Veneto	5,1	6,0	8,3	11,9	11,2	61,6	21,1	35,1	5,7	49,7
Friuli Venezia Giulia	5,4	6,1	7,3	10,7	12,4	48,5	18,1	37,1	5,9	41,5
Liguria	4,3	5,6	4,9	6,3	8,0	79,3	13,8	41,7	4,5	58,8
Emilia Romagna	4,6	5,3	3,4	3,8	9,3	52,1	23,3	27,4	5,1	43,7
Toscana	7,1	8,2	7,3	11,1	11,1	57,6	23,6	38,0	7,4	47,9
Umbria	6,8	7,9	6,8	11,1	10,8	51,5	19,9	49,8	7,2	43,7
Marche	5,4	6,8	5,4	6,9	10,1	63,8	12,8	22,4	5,8	47,4
Lazio	6,0	7,7	7,8	10,7	6,4	64,8	5,7	33,5	6,0	49,6
Abruzzo	6,5	8,0	6,4	10,4	9,7	45,3	16,8	37,9	6,9	36,9
Molise	8,1	10,3	5,4	2,5	12,2	81,2	7,4	14,7	8,3	66,7
Campania	6,6	8,0	7,0	4,1	9,3	57,9	7,8	11,6	6,7	47,6
Puglia	5,5	6,2	4,3	4,0	7,2	32,6	8,3	13,9	5,5	28,5
Basilicata	5,1	6,1	3,5	19,2	11,3	64,6	17,3	24,6	5,5	48,1
Calabria	5,9	6,9	3,6	3,1	8,3	28,7	8,0	15,5	6,1	26,0
Sicilia	6,2	7,1	5,1	3,5	7,8	17,7	3,6	8,5	6,2	16,6
TOTALE	5,5	6,6	6,5	9,0	9,7	22,1	15,2	28,7	5,8	13,6
NORD	5,0	6,0	6,3	8,7	10,2	56,9	19,4	29,6	5,4	46,8
CENTRO	6,4	7,8	7,3	10,4	9,5	59,2	12,7	33,4	6,6	47,5
SUD E ISOLE	6,0	6,9	5,7	5,3	8,4	33,1	7,7	13,0	6,1	29,2

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come in passato, il livello più basso del C3 appartiene alla Lombardia, che detiene anche il record del numero di venditori attivi: qui la quota di mercato dei primi tre venditori è di appena il 40,3% e la percentuale di clienti domestici serviti è pari al 51,4%, valori analoghi a quelli del 2012. Valori di C3 ridotti, inferiori al 50%, si osservano anche in Piemonte e in Veneto, dove, parimenti, il numero di operatori è notevole. La presenza di un consistente numero di imprese attive non è comunque garanzia di bassi livelli di concentrazione, come dimostrano i casi di Toscana, Emilia Romagna e Campania, dove le quote dei primi tre operatori sono sempre superiori al 70% in termini di volumi e clienti serviti, a fronte di un nutrito numero di venditori presenti (largamente superiore a 100 in tutti e tre i casi).

I livelli di concentrazione misurati dal C3, naturalmente, si abbassano se valutati relativamente all'intero mercato della vendita, che comprende anche gli usi commerciali, industriali e termoelettrici.

Come si è visto a proposito dei tassi di *switching*, gli usi produttivi sono molto più dinamici e pronti a cambiare fornitore per ottenere dei risparmi; di conseguenza, il livello concorrenziale nei confronti di questi clienti appare più elevato.

Fanno eccezione solo due regioni, Molise e Sicilia, dove il calcolo sul mercato totale non fa diminuire il C3, bensì lo lascia sostanzialmente invariato o addirittura lo innalza lievemente. In entrambe le regioni la percentuale di volumi sottesi al C3 è inferiore a quella dei clienti da questi serviti. Ciò significa che i settori produttivi possiedono un'incidenza elevata sul totale dei consumi, pertanto è sufficiente avere in portafoglio di pochi clienti con consumi elevati per possedere una quota di mercato (misurata tramite i volumi) elevata.

TAV. 3.38

Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2013

Quota di mercato dei primi tre operatori (C3); percentuale di clienti da questi serviti

REGIONE	OPERATORI	C3 SUL MERCATO DEI DOMESTICI	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	153	59,1	68,8	46,9	54,0
Valle d'Aosta	43	95,9	98,0	91,5	96,2
Lombardia	186	40,3	51,4	32,3	50,9
Trentino Alto Adige	73	86,8	90,6	61,1	75,7
Veneto	137	47,8	51,0	39,5	50,5
Friuli Venezia Giulia	91	58,5	55,2	51,7	42,5
Liguria	97	73,7	79,8	57,7	67,7
Emilia Romagna	140	72,6	73,4	56,9	66,6
Toscana	121	82,1	83,9	55,4	42,7
Umbria	82	72,0	71,7	61,1	64,2
Marche	97	65,0	64,1	59,5	63,6
Lazio	127	78,7	86,6	63,3	76,2
Abruzzo	114	62,7	61,1	58,3	57,8
Molise	63	65,0	60,9	70,8	45,5
Campania	113	73,3	77,0	68,5	70,8
Puglia	94	70,4	70,9	55,9	45,6
Basilicata	70	86,4	76,1	81,0	70,0
Calabria	65	85,4	86,6	75,5	60,5
Sicilia	74	74,6	72,9	78,4	35,6

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

Come di consueto, prima di passare all'analisi di prezzi e tariffe, la descrizione del mercato e dello stato della concorrenza nel settore del gas si chiude con il paragrafo specificamente dedicato alla distribuzione di gas diversi dal gas naturale, distribuiti attraverso reti secondarie. Da molti anni per questo segmento viene distribuito un questionario specifico nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati e, come sempre, è stato chiesto ai distributori di gas diversi dal gas naturale di fornire dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2013 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno relativamente al 2012, che sono quindi da ritenersi definitivi (e per questo motivo potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella *Relazione Annuale* dello scorso anno).

Hanno risposto all'Indagine tutti gli 85 operatori che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno indicato di svolgere l'attività di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale a mezzo rete[24]. Le operazioni societarie più rilevanti che si sono verificate nel 2013 e all'inizio del 2014 hanno riguardato:

- Aspem che, da maggio 2013, ha ceduto l'attività di distribuzione, misura e vendita di altri gas a mezzo di reti a M.D.G. Metanifera di Gavirate (società operante in provincia di Varese);
- Enel Rete Gas che ha incorporato G6 Rete Gas dall'ottobre 2013 e che, nel corso del 2014, ha assunto la ragione sociale "2i Rete Gas";
- un'operazione di riordino nell'attività di distribuzione, misura e vendita di altri gas a mezzo di reti all'interno del gruppo toscano E.S.TR.A.; all'inizio del 2014, infatti, E.S.TR.A ha conferito l'attività a CENTRIA.

TAV. 3.39

Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m^3); numero di clienti

TIPO DI GAS	2012		2013		VAR. 2013-2012	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	21,0	127.995	20,6	129.788	-1,8%	1,4%
Aria propanata	12,7	33.524	13,2	34.529	3,5%	3,0%
Altri gas	4,8	2.943	4,9	3.073	1,0%	4,4%
TOTALE	38,5	164.462	38,7	167.390	0,3%	1,8%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

24 Grazie alla separazione nell'Anagrafica operatori dell'Autorità (ottenuta attraverso la delibera 7 marzo 2013, 96/2013/A) dell'attività denominata "distribuzione, misura e vendita di gas diversi dal gas naturale" in due distinte attività, una inerente alla distribuzione e alla misura e l'altra inerente alla vendita, quest'anno il questionario è stato distribuito unicamente a coloro che effettuano la distribuzione.

Nell'insieme, gli 85 operatori che hanno risposto all'Indagine hanno distribuito 38,7 M(m^3), lo 0,3% in più (cioè circa 125.000 m^3) di quanto era stato distribuito nel 2012. Il numero di clienti (gruppi di misura) serviti, poco più di 167.000, è invece cresciuto, rispetto allo scorso anno, di quasi 3.000 unità (Tav. 3.39). Come nel 2012, la distribuzione di gas diversi dal gas naturale ha registrato, quindi, un'ulteriore lieve espansione nel 2013, in termini sia di volumi venduti, sia di clienti (+1,8%). Esattamente come nel 2012, l'aumento medio dello 0,3% appena visto è però il risultato di andamenti differenziati nei tre comparti: a fronte di una crescita nei consumi di aria propanata (+3,5%) e di altri gas (+1%), quelli di GPL sono invece diminuiti dell'1,8%. Nel 2013 il consumo medio unitario è leggermente sceso - in media dell'1,4% - rispetto al 2012, da 234 a 231 m^3. Come in passato, però, si mantengono le marcate differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 159 m^3, è infatti il più basso, se confrontato con i 381 m3 dell'aria propanata e con i 1.592 m^3 degli altri gas. Tra i gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo rete quello più diffuso rimane comunque il GPL, che copre il 53% dei volumi complessivamente erogati e il 78% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano il 34% dei volumi distribuiti. Una quota ridotta del gas complessivamente distribuito (13%) viene da altri tipi di gas. La distribuzione regionale (Tav. 3.40) mostra, come sempre, al primo posto la Sardegna (regione ancora non metanizzata) in termini sia di quantitativi erogati, sia di clienti serviti: da sola essa ha assorbito il 39,3% dei volumi distribuiti, necessari a soddisfare la richiesta di una quota leggermente inferiore di clienti (il 33,7%). In questa regione il servizio rimane comunque concentrato in pochi comuni: 97 sui 377 istituiti sul territorio della regione.

TAV. 3.40

Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m^3); numero di operatori; clienti; comuni serviti

REGIONE	2012				2013			
	OPERATORI(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	OPERATORI(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Valle d'Aosta	3	0,12	512	7	3	0,13	567	7
Piemonte	11	1,88	8.558	84	11	1,95	8.690	84
Lombardia	17	7,04	12.127	62	16	7,08	12.361	62
Trentino Alto Adige	2	0,25	912	8	2	0,25	955	8
Veneto	4	0,19	1.084	14	4	0,18	1.136	14
Friuli Venezia Giulia	3	1,06	2.068	9	3	0,92	2.074	9
Liguria	15	2,04	13.086	74	15	2,05	13.108	73
Emilia Romagna	18	2,12	10.104	50	18	1,98	10.294	51
Toscana	18	4,64	25.585	144	18	4,41	26.043	143
Umbria	11	0,79	5.074	38	11	0,71	5.164	39
Marche	13	0,75	3.223	38	13	0,70	3.272	38
Lazio	15	2,03	18.902	59	15	1,94	18.766	59
Abruzzo	8	0,41	4.161	13	8	0,40	4.180	13
Molise	2	0,05	254	2	2	0,05	254	2
Campania	5	0,30	1.769	11	4	0,24	1.621	10
Puglia	1	0,04	142	1	1	0,04	137	1
Basilicata	3	0,25	1.035	4	3	0,20	491	3
Calabria	1	0,19	1.680	5	1	0,16	1.567	5
Sicilia	3	0,06	311	5	3	0,07	318	5
Sardegna	9	14,32	53.875	96	9	15,21	56.392	97
ITALIA	-	38,54	164.462	724	-	38,66	167.390	723

(A) In questa colonna gli operatori sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La seconda regione in cui la distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale assume cifre rilevanti è la Lombardia, che conta per il 18,3% dei volumi distribuiti e soltanto per il 7,4% dei clienti serviti, per la presenza di realtà produttive, con consumi medi elevati. In questa regione, tra l'altro, il servizio raggiunge appena il 4% dei comuni esistenti nel territorio (62 comuni su 1.531). Una maggiore incidenza di volumi distribuiti rispetto a quella di clienti serviti si manifesta anche in Sardegna e in Friuli Venezia Giulia. La Toscana è, nell'ordine, la terza regione per importanza del servizio di distribuzione di gas diversi: in questa regione si distribuisce l'11,4% dei volumi nazionali al 15,6% dei clienti, localizzati in circa la metà dei comuni del territorio (143 su 280). Quote relativamente significative di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo rete sono utilizzate anche in Liguria, Emilia Romagna, Piemonte e Lazio.

Diversamente dagli anni passati, nel 2013 il servizio di distribuzione di gas diverso dal gas naturale non ha accresciuto la propria copertura geografica: il numero di comuni serviti, infatti, è complessivamente diminuito di un'unità, nonostante nell'anno siano state create cinque nuove località tariffarie. Più precisamente, il numero di comuni serviti è rimasto pressoché invariato in quasi tutte le regioni, è salito di un'unità in Emilia Romagna, Umbria e Sardegna, ma è diminuito di un'unità in Liguria, Toscana, Campania e Basilicata.

TAV. 3.41

Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2013

Estensione in km

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Valle d'Aosta	0,0	21,8	0,0	93,2%	6,8%
Piemonte	0,0	156,1	103,8	96,5%	3,5%
Lombardia	0,0	128,0	117,4	86,9%	11,2%
Trentino Alto Adige	0,0	22,9	0,0	65,7%	0,0%
Veneto	0,0	31,9	2,6	72,3%	0,0%
Friuli Venezia Giulia	0,0	3,0	47,9	85,1%	14,9%
Liguria	0,0	175,4	98,4	96,7%	0,6%
Emilia Romagna	0,0	137,3	146,5	98,9%	0,0%
Toscana	0,9	365,0	237,5	100,0%	0,0%
Umbria	0,0	71,0	98,0	85,6%	14,4%
Marche	0,0	43,5	58,4	76,8%	18,4%
Lazio	0,0	192,8	219,2	96,9%	2,5%
Abruzzo	0,0	62,8	5,3	70,4%	29,6%
Molise	0,0	2,3	3,7	100,0%	0,0%
Campania	0,0	9,0	33,2	100,0%	0,0%
Puglia	0,0	6,8	0,0	100,0%	0,0%
Basilicata	0,0	4,1	12,6	100,0%	0,0%
Calabria	0,0	52,8	0,0	100,0%	0,0%
Sicilia	0,0	37,7	0,0	100,0%	0,0%
Sardegna	7,5	1.086,7	855,9	68,2%	1,7%
ITALIA	8,4	2.610,8	2.040,4	83,2%	3,3%
di cui non in funzione	0	22,4	38,4	-	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

L'estensione delle reti e il loro assetto proprietario sono illustrati nella tavola 3.41, che mostra come nel complesso siano in esercizio in Italia 4.700 km circa di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale (di cui 3.950 km alimentati a GPL).

Il confronto con i dati relativi al 2012 evidenzia una crescita dell'estensione delle reti di circa 65 km. La maggior parte delle infrastrutture appartiene ai distributori. I Comuni risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è del 3,3% (la somma delle quote proprietarie può non risultare pari al 100% per la presenza, in alcune regioni, di altri soggetti proprietari).

Le imprese di distribuzione dei gas diversi dal gas naturale si dividono quasi equamente in due forme giuridiche: quella di Società a responsabilità limitata (39 casi su 85, cioè il 46%) e quella di Società per azioni (38 casi su 85, cioè il 45%); i restanti otto casi su 85 si distribuiscono in altrettante forme giuridiche differenti. La dimensione[25] delle imprese che effettuano la distribuzione di gas diversi dal gas naturale a mezzo rete è mediamente piuttosto ridotta, pari a 2,33 addetti (Tav. 3.42) e in calo rispetto all'anno precedente, quando risultava pari a 2,65 unità. Il 94,6% delle imprese del settore impiega meno di dieci addetti, il 71,4% opera perfino con uno o addirittura con zero addetti.

Si tratta di imprese che hanno completamente appaltato all'esterno le proprie attività di erogazione del gas, che spesso operano in altri business, più o meno contigui all'attività in esame. Solo il 5,4% delle imprese impiega più di dieci persone. Le classi di imprese più rilevanti sono quelle con un numero di addetti compreso tra 20 e 49 e nell'intervallo 2-9; esse distribuiscono, rispettivamente, il 36,8% e il 22,5% dei volumi complessivi al 23% e al 31,2% dei clienti serviti.

TAV. 3.42

Distribuzione delle imprese che distribuiscono gas diversi dal gas naturale per classi di addetti

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI CLIENTI SERVITI
0	33,9%	0	28,4%	30,2%
1	37,5%	0,70	8,7%	9,1%
2-9	23,2%	3,83	22,5%	31,2%
10-19	1,8%	14,16	3,6%	6,4%
20-49	3,6%	26,00	36,8%	23,0%
TOTALE	100,0%	2,33	100,0%	100,0%

Fonte: Raccolta dati *unbundling* e Indagine annuale sui settori regolati.

La distribuzione dei gas diversi dal gas naturale a mezzo rete non risulta complessivamente molto concentrata (Tav. 3.43) anche se, da diversi anni, il livello della concentrazione continua lentamente ad aumentare. La quota dei primi tre operatori nel 2013 è salita al 40,7% dei volumi complessivamente erogati, dal 39,3% del 2012. Le prime cinque imprese contano per il 58,1% (57,7% nel 2012). Per superare il 70% dei volumi distribuiti in totale, nel 2013 occorre sommare le quote dei primi dieci operatori, mentre nel 2012 ne servivano undici.

Come sempre, il primo operatore è Isgas, che conta per il 15,8% dell'intero mercato; con il 13,9% il secondo operatore è Mediterranea Energia Ambiente (o Medea); il terzo operatore è il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, in provincia di Pavia, dove è localizzata un'importante raffineria che produce gas destinato all'alimentazione di una vicina centrale termoelettrica di proprietà di EniPower, mentre Eni mantiene il quarto posto con il 9%. L'ordine dei primi quattro operatori è rimasto invariato rispetto al 2012.

Una minore concentrazione caratterizza la distribuzione del solo GPL: i primi tre operatori (nell'ordine Liquigas con il 15,3%, Eni con il 10,1% e Sarda Reti Gas con il 5,7%) hanno distribuito il 31,2% del totale, i primi cinque (che si ottengono aggiungendo

25 L'informazione sul numero degli addetti è stata tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. Pertanto, i valori sono riferiti al personale che nella media dell'anno 2012 era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola sono riferiti a 56 società.

E.S.TR.A. e Carbotrade Gas) il 41,4%, mentre la quota dei primi quindici è pari al 66,5%. Nel 2012 la quota dei primi tre operatori era del 31,4%, quella dei primi cinque era pari al 41,7%, mentre i primi quindici contavano per il 67,1%.

TAV. 3.43

Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2012 e nel 2013

Volumi in M(m^3)

SOCIETÀ	2012	QUOTA	2013	QUOTA
Isgas	6,0	15,6%	6,1	15,8%
Mediterranea Energia Ambiente (in sigla Medea)	4,9	12,7%	5,4	13,9%
Comune di Sannazzaro de' Burgondi	4,2	11,0%	4,2	11,0%
Eni	3,9	10,0%	3,5	9,0%
Liquigas	3,2	8,4%	3,2	8,3%
Sarda reti gas	1,0	2,6%	1,2	3,1%
E.S.TR.A.	1,2	3,1%	1,1	2,8%
Carbotrade gas	1,0	2,5%	1,1	2,7%
Fontenergia	1,0	2,5%	0,9	2,4%
G.P. gas	0,6	1,6%	0,6	1,7%
Beyfin	0,6	1,6%	0,6	1,6%
Società italiana per il gas - Italgas	0,6	1,5%	0,6	1,5%
Lunigas I.F.	0,5	1,3%	0,5	1,3%
Goldengas	0,5	1,4%	0,5	1,3%
Socogas	0,5	1,2%	0,5	1,2%
Totalgaz Italia	0,5	1,2%	0,5	1,2%
Società italiana gas liquidi	0,5	1,2%	0,4	1,1%
Cime	0,4	1,0%	0,4	1,0%
Autogas Riviera	0,4	0,9%	0,4	1,0%
Enel Rete Gas[A] (oggi 2i Rete Gas)	0,3	0,9%	0,4	1,0%
Altri	6,8	17,8%	6,6	17,0%
TOTALE IMPRESE	38,5	100,0%	38,7	100,0%

(A) Per un migliore confronto con il dato del 2013, nel valore 2012 di Enel Rete Gas sono stati inclusi i volumi distribuiti da G6 Rete Gas, poiché la società è stata incorporata dall'ottobre 2013. Si ricorda inoltre che dal 2014 Enel Rete Gas ha assunto la denominazione 2i Rete Gas.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto e GNL

Con la delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento per il periodo 2014-2017. La nuova regolazione prevede, tra gli altri, i seguenti elementi:

- tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) pari al 6,3%;
- revisione biennale del WACC in base all'evoluzione del tasso delle attività prive di rischio (*risk-free*);
- applicazione del criterio del *profit sharing* nella determinazione dei costi operativi ammessi, riconoscendo alle imprese, nel primo anno del nuovo periodo regolatorio, il 50% dei maggiori recuperi di produttività realizzati dalle imprese stesse nel corso del precedente periodo.

In termini di struttura tariffaria, sono previsti corrispettivi variabili (CV), applicati alla quantità di energia trasportata, e corrispettivi di capacità, applicati alla capacità di trasporto impegnata. Questi ultimi sono differenziati per punto di entrata nella Rete nazionale (CP_e), punto di uscita dalla stessa (CP_u) e rete regionale (CR_r). Sono inoltre previste percentuali di maggiorazione dell'energia traportata allo scopo di riflettere gli autoconsumi, le perdite di rete e il gas non contabilizzato.

Con la delibera 19 dicembre 2013, 603/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie per l'anno solare 2014 relative ai corrispettivi di trasporto e di dispacciamento del gas naturale e al corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto. I nuovi livelli dei corrispettivi (Tav. 3.44) sono stati determinati a seguito della verifica delle proposte tariffarie che le imprese di trasporto hanno sottoposto all'Autorità, ai sensi della delibera 514/2013/R/gas.

TAV. 3.44

Tariffe di trasporto, dispacciamento e relativa misura per l'anno 2014

Corrispettivi unitari variabili (*commodity*); €/S(m³)

Corrispettivi unitari di capacità sulla Rete nazionale; €/anno/S(m³)/giorno

CORRISPETTIVO UNITARIO VARIABILE	
CV	0,003593

CP_I – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA					
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione					
Mazara del Vallo		3,654026	Tarvisio		1,053838
Gela		3,342396	Gorizia		0,736623
Passo Gries		0,596218			
3 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione					
GNL Panigaglia		0,836394	GNL Cavarzere		0,523772
GNL OLT Livorno		1,066446			
Hub stoccaggio					
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio		0,179849			
60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento					
Casteggio, Caviaga, Fornovo, Ovanengo, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Soresina, Trecate		0,078143	Casalborsetti, Collalto, Medicina, Montenevoso, Muzza, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido, Santerno, Spilamberto B.P., Vittorio V. (S. Antonio)		0,174175
Rubicone		0,205175	Falconara, Fano		0,351787
Calderasi/Monteverdese, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)		0,351695	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Reggente, Santo Stefano Mare		0,454784
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, Capparuccia, San Benedetto del Tronto, Settefinestre-Passatempo		0,371105	Candela, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona		0,752204
Crotone, Hera Lacinia		1,978501	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto		3,099424
CP_U – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA					
5 punti di interconnessione con le esportazioni					
Bizzarone		3,606545	Passo Gries		2,131777
Gorizia		1,746016	Tarvisio		0,717223
Repubblica di San Marino		3,192654			
Hub stoccaggio					
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio		0,418551			
6 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale					
Nord-occidentale	NOC	1,833079	Centro-Sud-orientale	SOR	1,208765
Nord-orientale	NOR	1,461007	Centro-Sud-occidentale	SOC	1,088934
Centrale	CEN	1,461007	Meridionale	MER	0,836692

TAV. 3.44 - SEGUE

Tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2014

Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale; €/anno/S(m³)/giorno

CRr	
Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale	1,170225

Corrispettivo transitorio per il servizio di misura; €/anno/S(m³)/giorno

CM^1	
Corrispettivo transitorio per il servizio di misura	0,068464

Quota percentuale a copertura del gas di autoconsumo (applicata all'energia immessa in rete)

γFuel			
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	0,319773%	Tarvisio	0,092224%
Gela	0,292502%	Gorizia	0,064464%
Passo Gries	0,052177%		
3 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	0,073195%	GNL Cavarzere	0,045837%
GNL OLT Livorno	0,093327%		
60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento			
Casteggio, Caviaga, Fornovo, Ovanengo, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Soresina, Trecate	0,006839%	Casalborsetti, Collalto, Medicina, Montenevoso, Muzza, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido, Santerno, Spilamberto BP, Vittorio V. (S. Antonio)	0,015242%
Rubicone	0,017955%	Falconara, Fano	0,030786%
Calderasi/Monteverdese, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci AP/BP, Sinni (Policoro)	0,118290%	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Reggente, Santo Stefano Mare	0,039799%
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, Capparuccia, San Benedetto del Tronto, Settefinestre-Passatempo	0,032476%	Candela, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,065827%
Crotone, Hera Lacinia	0,173144%	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/ Lippone, Noto	0,271239%

Quote percentuali a copertura delle perdite di rete e del gas non contabilizzato applicate all'energia immessa in rete

γPE, γGNC	
Perdite di rete (γPE)	0,107865%
Gas non contabilizzato (γGNC)	0,104145%

Fonte: AEEGSI.

Per gli utenti della rete con servizio interrompibile sono previste riduzioni nei corrispettivi di entrata (CP_E) applicati dall'operatore principale del trasporto, Snam Rete Gas. In dettaglio:

- riduzione del 10% dei corrispettivi CP_E:
  - per un'interruzione massima di 30 giorni con preavviso entro le ore 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione nel punto di entrata di Passo Gries e con preavviso entro le ore 12:00 del giovedì della settimana precedente a quella di inizio della interruzione nei rimanenti punti di entrata (interrompibilità annuale di primo livello);
  - per un'interruzione massima di 40 giorni con preavviso entro le ore 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio della interruzione (interrompibilità stagionale di primo livello);
  - per un'interruzione senza preavviso per effetto dell'assenza di un flusso fisico netto in uscita nel punto di riconsegna di Vittorio Veneto (REMI 34569001).
- riduzione del 20% dei corrispettivi CP_E:
  - per un'interruzione massima di 50 giorni con preavviso entro le ore 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione per il punto di entrata di Passo Gries e con preavviso entro le ore 12:00 del giovedì della settimana precedente a quella di inizio della interruzione per i rimanenti punti di entrata (interrompibilità annuale di secondo livello);
  - per un'interruzione massima di 60 giorni con preavviso entro le ore 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio della interruzione (interrompibilità stagionale di secondo livello).

Dall'1 gennaio 2011 sono inoltre applicate, ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale, le seguenti componenti tariffarie:

- GS_T, destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico;
- RE_T, destinata a finanziare il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

Il valore delle componenti GS_T e RE_T viene aggiornato periodicamente dall'Autorità. Per il 2014 il valore della componente GST è pari a 0,1135 c€/m3, mentre quello per la componente RET è pari a 0,4343 c€/m3 (delibera 27 dicembre 2013, 641/2013/R/com).

Rigassificazione

Per il servizio di rigassificazione del GNL, con la delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas, l'Autorità ha fissato i criteri di regolazione delle tariffe per il periodo 2014-2017. La nuova regolazione prevede, tra gli altri, i seguenti elementi:

- WACC pari al 7,3% per gli investimenti effettuati fino al 31 dicembre 2013 e 8,3% per gli investimenti successivi a tale data;
- revisione biennale del WACC in base all'evoluzione del tasso delle attività prive di rischio (*risk-free*);
- applicazione del criterio del *profit sharing* nella determinazione dei costi operativi ammessi, riconoscendo alle imprese, nel primo anno del nuovo periodo regolatorio, il 50% dei maggiori recuperi di produttività realizzati dalle imprese stesse nel corso del precedente periodo;
- attribuzione della totalità dei costi alla componente *capacity*, al fine di riflettere la struttura dei costi del servizio;
- soppressione del corrispettivo unitario associato al numero di approdi previsti (Cna), in quanto non riflettente la struttura di costo sottostante;
- introduzione di un'apposita quota di ricavo per la copertura dei costi di smantellamento delle infrastrutture di rigassificazione e di ripristino dello stato dei luoghi, prevedendo che il gettito derivante dall'applicazione del relativo corrispettivo sia accantonato in un apposito fondo presso la Cassa conguaglio del settore elettrico e messo a disposizione delle imprese solo dopo la realizzazione degli interventi di ripristino.

Con la delibera 19 dicembre 2013, 604/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione, relative all'anno 2014, presentate ai sensi della delibera 438/2013/R/gas dalle società GNL Italia, Terminale GNL Adriatico e OLT *Offshore* LNG Toscana. Con la medesima delibera sono stato approvati i corrispettivi di misura gas (CM^G), applicati dalle imprese di rigassificazione alle quantità contrattuali di GNL relative all'anno 2014 (Tav. 3.45).

TAV. 3.45

Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2014 e relativi corrispettivi di misura

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	PANIGAGLIA	ROVIGO	LIVORNO
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (euro/m³ liquido/anno)	4,518433	30,593327	14,632819
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	Crs (euro/m³ liquido/anno)	0,118743	-	0,057600
Quota % a copertura dei consumi e delle perdite corrisposte dall'utente del terminale	Q_{CP} (per m³ consegnato)	1,7%	0,7%	1,7%
Corrispettivo di misura gas	CM^{G} (euro/m³ liquido/anno)	0,055019	0,293099	0,007947

Fonte: AEEGSI.

Stoccaggio

Con la delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10, è stata approvata la *Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014* (RTSG).

La RTSG è stata successivamente modificata e integrata con la delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11, in applicazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 130/10, relativo a *Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali*, e con la delibera 19 aprile 2012, 149/2012/R/gas, in attuazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 marzo 2012 relativo a *Norme in materia di stoccaggio strategico di gas naturale*.

Con la delibera 1 agosto 2013, 350/2013/R/gas, a seguito della verifica dei dati inviati dai due operatori nazionali che operano in questa fase, vale a dire Stogit ed Edison Stoccaggio, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie presentate dalle due imprese, fissando i corrispettivi specifici d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2014 (Tav. 3.46), ai sensi della RTSG. Il corrispettivo transitorio di misura CM_S per l'anno 2014 è stato fissato pari a 0,004083 €/GJ/anno.

TAV. 3.46

Corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio per l'anno 2014

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio f_S	€/GJ/anno	0,233713
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f_{PI}	€/GJ/giorno	19,008101
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f_{PE}	€/GJ/giorno	20,561702
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas C_{VS}	€/GJ	0,088123
Componente US_1 a copertura degli eventuali squilibri di perequazione	€/GJ/anno	0,002940
Componente US_2 a copertura del contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio	€/GJ/anno	0,000967
Corrispettivo unitario per lo stoccaggio strategico C_{ST}	€/S(m³)	0,233713

Fonte: AEEGSI.

Distribuzione

A fine 2013, con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato la *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale per il periodo 2014-2019* (RTDG). La nuova regolazione è caratterizzata, tra l'altro, dai seguenti elementi:

- WACC pari al 6,9% per l'attività di distribuzione e 7,2% per quella di misura;
- revisione biennale del WACC in base all'evoluzione del tasso delle attività prive di rischio (*risk-free*);
- riconoscimento di costi operativi unitari, differenziati secondo la classe dimensionale dell'impresa distributrice e la densità della clientela servita;
- riconoscimento di una componente specifica di costo relativa all'installazione di sistemi tecnologici per la telelettura e la telegestione dei gruppi di misura del gas.

È prevista l'introduzione di ulteriori disposizioni volte a disciplinare le gestioni che scaturiscono dai processi di gara per l'affidamento del servizio a livello sovracomunale. Gli orientamenti in materia sono contenuti nel documento per la consultazione 13 febbraio 2014, 53/2014/R/gas. Come nel periodo regolatorio precedente, le società di distribuzione devono applicare una tariffa obbligatoria, costituita da quote fisse e variabili, differenziate per ambito tariffario. I sei ambiti tariffari sono:

- nord-occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- nord-orientale, comprendente le regioni Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna;
- centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- centro-sud-orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata;
- centro-sud-occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

La quota fissa (τ1, €/cliente/anno) è composta da tre elementi, relativi a distribuzione (τ1dis), misura (τ1mis) e commercializzazione (τ1cot). La quota variabile (τ3, euro/m^3) è articolata per scaglione di consumo. A partire dal 2015, è prevista una diversificazione dell'elemento τ1dis in funzione della classe del gruppo di misura, al fine di rispecchiare maggiormente le differenze di costo associate alla dimensione del cliente.
I valori delle componenti delle tariffe obbligatorie per l'anno 2014 sono stati fissati con la delibera 27 dicembre 2013, 633/2013/R/gas, e sono riportati nelle tavole 3.47 (quote fisse τ1) e 3.48 (quota variabile τ3). Vi sono poi delle componenti aggiuntive, espresse in c€/m^3 e aggiornate trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel secondo trimestre 2014 in base alle delibere 27 marzo 2014, 133/2014/R/com e 134/2014/R/gas):

- UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli (1,2510 c€/m^3);
- UG2, di modulazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi[26];
- UG3, a copertura degli oneri relativi al Conto oneri connessi con l'intervento di interruzione, nonché al Conto per i servizi di ultima istanza e al Conto oneri per il servizio dei fornitori transitori sulla rete di trasporto (0,1652 c€/m^3);
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati (0,1135 c€/m^3);
- RE, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, nonché sul Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento e sul Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale (0,4343 c€/m^3);
- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,1402 c€/m^3).

26 I valori della componente UG2 sono costituiti da una quota fissa, pari a -27,01 €/cliente/anno (limitatamente ai clienti con consumi fino a 200.000 m^3/anno) e una quota variabile (c€/m^3) differenziata per scaglione di consumo.

TAV. 3.47

Articolazione della quota fissa $\tau 1$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2014

€/punto di riconsegna/anno

COMPONENTI	AMBITO					
	NORD-OCCIDENTALE	NORD-ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
$\tau 1$ (dis)	50,01	41,71	45,97	39,07	48,11	57,88
$\tau 1$ (mis)	19,74	16,37	16,22	14,86	18,88	18,89
$\tau 1$ (cot)	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19

Fonte: AEEGSI.

TAV. 3.48

Articolazione della quota variabile $\tau 3$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2014

c€/m³; scaglioni di consumo in m³/anno

SCAGLIONE DI CONSUMO	AMBITO					
	NORD-OCCIDENTALE	NORD-ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
0-120	0	0	0	0	0	0
121-480	7,8007	6,1421	8,4803	11,3002	14,1167	19,7536
481-1.560	7,1398	5,6217	7,7618	10,3428	12,9207	18,0800
1.561-5.000	7,1699	5,6454	7,7944	10,3863	12,9751	18,1561
5.001-80.000	5,3574	4,2182	5,8241	7,7607	9,6950	13,5663
80.001-200.000	2,7137	2,1367	2,9501	3,9311	4,9109	6,8719
200.000-1.000.000	1,3318	1,0486	1,4478	1,9293	2,4102	3,3726
Oltre 1.000.000	0,3705	0,2917	0,4028	0,5367	0,6705	0,9382

Fonte: AEEGSI.

Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2013 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale, è stato pari a 44 c€/m³ (Tav. 3.49). Tale prezzo nel 2012 era risultato pari a 45,5 c€/m³. Complessivamente, dunque, il costo medio del gas in Italia presenta una diminuzione del 3,3%. I clienti del servizio di tutela hanno pagato il gas in media 59 c€/m³, mentre 39,4 c€/m³ è risultato il prezzo mediamente corrisposto dai clienti del mercato libero; il differenziale globale di prezzo tra i due mercati è dunque pari a 19,6 c€/m³, in aumento di 2,6 c€/m³ rispetto a quello registrato nell'anno precedente. Tale differenziale di prezzo, che risulta superiore allo scarto massimo registrato nel 2009 (18 c€/m³), risente ovviamente della ripartizione dei volumi di vendita all'interno di ciascuno dei due mercati tra le diverse classi di consumo. Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato finale, la dimensione media dei clienti sul mercato libero è molto più elevata; a ciò si accompagnano, in tale mercato,

la maggiore presenza di clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto, che non pagano le componenti di distribuzione e stoccaggio, nonché la presenza di un sistema di prezzi più flessibili, nel quale le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni strutturali dei mercati internazionali, anche se le modifiche inserite a partire dal 2012 negli aggiornamenti dei prezzi stabiliti dall'Autorità tendono ad andare nella stessa direzione, come illustrato nella sezione "Condizioni economiche di riferimento". Entrando nel dettaglio delle singole classi di consumo, si può vedere che beneficiano delle migliori condizioni del mercato libero principalmente i clienti medio-grandi. Si rileva inoltre che, a partire dal 2010, per i clienti più piccoli (consumi fino a 5.000 m³ annui) il mercato libero offre condizioni meno favorevoli del servizio di tutela. In linea generale, si può affermare che la capacità di ottenere condizioni di fornitura più convenienti sia direttamente proporzionata alle dimensioni del cliente, in relazione alla maggiore conoscenza del mercato e alla superiore attenzione alle condizioni contrattuali.

I clienti più piccoli del servizio di tutela, con consumi inferiori a 5.000 m³/anno, risultano pagare mediamente 60,2 c€/m³. Questo prezzo è congruente con il valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura calcolate per un cliente domestico che consuma 1.400 m3/anno, che nel 2013 era pari a 58,6 c€/m³ (89,1 c€/m³ includendo le imposte). Al crescere dei consumi il prezzo tende naturalmente a ridursi. La presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo più elevate è dovuta all'esistenza di quei clienti che sono rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali definite dall'Autorità.

TAV. 3.49

Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2009	2010	2011	2012	2013
SERVIZIO DI TUTELA	48,8	44,6	50,4	57,7	59,0
Inferiori a 5.000	49,5	46,4	52,5	60,1	60,2
Tra 5.000 e 50.000(A)			43,1	48,2	52,2
Tra 50.000 e 200.000(A)			42,6	48,1	50,5
Tra 5.000 e 200.000(A)	46,6	38,3	43,1	48,2	51,9
Tra 200.000 e 2.000.000	46,3	34,7	37,9	40,6	48,8
Tra 2.000.000 e 20.000.000	36,0	29,0	30,4	45,9	-
Superiori a 20.000.000	-	-	-	-	-
MERCATO LIBERO	30,9	30,6	34,9	40,7	39,4
Inferiori a 5.000	43,8	47,0	53,6	61,3	63,8
Tra 5.000 e 50.000(A)			44,9	51,5	50,9
Tra 50.000 e 200.000(A)			40,6	48,4	43,9
Tra 5.000 e 200.000(A)	42,2	38,7	43,1	50,3	47,9
Tra 200.000 e 2.000.000	33,0	31,2	34,5	41,1	36,6
Tra 2.000.000 e 20.000.000	29,7	27,6	30,8	36,9	33,8
Superiori a 20.000.000	27,9	29,0	33,1	36,8	32,7
TOTALE	36,6	34,8	39,3	45,5	44,0

(A) Fino al 2010 il prezzo veniva rilevato in un'unica classe di clienti con consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m³.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel mercato libero, la dimensione del cliente incide in modo ancora più incisivo sul prezzo di offerta: i clienti più piccoli risultano, infatti, pagare circa 31 c€/m³ in più dei grandi consumatori. I livelli più elevati di consumo consentono, generalmente, una riduzione dei costi fissi unitari. In particolare, l'incidenza delle tariffe di distribuzione è molto più elevata per i piccoli consumi (nella media del 2013 il costo a copertura della distribuzione è stato di circa 12 c€/m³ per il consumatore medio da 1.400 m³ che paga le condizioni definite dall'Autorità), mentre per i clienti più grandi non allacciati alla rete di distribuzione questa componente non è nemmeno presente. Inoltre, i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore correlazione con l'andamento climatico, che comporta oneri di stoccaggio e trasporto più elevati.

Nella tavola 3.50 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi per settore di consumo.

TAV. 3.50

Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2013

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO						TOTALE
	< 5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
SERVIZIO DI TUTELA	**60,2**	**52,2**	**50,5**	**48,8**	**-**	**-**	**59,0**
Domestico	60,2	52,2	45,6	53,8	-	-	59,9
Condominio uso domestico	55,6	50,2	49,5	48,1	-	-	50,6
Attività di servizio pubblico	64,8	56,9	52,8	51,0	-	-	56,8
Commercio e servizi	64,4	56,0	54,0	47,2	-	-	59,1
Industria	62,9	54,8	52,6	47,2	-	-	57,1
Generazione elettrica	56,8	53,0	48,1	44,4	-	-	50,1
MERCATO LIBERO	**63,8**	**50,9**	**43,9**	**36,6**	**33,8**	**32,7**	**39,4**
Domestico	65,4	52,3	43,6	41,3	38,3	-	63,6
Condominio uso domestico	57,6	55,4	53,1	46,5	35,2	-	54,3
Attività di servizio pubblico	62,0	52,5	49,0	43,4	35,5	-	46,3
Commercio e servizi	59,2	50,4	44,5	39,9	35,9	-	47,1
Industria	56,9	47,0	40,9	35,3	33,4	33,4	35,4
Generazione elettrica	62,3	50,5	45,2	39,7	34,8	32,5	32,7
TOTALE	61,2	51,3	44,4	36,6	33,8	32,7	44,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'ambito del servizio di tutela, la categoria più rappresentativa risulta quella dei piccoli clienti (0-5.000 m³), tipicamente domestici, i quali hanno mediamente corrisposto, nel 2013, un prezzo di circa 60 c€/m³ che più si avvicina alla media del servizio (59 c€/m³), mentre nel mercato libero il prezzo medio complessivo si avvicina a quello pagato dai clienti medio-grandi, aventi consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m³/anno.

Nel confronto tra i due mercati, i risultati dipendono dalla tipologia e dalla dimensione dei consumatori. Per i clienti domestici più piccoli il servizio di tutela appare vantaggioso (-5,2 c€/m³, -7,9%), per i consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m3 annui i due mercati presentano valori quasi identici, mentre per le classi più elevate appare più conveniente il mercato libero. Per i condomini uso domestico il mercato libero risulta generalmente più oneroso. Al contrario, per le attività produttive (servizio pubblico, commercio e altri servizi, industria, generazione elettrica) si riscontra una convenienza del mercato libero per tutte le classi di consumo (con l'eccezione della piccolissima generazione elettrica).

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

Come già descritto nelle scorse edizioni della *Relazione Annuale*, a partire da gennaio 2011 l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha apportato un'ampia revisione al paniere nazionale di rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione. Nell'ambito di tale revisione, l'Istat ha enucleato il segmento di consumo "Gas di città e gas naturale" che contiene il "prodotto" regolato dall'Autorità, assegnandogli una significativa incidenza, pari all'1,92% dell'intero paniere. Tale incidenza, dopo essere salita progressivamente sino al 2,58% del 2013, quest'anno è scesa al 2,21%.

TAV. 3.51

Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale"

Numeri indice 2010=100 e variazioni percentuali

	GAS DI CITTÀ E GAS NATURALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	INDICE GENERALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	GAS REALE(A)	VARIAZIONE PERCENTUALE
Gennaio 2013	128,9	7,3%	106,7	2,2%	120,8	5,0%
Febbraio	128,9	7,2%	106,8	1,9%	120,7	5,2%
Marzo	128,9	7,1%	107,0	1,6%	120,5	5,4%
Aprile	124,6	2,0%	107,0	1,1%	116,4	0,9%
Maggio	124,1	1,6%	107,0	1,1%	116,0	0,5%
Giugno	124,0	1,6%	107,3	1,2%	115,6	0,4%
Luglio	123,7	-1,0%	107,4	1,2%	115,2	-2,2%
Agosto	123,7	-1,0%	107,8	1,2%	114,7	-2,2%
Settembre	123,3	-1,4%	107,5	0,9%	114,7	-2,4%
Ottobre	122,0	-3,6%	107,3	0,8%	113,7	-4,3%
Novembre	121,7	-3,9%	107,0	0,7%	113,7	-4,6%
Dicembre	120,7	-4,7%	107,2	0,7%	112,6	-5,4%
ANNO 2013	124,5	0,9%	107,2	1,2%	116,2	-0,3%
Gennaio 2014	120,6	-6,4%	107,4	0,7%	112,3	-7,0%
Febbraio	120,5	-6,5%	107,3	0,5%	112,3	-7,0%
Marzo	120,5	-6,5%	107,4	0,4%	112,2	-6,9%

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

Fonte: Istat, indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

Il segmento "Gas di città e gas naturale" è inserito nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati", che comprende l'insieme di due dei segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire "Energia elettrica" e "Gas di città e gas naturale". Poiché anche il peso del segmento "Energia elettrica" è diminuito nel 2014 (come si è visto nel Capitolo 2 di

questo volume), l'incidenza dei "Beni energetici regolamentati" è passata dal 4,29% del 2013 al 3,82% di quest'anno.

Dopo un lungo periodo di crescita, il prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale" presenta, nel 2013, un'inversione di tendenza ed è in diminuzione a partire dal mese di aprile dello stesso anno, come mostrato dal numero indice. In media d'anno, nel 2013 il prezzo del gas risulta cresciuto dello 0,9% rispetto al 2012. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è salito dell'1,2%, in termini reali la variazione del gas risulta negativa e pari a -0,3%.

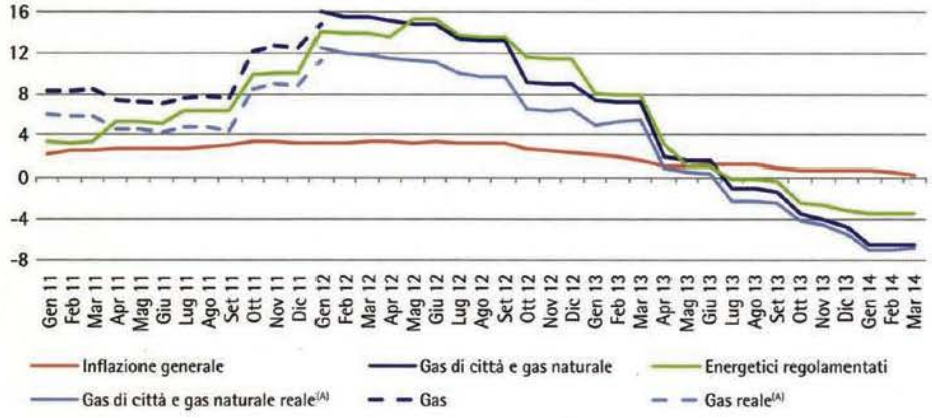
Nel primo trimestre 2014 la diminuzione di prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale" è proseguita, portando a marzo 2014 il tasso di variazione a 12 mesi al -6,5%. Rapportando il corrispondente indice di prezzo (120,5) al suo livello medio del 2013 (124,5), si deduce che l'inflazione acquisita[27] per il 2013 da questo segmento di consumo è pari al -3,2%.

L'andamento del gas ha contribuito significativamente ad abbassare l'inflazione del settore "Beni energetici regolamentati", che dopo il massimo di luglio 2012 (15,3%), nei mesi successivi è scesa continuamente, portandosi su valori negativi (decremento prezzi) a partire da luglio 2013 e raggiungendo a marzo 2014 il livello di -3,4%, con una inflazione acquisita, per il 2014, a tale data pari al -1,4%.

FIG. 3.17

Inflazione generale, dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi quattro anni

Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dell'Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.

L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere valutato anche in confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 3.18).

Al contrario di quanto è accaduto nel 2012, quest'analisi mostra come nel 2013 il gas abbia registrato in Italia l'incremento più basso. Il rincaro dell'1% italiano risulta, infatti, pari a meno della metà della media dei Paesi dell'Unione europea (+2,2), prossimo a quello registrato in Germania (+1,2%) e notevolmente inferiore agli aumenti rilevati in Francia (4,1%), nel Regno Unito (7,7%) e in Spagna (5,7%). I risultati del confronto cambiano se si considerano le variazioni di prezzo negli ultimi tre anni. In questo caso, l'Italia registra un rincaro del 17,1%, sostanzialmente allineato alla media dell'Unione europea (18,2%) e alla Francia (16,5%), ma notevolmente inferiore alla Spagna (30,6%) e al Regno Unito (35,7%); tra i Paesi considerati, solo la Germania presenta un rincaro più contenuto (10,7%).

Le variazioni triennali relative a Italia, Francia e alla media dell'Unione europea risultano lievemente inferiori a quella del petrolio Brent (21,3%).

27 L'inflazione acquisita rappresenta la variazione media dell'indice nell'anno indicato, che si avrebbe ipotizzando che l'indice stesso rimanga al medesimo livello dell'ultimo dato mensile disponibile, nella restante parte dell'anno.

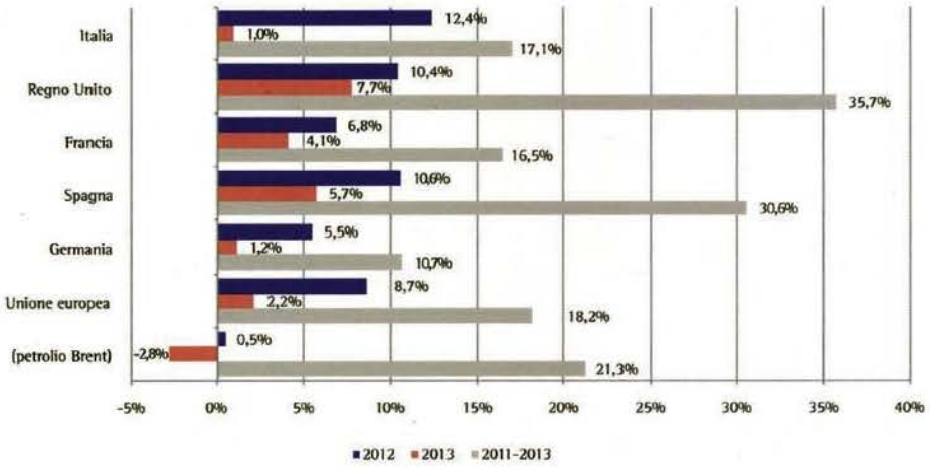


FIG. 3.18

Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2011-2013

Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

Prezzo del gas naturale per il consumatore domestico tipo

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo per il consumatore domestico tipo (Fig. 3.19). Più precisamente, si tratta dell'andamento medio delle condizioni economiche di fornitura[28] che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie (accanto alle condizioni da loro definite per il mercato libero), valorizzate per un consumatore caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m^3 e da un impianto di riscaldamento autonomo. Tale prezzo è calcolato utilizzando un valore medio nazionale per tutte le componenti variabili localmente, tranne che per la distribuzione. Per tale componente viene impiegato il valore dell'ambito nord-orientale, considerato il più rappresentativo.

Il prezzo del gas per il consumatore domestico tipo è aumentato continuativamente sino al primo trimestre 2013, durante il quale ha raggiunto un valore massimo di 92,78 c€/m^3. Tale incremento è attribuibile essenzialmente alla materia prima e ai costi infrastrutturali. Questi ultimi sono aumentati tra la fine del 2011 e l'inizio del 2013 in seguito all'evoluzione delle tariffe degli impianti (distribuzione, misura, trasporto, stoccaggio) e al lieve aumento degli oneri accessori[29].

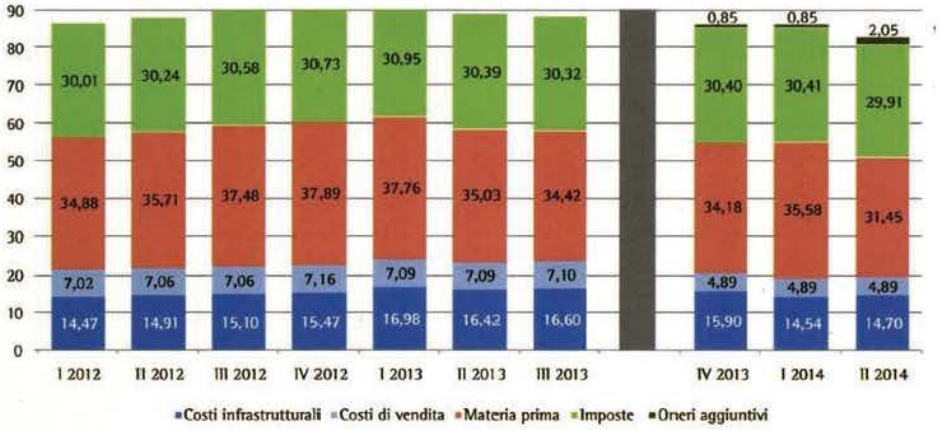
28 Introdotte con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138, e attualmente disciplinate dall'Allegato A (TIVG) della delibera ARG/gas 64/09.

29 In particolare la componente RE (incentivi per gli interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di incremento dell'efficienza energetica di piccole dimensioni) e, in misura inferiore, la componente RS (incentivi al miglioramento della qualità nella distribuzione del gas).

FIG. 3.19

Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo(A)

c€/m³; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³



(A) A seguito della riforma delle condizioni economiche di fornitura, dal quarto trimestre 2013 la serie storica non è più comparabile con quella degli anni precedenti relativamente alle componenti dei costi infrastrutturali, dei costi di vendita e della materia prima.

Fonte: AEEGSI.

L'andamento della materia prima richiede una disamina più articolata. La crescita registrata sino a inizio 2013 è dipesa essenzialmente dall'incremento delle quotazioni internazionali di petrolio, olio combustibile e gasolio, cui i contratti di approvvigionamento a lungo termine del gas erano collegati. A tale dinamica si sono affiancati i provvedimenti dell'Autorità volti a ridurre la dipendenza degli aggiornamenti dai contratti di importazione a lungo termine, introducendo gradualmente una ponderazione tra i contratti suddetti e i prezzi che si formano sui mercati a breve termine del gas (mercati spot), da tempo caratterizzati da una condizione di eccesso di offerta dovuta alla disponibilità di gas non convenzionale e al calo della domanda. Nel dettaglio, in attuazione delle misure contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 (c.d. "cresci-Italia"), la delibera 30 marzo 2012, 116/2012/R/gas, ha previsto che dal secondo trimestre 2012 l'aggiornamento della materia prima venga calcolato, per una quota iniziale del 3%, in base ai prezzi che si formano sul mercato spot europeo, con riferimento alla piattaforma olandese denominata *Title Transfer Facility* (TTF). La quota suddetta, elevata al 5% nel corso dell'anno, è stata fissata al 20% a partire dal secondo trimestre 2013 (delibera 28 marzo 2013, 125/2013/R/gas). Tali interventi hanno consentito un aggancio via via crescente con i prezzi dei mercati spot, più bassi di quelli rinvenienti dai contratti a lungo termine, permettendo da principio di contenere gli aumenti della materia prima nel corso del 2012, per poi pervenire a una lieve riduzione di tale componente nel primo trimestre 2013, a una sua forte diminuzione nel secondo trimestre (-7,2%, corrispondente a -2,7 c€/m³) e a un ulteriore ribasso nel terzo (-0,6 c€/m³). Tale dinamica si è riflessa nel prezzo complessivo, che dopo il massimo di 92,78 c€/m³ è sceso a 88,44 c€/m³ nel terzo trimestre 2013, con una diminuzione del 4,7%.

Col quarto trimestre del 2013 il processo di riforma della metodologia di calcolo delle condizioni di fornitura del servizio di tutela ha trovato pieno compimento. Il riferimento ai contratti a lungo termine è stato completamente eliminato e sostituito al 100% con il prezzo che si forma sul mercato a breve termine. In attesa che diventi pienamente operativo il mercato a termine italiano, previsto dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, è stato mantenuto il riferimento alle quotazioni che si formano sul mercato olandese TTF. Ma oltre a modificare le quotazioni di riferimento, la riforma ha anche cambiato la struttura del meccanismo di calcolo, modificandone le voci e il loro contenuto. In particolare la nuova materia prima, oltre al costo di acquisto sulla piazza TTF (rappresentato dall'elemento $P_{FOR,t}$), comprende i seguenti elementi:

- i costi di trasporto da tale piazza sino al PSV della piattaforma italiana di negoziazione, gestita da Snam Rete Gas (elementi Q_{Tint}, QT_{PSV}, QT_{MCV});
- i costi dell'attività di approvvigionamento e dei rischi connessi

con la stessa (componente CCR), tra cui, per esempio, le oscillazioni climatiche (con le conseguenti ricadute sui prezzi) e gli scostamenti tra le quantità acquistate e quelle effettivamente vendute (rischio volumi).

Le vecchie voci QE (componente energia) e QCI (quota commercializzazione all'ingrosso) sono state eliminate in quanto sostituite dagli elementi sopra riportati.

La nuova formulazione di calcolo ha reso, inoltre, necessarie alcune modifiche in alcune delle componenti relative ai costi infrastrutturali. In primo luogo la componente trasporto (QT) è stata rimodulata per tenere conto di quanto già ricompreso nella materia prima. Quest'ultima, inoltre, comprende implicitamente anche i costi di stoccaggio, sia in relazione alla modulazione stagionale (differenza di fabbisogni e prezzi tra estate e inverno), sia per la copertura di eventi eccezionali.

Conseguentemente, la vecchia componente QS (quota stoccaggi) è stata eliminata.

Per contro, la transizione al nuovo sistema ha reso necessaria l'introduzione di meccanismi di adeguamento, che si sostanziano nelle seguenti voci:

- la componente gradualità, volta a coprire i costi che le imprese di vendita devono sostenere per ristrutturare il proprio portafoglio di approvvigionamento al fine di ottenere una appropriata ripartizione tra contratti di breve e lungo termine;
- la componente pro rinegoziazioni, volta a incentivare la rinegoziazione dei contratti a lungo termine, al fine di adeguarne le clausole ai mutamenti economici e regolatori intervenuti, nonché a finanziare un meccanismo di parziale protezione dei clienti finali dalla maggiore variabilità dei prezzi che caratterizza i mercati a breve termine.

I cambiamenti sopra descritti fanno si che le serie storiche, e nello specifico il grafico riportato nella figura 3.19, presentino una discontinuità strutturale in corrispondenza al quarto trimestre 2013.

In termini di ricadute sul cliente domestico tipo, il completamento della riforma nel quarto trimestre 2013 ha determinato nel prezzo complessivo una riduzione di 2,2 c€/m^3, pari a -2,5% rispetto al trimestre precedente.

Nel primo trimestre 2014 il prezzo è rimasto stabile, in quanto il rialzo stagionale della materia prima è stato compensato dalla riduzione nella componente per le tariffe di distribuzione e in quella destinata al Fondo per le iniziative di efficienza energetica (RE). Nel secondo trimestre 2014 (decorrenza 1 aprile), vi è stato un nuovo e significativo decremento di prezzo (3,26 c€/m^3, pari a -3,8%), dovuto essenzialmente alla materia prima, la cui riduzione è stata in parte assorbita dalla componente per la rinegoziazione.

Dal primo trimestre 2013 a oggi si registra una diminuzione di circa 10 c€/m^3 (oltre il 10%) nel prezzo complessivo.

All'1 aprile 2014 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m^3 e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.20) risulta composto per il 64% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 36% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). Il costo della materia prima incide sul prezzo complessivo del gas per il 37,9%, i costi di commercializzazione al dettaglio per il 5,9%, gli oneri di gradualità per il 2,5% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il 17,7%.

Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione locale, che incide per il 14,4% sul valore complessivo, mentre il peso dei costi di trasporto è pari al 3,3%.

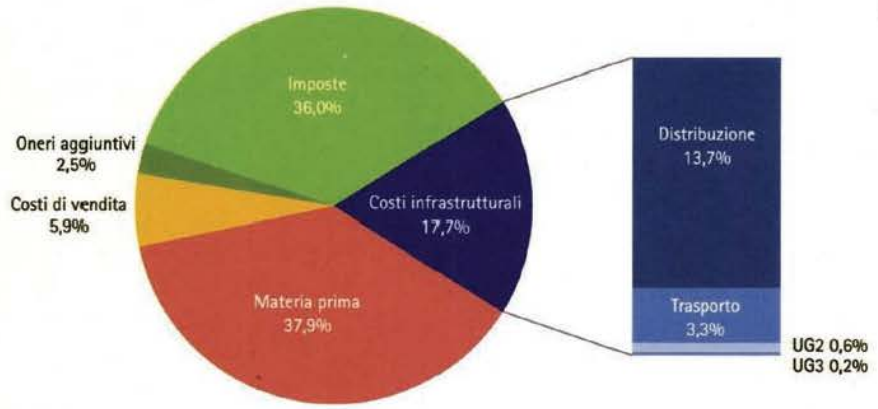
La tavola 3.55 mostra infine il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale. Il valori dell'accisa ordinaria riportati nella tavola per le varie fasce di consumo annuo sono quelli in vigore ad aprile 2014. Si tratta delle aliquote stabilite ai sensi del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, che nel recepire la direttiva europea 2003/96/CE ha completamente riformato la tassazione dei prodotti energetici in Italia.

Rispetto all'anno precedente vi è da registrare una variazione nell'addizionale regionale della Calabria e il passaggio dell'aliquota IVA superiore dal 21% al 22%.

FIG. 3.20

Composizione percentuale all'1 aprile 2014 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³



Fonte: AEEGSI.

TAV. 3.52

Imposte sul gas

Aprile 2014; c€/m³ per le accise e aliquote percentuali per l'IVA

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
Fascia di consumo annuo	< 120 m³	120-480 m³	480-1.560 m³	> 1.560 m³	< 1,2 M(m³)	> 1,2 M(m³)
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno[A]	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE[B]						
Piemonte	2,2000	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249	0,5200
Veneto	0,7747	2,3241	2,5823	3,0987	0,6249	0,5165
Liguria						
– zone climatiche C e D	2,2000	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249	0,5200
– zona climatica E	1,5500	1,5500	1,5500	1,5500	0,6249	0,5200
– zona climatica F	1,0300	1,0300	1,0300	1,0300	0,6249	0,5200
Emilia Romagna	2,2000	3,09874	3,09874	3,09874	0,6249	0,51646
Toscana	2,2000	3,0987	3,0987	3,0987	0,6000	0,5200
Umbria	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165
Marche	1,5500	1,8100	2,0700	2,5800	0,6249	0,5200
Lazio						
– territori ex Cassa del Mezzogiorno[A]	1,9000	3,0990	3,0990	3,0990	0,6249	0,5160
– altre zone	2,2000	3,0990	3,0990	3,0990	0,6249	0,5160
Abruzzo						
– zone climatiche E e F	1,0330	1,0330	1,0330	1,0330	0,6240	0,5160
– altre zone	1,9000	2,3241	2,5823	2,5823	0,6240	0,5160
Molise	1,9000	3,0987	3,0987	3,0987	0,6200	0,5200
Campania	1,9000	3,1000	3,1000	3,1000	0,6249	0,5200
Puglia	1,9000	3,0980	3,0980	3,0980	0,6249	0,51646

TAV. 3.52 - SEGUE

Imposte sul gas

Aprile 2014; c€/m³ per le accise e aliquote percentuali per l'IVA

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
Fascia di consumo annuo	< 120 m³	120-480 m³	480-1.560 m³	> 1.560 m³	< 1,2 M(m³)	> 1,2 M(m³)
Basilicata	1,9000	2,5823	2,5823	2,5823	0,6249	0,51646
Calabria	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646
ALIQUOTA IVA (%)	10	10	22	22	10(D)	10(D)

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.
(B) L'addizionale regionale si applica sui consumi nelle regioni a statuto ordinario; non si applica nelle regioni a statuto speciale. La Regione Lombardia ha disapplicato l'addizionale dal 2002 (legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27).
(C) L'addizionale regionale e l'imposta sostitutiva non si applicano, inoltre, ai consumi per: autotrazione; produzione e autoproduzione di energia elettrica; forze armate per gli usi consentiti; ambasciate, consolati e altre sedi diplomatiche; organizzazioni internazionali riconosciute e ai membri di tali organizzazioni, nei limiti e alle condizioni fissate dalle relative convenzioni o dagli accordi; impieghi considerati fuori campo di applicazione delle accise.
(D) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota è quella ordinaria.

Fonte: AEEGSI.

Prezzo del GPL per il consumatore domestico tipo

Come stabilisce il Titolo III del TIVG, gli esercenti la vendita di gas devono applicare le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità ai clienti finali con fornitura di GPL o di gas manifatturati. iLe condizioni economiche di fornitura di GPL si articolano in tre componenti unitarie: quella relativa all'approvvigionamento, quella relativa al servizio di distribuzione e misura e quella relativa alla vendita al dettaglio.

La componente relativa all'approvvigionamento comprende il costo della materia prima, il costo del trasporto e l'imposta di fabbricazione. A partire da ottobre 2011 (delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11), l'elemento relativo alla materia prima viene calcolato mensilmente anziché trimestralmente, al fine di rendere i prezzi applicati ai clienti finali più allineati temporalmente con i costi sostenuti dagli esercenti. L'Autorità aggiorna all'inizio di ogni mese tale componente sulla base dell'andamento delle quotazioni internazionali del propano relative al mese precedente.

Con lo stesso provvedimento, l'Autorità ha anche modificato il valore della componente a copertura dei costi di vendita al dettaglio. In particolare, è stato stabilito che, nel caso di vendita di GPL, tale componente sia articolata in una quota variabile espressa in €/m³ e abbia una validità biennale. Il valore applicato dall'1 gennaio 2014 è pari a 0,176 €/m³ e resterà in vigore sino al 31 dicembre 2015.

Anche le modalità di calcolo dell'elemento a copertura dei costi di trasporto sono state rinnovate nel 2011. Infatti, con la delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11, l'Autorità ha disposto che il valore di tale elemento sia legato:

- al valore in vigore nell'anno precedente l'aggiornamento;
- al tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti l'aggiornamento, composto dalla somma del 50% del tasso di variazione dei prezzi al consumo per famiglie di operai e impiegati e del 50% del tasso di variazione del prezzo del gasolio per mezzi di trasporto, entrambi rilevati dall'Istat;
- al tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

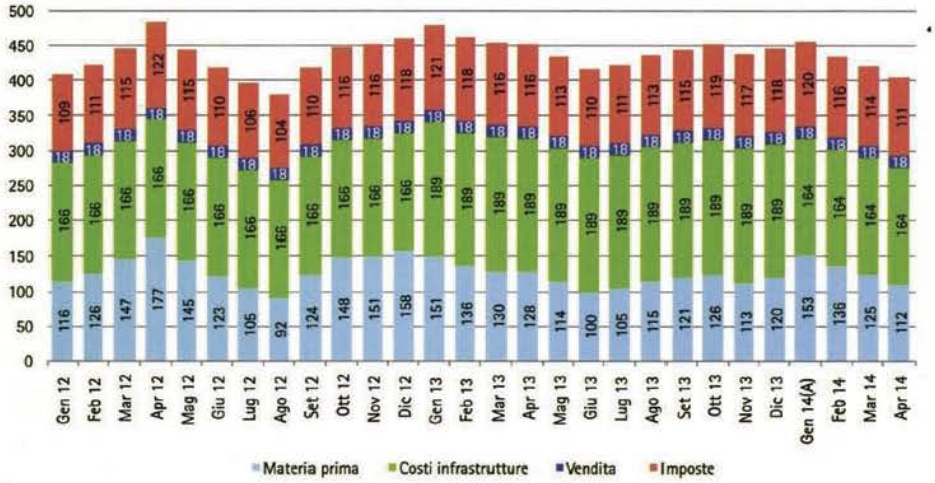
Nella componente approvvigionamento rientra anche l'imposta di fabbricazione, che viene applicata alla materia prima come fatturata all'uscita dalla raffineria o dal deposito. L'imposta è stata fissata, dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 15 gennaio 1999, in misura pari a 189,94458 € per 1.000 kg su tutto il territorio nazionale. La componente a copertura dei costi di distribuzione e misura viene determinata secondo la RTDG, approvata per il periodo di regolazione 2014-2019 con la delibera 573/2013/R/gas. Ai sensi della RTDG, sono oggetto di regolazione le reti canalizzate gestite in concessione e che servono almeno 300 punti di riconsegna. Sulla base dei costi del servizio determinati dall'Autorità, ciascuna impresa distributrice predispone delle opzioni tariffarie, differenziate per ambito tariffario. L'ambito tariffario è costituito dall'insieme delle località appartenenti alla medesima regione e servite dalla stessa impresa distributrice.

L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL, caratterizzato da un consumo annuo di 286 m³, è illustrato nella figura 3.21.

FIG. 3.21

Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo

c€/m³; famiglia con consumo annuo di 286 m³



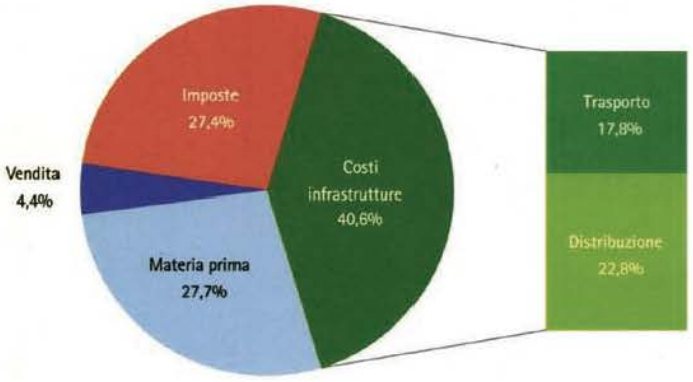
Fonte: AEEGSI.

La volatilità dei costi internazionali del propano si riflette nella variabilità della componente materia prima, la quale, partendo da un valore, a gennaio 2013, pari a 151 c€/m³, è poi diminuita sino a giugno 2013, quando ha toccato il minimo di 100 c€/m³. Dal mese successivo è iniziata una fase di crescita che, salvo la parentesi di novembre, è durata sino a gennaio 2014, quando è stato raggiunto il massimo di 153 c€/m³. È poi seguita una nuova fase di diminuzioni, che hanno condotto ai 112 c€/m³ di aprile 2014.

FIG. 3.22

Composizione percentuale all'1 aprile 2014 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con consumo annuo di 286 m³



Fonte: AEEGSI.

La figura 3.22 mostra la composizione del prezzo medio pagato dal cliente tipo per la fornitura di GPL all'1 aprile 2014.

A tale data, il prezzo per una famiglia italiana che consuma 286 m³ di GPL è pari a 404 c€/m³ e risulta composto per il 73,6% da componenti a copertura dei costi e per il restante 27,4% dalle imposte. Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del GPL per il 27,7% (nel gas naturale l'incidenza è di circa il 38%), i costi di commercializzazione pesano per il 4,4% (nel gas naturale sono pari al 5,9%) e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture costituiscono il restante 41% (mentre nel gas naturale rappresentano il 17,7%). Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione locale, che incide per il 22,8% sul valore complessivo, mentre il peso dei costi di trasporto è pari al 17,8%.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale

La regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale, è disciplinata dalla delibera 1 ottobre 2009, ARG/gas 141/09, per il periodo 2010-2013. Le tavole 3.53, 3.54 e 3.55 illustrano i dati relativi alla sicurezza del servizio per il periodo 2011- 2013, con riferimento alle principali imprese di trasporto, dalle quali risulta che:

- la percentuale di rete ispezionata con "pig" rispetto al totale della rete soggetta a sorveglianza/vigilanza registra un costante, seppur modesto, incremento;
- la percentuale di rete in acciaio con protezione catodica efficace ha raggiunto valori elevati; in particolare nel 2013 si è registrato un incremento di circa l'1% rispetto al 2011-2012;
- il numero delle emergenze di servizio è molto contenuto e le cause che le hanno determinate sono riconducibili a eventi naturali e a terzi.

TAV. 3.53

Rete sottoposta a sorveglianza e ispezione nel periodo 2011-2013

km

ANNO	ESTENSIONE RETE	LUNGHEZZA RETE SORVEGLIATA CON AUTOMEZZO/PIEDI	LUNGHEZZA RETE SOTTOPOSTA A VIGILANZA AEREA	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA CON "pig"(A)	% RETE ISPEZIONATA CON "pig"(A)
2011	33.329	18.711	14.215	1.965	6,0%
2012	33.886	18.394	15.006	2.594	7,6%
2013	33.955	18.136	15.441	2.873	8,5%

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.54

Protezione catodica delle reti nel periodo 2011-2013

km

ANNO	ESTENSIONE RETE	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA CATODICAMENTE	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
2011	33.329	32.814	515	98,5%
2012	33.886	33.398	488	98,6%
2013	33.955	33.772	183	99,5%

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.55

Emergenze di servizio nel periodo 2011-2013

Numero di fuori servizio

ANNO	ESTENSIONE RETE	LUNGHEZZA RETE SORVEGLIATA CON AUTOMEZZO/PIEDI	LUNGHEZZA RETE SOTTOPOSTA A VIGILANZA AEREA	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA CON "pig"(A)	% RETE ISPEZIONATA CON "pig"(A)
2011	1	0	0	0	1
2012	1	2	0	0	4(A)
2013	1	0	0	0	1

(A) Le cause che hanno determinato un evento di emergenza di servizio sono ancora in fase di accertamento da parte dell'autorità giudiziaria.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas naturale, nelle tavole 3.56, 3.57 e 3.58 sono riportati i dati relativi alle interruzioni di servizio e ai casi di mancato rispetto del valore di pressione minima contrattuale al punto di riconsegna, dai quali si evince che, dal 2011 al 2013:

- il numero annuo delle interruzioni con adeguato preavviso ha avuto un andamento altalenante mentre è in costante crescita il numero di utenti del servizio di trasporto coinvolti;
- nel 2013 si registra, rispetto ai due anni precedenti, un notevole incremento del numero sia delle interruzioni senza adeguato preavviso, sia degli utenti coinvolti;
- il numero annuo dei punti di riconsegna che hanno subito una o più interruzioni non dovute a emergenze di servizio, è in costante diminuzione;
- i casi di mancato rispetto dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale sono numericamente poco significativi.

TAV. 3.56

Interruzioni di servizio con e senza adeguato preavviso nel periodo 2011-2013

	INTERRUZIONI CON ADEGUATO PREAVVISO			INTERRUZIONI SENZA ADEGUATO PREAVVISO		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Numero di interruzioni	352	677	550	7	17	38
Numero di utenti coinvolti	4.880	5.027	6.077	10	103	379
Durata media (ore)	15,6	17,9	17,3	10,9	114,4	94,2

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.57

Interruzioni del servizio che hanno coinvolto uno stesso punto di riconsegna nel periodo 2011-2013

Numero di punti di riconsegna che nell'anno di riferimento hanno subito N interruzioni non derivate da emergenze di servizio

NUMERO DI INTERRUZIONI SUBITE DAL PUNTO DI RICONSEGNA	2011	2012	2013
N = 1	736	717	537
N = 2	45	9	1
N = 3	3	0	1
N > 3	0	0	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.58

Mancato rispetto dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna nel periodo 2011-2013

NUMERO DI CASI DI MANCATO RISPETTO	2011	2012	2013
Causa di forza maggiore	0	0	0
Causa di terzi	0	1	0
Causa dell'impresa di trasporto	1	0	0
TOTALE	1	1	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

La qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale disciplina le prestazioni richieste alle imprese di trasporto dagli utenti del servizio, compresi i clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto, attraverso standard di qualità, generali e specifici, e indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici. Nelle tavole 3.59 e 3.60 sono riportati i principali dati, riguardanti rispettivamente le prestazioni, soggette a indennizzo automatico e non soggette a indennizzo automatico, per gli utenti del servizio di trasporto.

Analizzando i dati contenuti nelle suddette tavole, si può constatare che dal 2011 al 2013:

- i casi di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità commerciale sono numericamente poco significativi;
- il trend delle prestazioni soggette a livelli generali registra un generale decremento; inoltre, i casi di mancato rispetto sono numericamente nulli sia nell'anno 2012, sia nell'anno 2013.

TAV. 3.59

Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel periodo 2011-2013

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	2011			2012			2013		
		RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di comunicazione agli utenti di documentazione non idonea alla cessione di capacità	2 giorni lavorativi	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0
Tempo di comunicazione agli utenti di documentazione irricevibile per il trasferimento di capacità	1 giorno lavorativo	14	0,2	0	2	0,5	0	0	0	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato	2 giorni lavorativi	50	1,0	1	30	0,7	0	1.631	0,7	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative all'attività di discatura dei punti di riconsegna	3 giorni lavorativi	366	1,1	0	517	1,0	1	531	0,9	0

TAV. 3.59 - SEGUE

Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel periodo 2011-2013

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	2011			2012			2013		
		RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura	15 giorni lavorativi	36	12,5	0	48	9,8	0	17	8,5	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte di modifica della pressione minima contrattuale	20 giorni lavorativi	3	14,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte di riprogrammazione degli interventi manutentivi	5 giorni lavorativi	66	2,7	0	55	2,2	0	48	2,6	0
TOTALE	-	535	-	1	652	-	1	2.227	-	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.60

Prestazioni non soggette a indennizzo automatico nel periodo 2011-2013

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	2011			2012			2013		
		RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Percentuale minima di preventivi per la realizzazione di nuovi punti o il potenziamento di punti esistenti, comunicati entro il tempo massimo di 40 giorni lavorativi	90%	104	37,1	0	87	36,1	0	102	36,6	0
Percentuale minima di risposte motivate a richieste relative al servizio di trasporto comunicate entro il tempo massimo di 20 giorni lavorativi	90%	430	11,7	13	415	9,3	0	337	9,1	0
TOTALE	-	534	-	13	502	-	0	439	-	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

Qualità del gas

Con la delibera 6 settembre 2005, n. 185, e sue successive modifiche e integrazioni, l'Autorità ha introdotto le disposizioni cui ogni impresa di trasporto deve attenersi al fine di garantire un monitoraggio più puntuale della misura del potere calorifico superiore (PCS) e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale fornito ai clienti finali. La delibera attribuisce all'impresa di trasporto la responsabilità della misura e del controllo dei parametri di qualità del gas, in modo che la misura sia affidabile e tempestiva, e stabilisce che gli apparati di misura siano resi accessibili per eventuali controlli da parte dell'Autorità; ciò vale anche per i proprietari dei sistemi di misura, nel caso essi siano diversi da un'impresa di trasporto.

Nei punti di ingresso delle reti di trasporto, il provvedimento prescrive la misura e il controllo del PCS e di altri parametri di qualità del gas, mentre all'interno delle reti di trasporto la delibera impone la misura del potere calorifico del gas tramite gascromatografi.

Sulla base dei dati forniti dai trasportatori di gas naturale si rileva che nell'anno termico 2012-2013 risultano installati 341 gascromatografi, a fronte dei 329 dell'anno termico precedente, di cui 258 nei punti di misura dell'area omogenea di prelievo, 83 nei punti di ingresso della rete di trasporto e 28 nei punti di interconnessione delle reti di trasporto. Relativamente alla proprietà degli apparati, i dati comunicati dai trasportatori evidenziano che 212 appartengono alle stesse imprese e 129 appartengono a terzi.

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas naturale

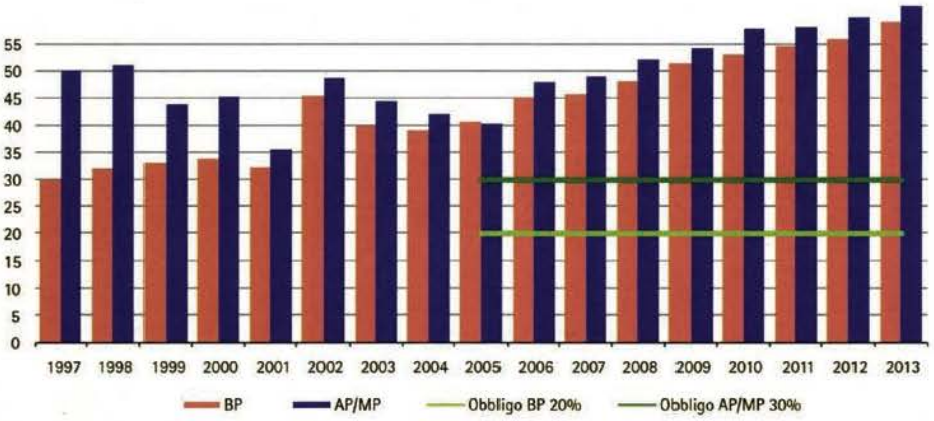
La delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* - Parte I, *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RQDG), disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste vi sono il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito sia di ispezione, sia di segnalazione da parte di terzi, e l'odorizzazione del gas. La regolazione, introdotta già a partire dal 2000, ha un unico obiettivo: minimizzare il rischio di esplosioni, di scoppi e di incendi provocati dal gas distribuito e dunque ha come fine la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito.

I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas, alcuni a partire dal 1997, altri con stretto riferimento all'attività svolta nell'anno oggetto della presente *Relazione Annuale*.

La figura 3.23 mostra l'ispezione della rete a partire dal 1997. Anche nel 2013 si registra il trend crescente delle quantità ispezionate. Infatti, tenendo conto dei livelli minimi previsti dall'attuale regolazione (30% per la media e l'alta pressione e 20% per la bassa pressione), i valori dell'ispezione sia della rete in bassa pressione, sia della rete in alta e media pressione dell'intero settore del gas si attestano su valori maggiori del 59%. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni della rete favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas.

FIG. 3.23

Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2013



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

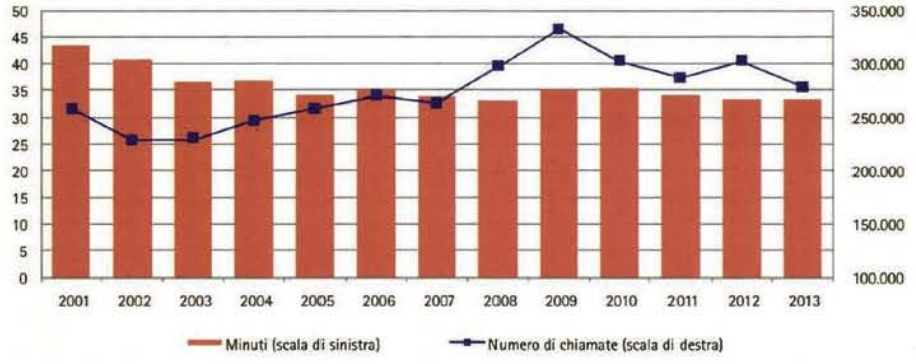
Per quanto riguarda l'attività di pronto intervento, il grafico della figura 3.24 mostra che nel 2013 si registra un tempo di arrivo sul luogo di chiamata pari a un valore medio nazionale inferiore a 35 minuti, valore che è quasi la metà del tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti e che, rispetto agli anni precedenti, è in ulteriore flessione. In relazione alle chiamate di pronto intervento, rispetto all'anno 2012, si registra una diminuzione. L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate introdotto dalla RQDG a partire dall'1 luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in modo sempre più preciso. Inoltre, va aggiunto che la platea delle imprese obbligate a partecipare ai recuperi di sicurezza sta progressivamente aumentando e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei recuperi di sicurezza dell'intero ambito provinciale cui appartiene l'impianto di distribuzione.

Nonostante i segnali di miglioramento, l'attenzione dell'Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta. Infatti, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas. Solo attraverso di esso, se svolto tempestivamente e nel rispetto delle disposizioni stabilite in materia dall'Autorità nella RQDG, si possono evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

FIG. 3.24

Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2013

Numero di chiamate e tempo di arrivo sul luogo di chiamata (in minuti)



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

Le tavole 3.61 e 3.62 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2012 e 2013, suddivise per localizzazione, ovvero a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione con la suddivisione delle stesse in base all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazione da parte di terzi). Ogni tipologia di dispersione è fornita disaggregata per classe di pericolosità (A1, A2, B e C). La classe A1, per esempio, è la dispersione di massima pericolosità che richiede una riparazione immediata, e comunque entro le 24 ore successive all'ora della sua localizzazione[30].

TAV. 3.61

Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	985	1.207	1.105	1.263	4.560
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	193	204	449	299	1.145
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	660	133	690	558	2.041
Su gruppo di misura	805	19	43	211	1.078
TOTALE ANNO 2012	2.643	1.563	2.287	2.331	8.824
Su rete	819	1.150	1.038	1.131	4.138
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	165	176	446	348	1.135
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	427	76	453	551	1.507
Su gruppo di misura	687	12	59	211	969
TOTALE ANNO 2013	2.098	1.414	1.996	2.241	7.749

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.62

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	2.264	650	695	787	4.396
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	3.828	1.206	1.111	1.670	7.815
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	20.241	4.810	6.492	29.729	61.272
Su gruppo di misura	20.355	3.500	4.047	30.566	58.468
TOTALE ANNO 2012	46.688	10.166	12.345	62.752	131.951
Su rete	2.017	645	741	924	4.327
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	3.549	1.140	1.051	1.814	7.554
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	20.370	5.097	6.056	29.831	61.354
Su gruppo di misura	17.297	3.585	2.979	26.847	50.708
TOTALE ANNO 2013	43.233	10.467	10.827	59.416	123.943

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

30 I dati relativi al 2012 sono stati rettificati a causa di un errore materiale segnalato da un distributore.

Esaminando i dati contenuti nelle tavole 3.61 e 3.62 risulta che dal 2012 al 2013:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sono passate da 8.824 a 7.749; sono diminuite anche le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata (da 5.705 nel 2012 a 5.273 nel 2013), nonché le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (da 3.119 nel 2012 a 2.476 nel 2013);
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi anche nel 2013 sono diminuite, passando da 131.951 a 123.943; in particolare le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose, si sono lievemente ridotte (da 12.211 nel 2012 a 11.881 nel 2013); una diminuzione si è registrata anche per le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (da 119.740 nel 2012 a 112.062 nel 2013);
- disaggregando queste ultime, le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi relative a impianti di derivazione di utenza su parte aerea sono aumentate (da 61.272 nel 2012 a 61.354 nel 2013), mentre quelle relative ai gruppi di misura sono diminuite (da 58.468 nel 2012 a 50.708 del 2013).

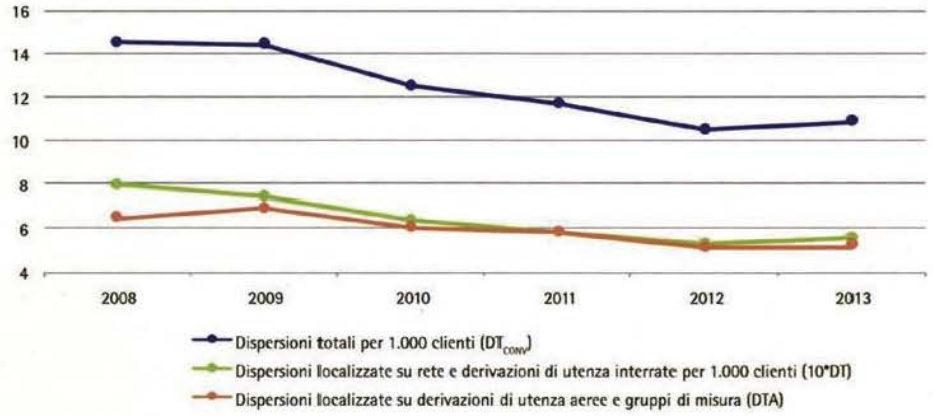
Va evidenziato che l'attuale regolazione spinge il sistema verso livelli di sicurezza del servizio di distribuzione del gas sempre maggiori. Più nello specifico, il fenomeno è da ricondurre all'effetto combinato prodotto dall'attività di vigilanza effettuata dall'Autorità, ma anche da un sistema di premi e penalità che, tra l'altro, ha l'obiettivo di ridurre le dispersioni di gas segnalate da terzi sulle reti. Le dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi A1, generalmente le più pericolose, sono diminuite di un ulteriore 7% rispetto alla riduzione già registrata dal 2011 al 2012.

La figura 3.25 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti per gli ambiti provinciali soggetti alla regolazione incentivante: si evidenzia un significativo trend decrescente, pressoché costante per le dispersioni localizzate su rete interrata (10*DT), e per quelle su rete aerea (DTA); nel 2013 entrambi i parametri 10*DT e DTA si sono attestati a poco più di cinque dispersioni per migliaio di clienti finali.

FIG. 3.25

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti

Ambiti provinciali soggetti a regolazione incentivante - Periodo 2008-2013



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

La figura 3.26 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti. Si evidenzia come il numero dei controlli del grado di odorizzazione per migliaio di clienti finali sia in crescita.

L'aumento è da ricondurre sia alle campagne sui controlli qualità del gas svolte già a partire dal 2004, sia al meccanismo incentivante l'aumento del numero di odorizzazioni rispetto a quello minimo fissato dalla stessa RQDG.

Quest'ultimo riconosce incentivi alle imprese che effettuano un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità.

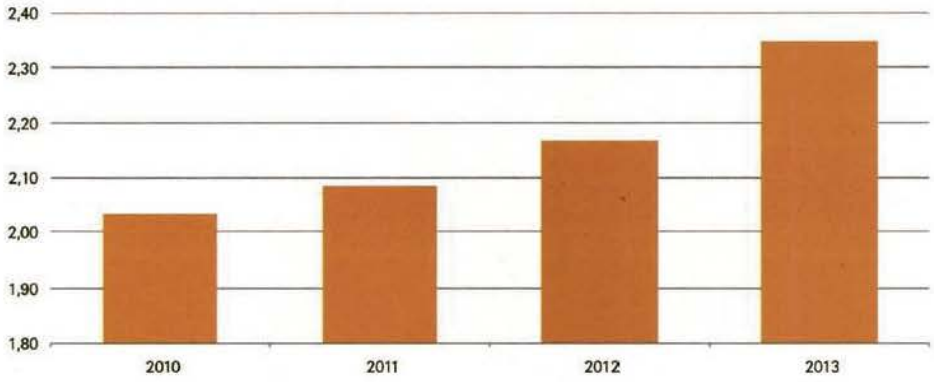


FIG. 3.26

Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti

Ambiti provinciali soggetti a regolazione incentivante

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

Passando al tema della sostituzione della ghisa con giunti di canapa e piombo non ancora risanata, il grafico della figura 3.27 illustra l'andamento della percentuale di sostituzione a partire dal 2009, valutata rispetto all'estensione di tali condotte al 31 dicembre 2003. La RQDG prevede, fra l'altro, l'obbligo di sostituzione, risanamento e dismissione del totale delle condotte di ghisa con giunti di canapa e piombo non ancora risanate secondo un percorso graduale, da completare entro il 31 dicembre 2014. In particolare, il percorso obbligatorio introdotto dalla RQDG, ha stabilito la sostituzione o il risanamento o la dismissione nella misura minima pari al 70% entro il 31 dicembre 2012 per ogni impianto di distribuzione.

Le imprese comunicano annualmente l'estensione della rete in relazione all'anno precedente a quello di riferimento.

La figura fornisce quindi una misura della progressione dell'attività di sostituzione delle condotte di ghisa con giunti di canapa e piombo a livello nazionale per il periodo 2009-2012.

Il costante aumento di tale percentuale sembra essere, nel suo complesso, in linea con il percorso obbligatorio prescritto.

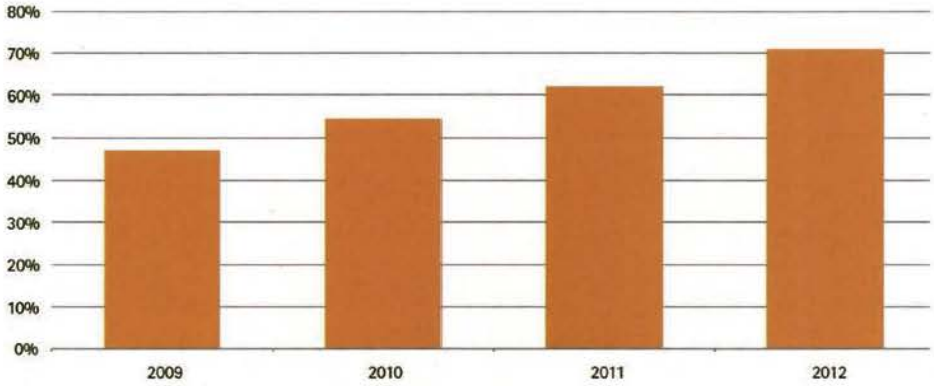


FIG. 3.27

Percentuale di sostituzione della rete di ghisa con giunti di canapa e piombo

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

Passando alle performance per l'anno 2013 relative alle grandi imprese di distribuzione, le tavole 3.63, 3.64, 3.65 e 3.66 descrivono in sintesi quanto accaduto in merito a pronto intervento, ispezioni della rete effettuate, dispersioni registrate e attività di protezione catodica.

La tavola 3.63 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento. Il numero di chiamate sull'impianto è nettamente maggiore di quello registrato a valle del punto di consegna. Si registra, infatti, un numero di chiamate ogni mille clienti finali, rispettivamente pari a 12,97 per le chiamate sull'impianto di distribuzione e a 1,30 per le chiamate a valle del punto di consegna.

TAV. 3.63

Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2013

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	
Società Italiana per il Gas	5.175.236	61.474	11,88	6.946	1,34	68.420
2I Rete Gas	3.807.595	46.284	12,16	2.443	0,64	48.727
A2A Reti Gas	1.216.987	17.840	14,66	3.113	2,56	20.953
Hera	1.114.019	17.811	15,99	1.288	1,16	19.099
Napoletana Gas	752.785	12.817	17,03	1.017	1,35	13.834
Toscana Energia	707.525	9.140	12,92	345	0,49	9.485
E.S.TR.A.	471.883	6.738	14,28	844	1,79	7.582
Azienda Energia e Servizi	469.324	4.138	8,82	675	1,44	4.813
Gas Natural Distribuzione	441.323	5.983	13,56	835	1,89	6.818
Iren Emilia	396.104	5.700	14,39	722	1,82	6.422
Ascopiave	332.173	4.260	12,82	377	1,13	4.637
Genova Reti	324.689	3.619	11,15	231	0,71	3.850
Acegas Aps	265.161	2.314	8,73	546	2,06	2.860
Linea Distribuzione	264.796	4.309	16,27	592	2,24	4.901
Gelsia Reti	206.869	2.360	11,41	367	1,77	2.727
Acsm Agam	185.634	2.002	10,78	196	1,06	2.198
Sgr Reti	172.445	2.213	12,83	274	1,59	2.487
Agsm Distribuzione	155.594	2.581	16,59	446	2,87	3.027
Amga - Azienda Multiservizi	154.470	1.283	8,31	269	1,74	1.552
Amg Energia	149.806	4.074	27,20	93	0,62	4.167
Gei Gestione Energetica Impianti	149.563	2.732	18,27	124	0,83	2.856
Edison D.G.	149.225	1.969	13,19	237	1,59	2.206
Dolomiti Reti	148.309	448	3,02	271	1,83	719
Erogasmet	130.521	2.447	18,75	199	1,52	2.646
AS Retigas	120.672	1.259	10,43	211	1,75	1.470
Azienda Municipale Del Gas	120.291	1.560	12,97	33	0,27	1.593
Multiservizi	117.737	1.965	16,69	253	2,15	2.218
Acam Gas	112.112	1.296	11,56	147	1,31	1.443
Molteni	105.006	1.756	16,72	102	0,97	1.858
Aemme Linea Distribuzione	100.457	1.301	12,95	182	1,81	1.483
TOTALE	18.018.311	233.673	12,97	23.378	1,30	257.051

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

La tavola 3.64 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete per l'anno 2013, relative ai grandi distributori. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione gestiti.

I valori aggregati per impresa sono pressoché tutti maggiori dei minimi previsti dagli obblighi di servizio, che presumono rispettivamente il 20% per la rete in bassa pressione e il 30% per la rete in alta e media pressione.

TAV. 3.64

Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2013

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE RETE(A)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE RETE(A)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	% RETE ISPEZIONATA
Società Italiana per il Gas	26.918	11.605	43,1	20.615	9.338	45,3
2I Rete Gas	33.095	19.794	59,8	23.628	16.046	67,9
A2A Reti Gas	5.688	3.891	68,4	1.856	1.709	92,1
Hera	5.228	3.850	73,6	8.649	5.611	64,9
Napoletana Gas	3.374	1.832	54,3	1.651	966	58,5
Toscana Energia	4.099	1.632	39,8	2.916	1.576	54,1
E.S.TR.A.	3.268	3.263	99,8	2.486	2.475	99,6
Azienda Energia e Servizi	1.121	441	39,3	211	61	28,8
Gas Natural Distribuzione	3.447	1.244	36,1	2.774	1.373	49,5
Iren Emilia	2.947	1.969	66,8	2.945	2.558	86,9
Ascopiave	4.302	4.302	100,0	2.259	2.259	100,0
Genova Reti	1.226	895	72,9	428	334	78,1
Acegas Aps	1.691	1.422	84,1	448	413	92,2
Linea Distribuzione	2.187	1.478	67,6	976	618	63,3
Gelsia Reti	1.422	1.357	95,4	344	317	92,2
Acsm Agam	1.195	846	70,8	357	248	69,4
Sgr Reti	1.272	337	26,5	1.422	470	33,1
Agsm Distribuzione	1.098	646	58,9	472	270	57,3
Amga - Azienda Multiservizi	1.817	592	32,6	737	210	28,6
Amg Energia	582	582	100,0	323	323	100,0
Gei Gestione Energetica Impianti	1.737	1.737	100,0	723	723	100,0
Edison D.G.	1.451	1.218	84,0	1.173	942	80,3
Dolomiti Reti	1.489	790	53,0	752	385	51,2
Erogasmet	1.141	1.141	100,0	467	467	100,0
AS Retigas	1.000	520	52,0	1.153	464	40,3
Azienda Municipale Del Gas	459	365	79,5	127	127	100,0
Multiservizi	619	163	26,3	658	207	31,5
Acam Gas	1.126	382	33,9	296	127	42,9
Molteni	367	367	100,0	974	974	100,0
Aemme Linea Distribuzione	785	575	73,3	193	193	99,6
TOTALE	116.149	69.234	59,6	82.013	51.786	63,1

(A) L'estensione della rete è comprensiva di quella degli impianti dei comuni in avviamento, in subentro e persi in corso d'anno. Inoltre, nel calcolo della percentuale della rete ispezionata sono inclusi i dati relativi agli impianti per i quali il distributore si è avvalso della deroga ai sensi dell'art. 12, comma 12.3, della RQDG.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

La tavola 3.65 illustra il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2013.

La tavola 3.66 illustra il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2013.

TAV. 3.65

Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2013

Lunghezza reti in km

ESERCENTE	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA RETE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	NUMERO DISPERSIONI DA RETE ISPEZIONATA	NUMERO DISPERSIONI PER KM DI RETE ISPEZIONATA	NUMERO DISPERSIONI SEGNALATE DA TERZI	NUMERO DISPERSIONI PER KM SU SEGNALAZIONE DI TERZI
Società Italiana per il Gas	9,19	47.533	20.943	1.242	0,06	23.834	0,50
2I Rete Gas	14,91	56.723	35.840	477	0,01	22.856	0,40
A2A Reti Gas	6,20	7.544	5.600	1.200	0,21	10.979	1,46
Hera	12,46	13.877	9.461	723	0,08	9.757	0,70
Napoletana Gas	6,67	5.025	2.798	55	0,02	6.313	1,26
Toscana Energia	9,92	7.015	3.208	96	0,03	3.625	0,52
E.S.TR.A.	12,35	5.754	5.738	139	0,02	2.044	0,36
Azienda Energia e Servizi	2,84	1.332	501	9	0,02	1.730	1,30
Gas Natural Distribuzione	14,23	6.221	2.618	11	0,00	2.585	0,42
Iren Emilia	14,92	5.892	4.528	76	0,02	3.125	0,53
Ascopiave	19,75	6.561	6.561	138	0,02	2.050	0,31
Genova Reti	5,10	1.654	1.229	1.235	1,00	2.097	1,27
Acegas Aps	8,07	2.139	1.836	151	0,08	1.086	0,51
Linea Distribuzione	11,91	3.163	2.096	127	0,06	1.865	0,59
Gelsia Reti	8,53	1.765	1.674	2	0,00	963	0,55
Acsm Agam	8,36	1.553	1.094	18	0,02	676	0,44
Sgr Reti	15,62	2.694	807	3	0,00	964	0,36
Agsm Distribuzione	10,09	1.570	917	41	0,04	892	0,57
Amga - Azienda Multiservizi	16,53	2.554	802	14	0,02	381	0,15
Amg Energia	6,04	905	905	0	-	2.134	2,36
Gei Gestione Energetica Impianti	16,45	2.461	2.461	11	0,00	1.253	0,51
Edison D.G.	17,59	2.624	2.160	51	0,02	1.007	0,38
Dolomiti Reti	15,11	2.241	1.175	10	0,01	200	0,09
Erogasmet	12,32	1.608	1.608	51	0,03	1.091	0,68
AS Retigas	17,84	2.153	984	16	0,02	779	0,36
Azienda Municipale Del Gas	4,87	586	492	7	0,01	527	0,90
Multiservizi	10,85	1.277	370	5	0,01	954	0,75
Acam Gas	12,78	1.421	509	57	0,11	382	0,27
Molteni	12,77	1.341	1.341	16	0,01	672	0,50
Aemme Linea Distribuzione	9,74	978	768	72	0,09	567	0,58
TOTALE	11,01	198.162	121.021	6.053	0,05	107.388	0,54

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

TAV. 3.66

Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2013

km

ESERCENTE	RETE	RETE DI ACCIAIO	RETE DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE RETE DI ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Società Italiana per il Gas	47.533	34.710	34.607	103	99,7%
2I Rete Gas	56.723	47.298	46.433	865	98,2%
A2A Reti Gas	7.544	4.193	3.863	330	92,1%
Hera	13.877	11.808	11.114	694	94,1%
Napoletana Gas	5.025	3.655	3.541	113	96,9%
Toscana Energia	7.015	5.536	5.336	200	96,4%
E.S.TR.A.	5.754	4.862	4.859	3	99,9%
Azienda Energia e Servizi	1.332	503	497	6	98,8%
Gas Natural Distribuzione	6.221	4.890	4.890	0	100,0%
Iren Emilia	5.892	5.632	5.432	200	96,4%
Ascopiave	6.561	6.377	6.377	-	100,00%
Genova Reti	1.654	364	213	150	58,6%
Acegas Aps	2.139	673	511	162	76,0%
Linea Distribuzione	3.163	2.789	2.622	167	94,0%
Gelsia Reti	1.765	1.721	1.520	201	88,3%
Acsm Agam	1.553	1.512	1.512	-	100,0%
Sgr Reti	2.694	2.658	2.658	-	100,0%
Agsm Distribuzione	1.570	1.234	1.206	28	97,7%
Amga - Azienda Multiservizi	2.554	2.039	2.038	1	100,0%
Amg Energia	905	317	317	-	100,0%
Gei Gestione Energetica Impianti	2.461	2.388	2.388	-	100,0%
Edison D.G.	2.624	1.585	1.585	-	100,0%
Dolomiti Reti	2.241	2.030	2.030	-	100,0%
Erogasmet	1.608	1.606	1.606	-	100,0%
AS Retigas	2.153	2.023	2.023	-	100,0%
Azienda Municipale Del Gas	586	538	514	24	95,5%
Multiservizi	1.277	1.076	1.020	56	94,8%
Acam Gas	1.421	1.331	977	354	73,4%
Molteni	1.341	1.337	1.297	40	97,0%
Aemme Linea Distribuzione	978	957	957	-	100,0%
TOTALE	198.162	157.641	153.943	3.698	97,7%

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale

Servizio di distribuzione del gas naturale

La regolazione della qualità commerciale prevede, fra l'altro, per un insieme di prestazioni commerciali, un tempo massimo entro cui erogare la prestazione e l'eventuale indennizzo automatico che l'impresa deve corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo stabilito dall'Autorità.

L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili all'impresa di distribuzione e per ogni singola prestazione erogata fuori tempo massimo. Generalmente i livelli specifici di qualità commerciale fanno riferimento alla tipologia di utenza, attraverso il calibro del gruppo di misura, così come gli indennizzi automatici da corrispondere in caso di mancato rispetto. La disciplina degli indennizzi automatici prevede, inoltre, l'aumento dell'importo base in ragione del ritardo nella esecuzione della prestazione, tranne che per la fascia di puntualità, per la quale non è indicata alcuna escalation.

La tavola 3.67 contiene l'andamento dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso e il numero di rimborsi effettivamente pagati nell'anno. Il 2013 registra un aumento dei casi di mancato rispetto e una diminuzione dei rimborsi pagati. A fronte di 19.745 casi di mancato rispetto di standard specifici, sono stati corrisposti ai clienti finali 18.821 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a circa un milione di euro.

TAV. 3.67

Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

1997-2013; imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali

ESERCENTE	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	NUMERO DI RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO
CARTA DEI SERVIZI		
1997	14.265	1.237
1998	12.366	707
1999	11.212	1.640
2000	14.635	3.709
2001	16.424	12.086
REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ COMMERCIALE DELL'AUTORITÀ		
2002	14.651	13.368
2003	11.766	8.535
2004	25.826	19.249
2005	34.330	31.189
2006	31.439	35.146
2007	43.741	43.886
2008	19.954	19.265
2009	15.578	15.783
2010	21.172	19.468
2011	25.463	23.846
2012	18.800	19.409
2013	19.745	18.821

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

Passando ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.28), si osserva che la percentuale di mancato rispetto, nella maggior parte dei casi, è diminuita. In particolare la prestazione di invio al venditore del resoconto della verifica del gruppo di misura (240 gg), registrata nel 2013 (pari all'1,30%), è in netta diminuzione rispetto a quella rilevata lo scorso anno (pari al 4,85%).

La prestazione relativa alla fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (la più numerosa) registra un mancato rispetto, pari allo 0,36%, in aumento se confrontato allo scorso anno. La prestazione meno numerosa, vale a dire la verifica di pressione di fornitura, registra un mancato rispetto pari al 2,99%.

I dati, nel loro complesso, evidenziano un aumento sia dei fuori standard, sia del numero di prestazioni complessivo (pari a 17.180 unità).

L'incidenza delle prestazioni fuori standard rispetto al totale delle prestazioni, pari allo 0,56%, è in aumento rispetto al 2012 (0,53%).

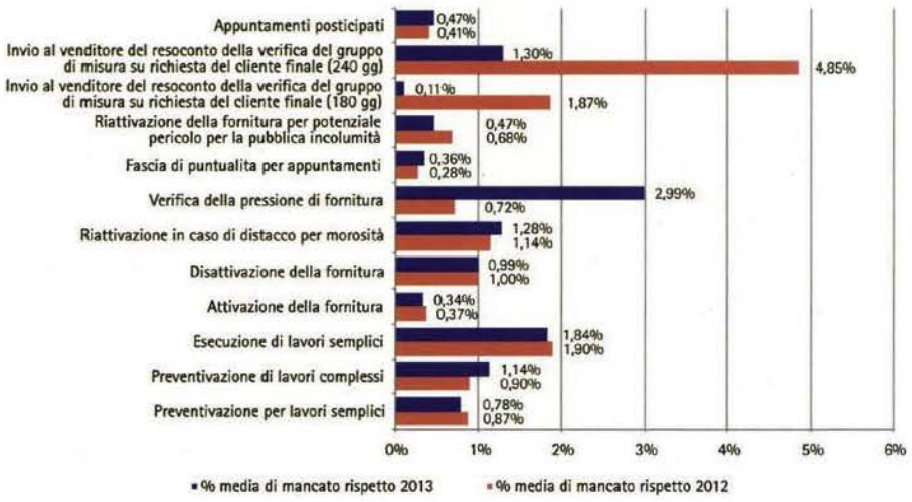


FIG. 3.28

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi)
Anni 2012-2013

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

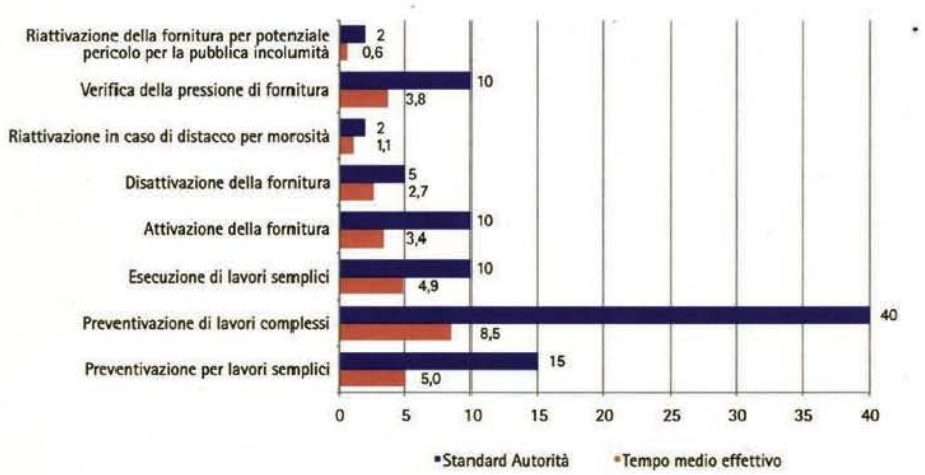
Con riferimento alla tipologia di utenza più diffusa, ossia i clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato (Fig. 3.29) nel 2013 è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico.

A eccezione delle prestazioni di disattivazione della fornitura e di riattivazione in caso di distacco per morosità, riguardo alle rimanenti prestazioni può essere osservato che i tempi medi si attestano su valori inferiori alla metà dello standard fissato. La preventivazione di lavori complessi viene erogata in meno di un quarto del tempo fissato (8,5 giorni lavorativi contro i 40 previsti), mentre la prestazione di preventivazione per lavori semplici viene effettuata in un terzo del tempo previsto dalla RQDG (cinque rispetto ai 15 giorni fissati).

Passando alla riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità, essa viene erogata in meno di un giorno feriale in luogo dei due giorni previsti dalla regolazione.

FIG. 3.29

Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6
2013



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

La tavola 3.68 riporta i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6. In particolare mette a confronto gli anni 2012 e 2013.
Il numero complessivo di prestazioni è in crescita rispetto al 2012 (è salito di circa 26.000 unità). Le prestazioni che aumentano in termini di richieste del cliente sono: la disattivazione della fornitura, la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, l'attivazione della fornitura.
Anche nel 2013 la prestazione più numerosa è quella relativa agli appuntamenti posticipati (1.589.398): da sola rappresenta il 46% del totale delle prestazioni erogate. Segue l'attivazione della fornitura, registrando il 20%.

Mettendo a confronto i due anni, 2012 e 2013, può essere osservata una generale diminuzione dei tempi medi. Infatti, la maggior parte delle prestazioni viene erogata in un tempo nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità. Il dato è coerente a quanto osservato per la figura 3.28, ovvero una diminuzione nella maggior parte dei casi della percentuale di mancato rispetto.
Il numero di indennizzi corrisposti nel 2013 è in lieve aumento rispetto al 2012. La prestazione che determina il maggior numero di indennizzi automatici è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (pari a 4.838). Seguono per numerosità gli indennizzi automatici erogati per il mancato rispetto dello standard, fissato a cinque giorni lavorativi, per la disattivazione della fornitura (pari a 4.752).

TAV. 3.68

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6
2012-2013

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	194.609	5,30	1.728
Preventivazione di lavori complessi	40 giorni lavorativi	6.953	9,51	30
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	143.132	5,19	2.459
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	681.679	4,20	2.204
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	474.175	2,74	3.810
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	137.363	1,18	1.737
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	342	4,16	2
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.554.980	-	4.855
Riattivazione della fornitura dopo il distacco per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	20.570	0,65	146
Appuntamenti posticipati	2 ore	201.161	-	785
TOTALE 2012	-	3.414.964		17.756
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	183.780	5,05	1.457
Preventivazione di lavori complessi	40 giorni lavorativi	6.354	8,50	44
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	130.770	4,87	2.062
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	681.886	3,45	2.179
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	515.563	2,68	4.752
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	136.266	1,12	1.641
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	190	3,75	3
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.589.398	-	4.838
Riattivazione della fornitura dopo il distacco per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	19.746	0,61	92
Appuntamenti posticipati	2 ore	176.990	-	703
TOTALE 2013	-	3.440.943		17.771

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

La tavola 3.69 contiene i dati inerenti alla richiesta dei dati tecnici. La regolazione ha previsto dei livelli specifici relativi alla messa a disposizione, da parte dell'impresa distributrice, dei dati tecnici richiesti dai venditori, distinguendo tra quelli acquisibili con la lettura del gruppo di misura e altri dati tecnici. Si può osservare un miglioramento dei tempi medi effettivi sia in termini di rispetto degli standard fissati dall'Autorità, sia come performance 2013 rispetto al 2012. In modo conseguenziale si rileva una diminuzione degli indennizzi automatici riconosciuti.

I dati inerenti al numero di richieste, al numero di indennizzi corrisposti ai venditori e al relativo ammontare, nonché al tempo medio effettivo, con riferimento agli anni 2011 e 2012 si riferiscono a tutti i clienti finali alimentati in bassa pressione. Mettendo a confronto i due anni, si osserva che il numero complessivo di richieste è diminuito. Gli indennizzi hanno registrato una significativa riduzione in ragione del rispetto dello standard fissato dall'Autorità. Infatti, la richiesta dei dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura nel 2013 viene mediamente erogata in meno della metà del tempo fissato dallo standard (3,89 giorni lavorativi a fronte di dieci giorni), mentre la richiesta di altri dati tecnici viene evasa mediamente in 6,86 giorni lavorativi rispetto ai 15 fissati con lo standard dell'Autorità.

In aggiunta, entrambe le prestazioni vengono effettuate in un tempo nettamente inferiore a quanto registrato nel 2012 e nel 2011. Il tempo medio della richiesta dei dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura è diminuito drasticamente, passando da 15,6 nel 2011 a 5,86 nel 2012 a 3,89 giorni lavorativi nel 2013, così come il tempo medio della richiesta di altri dati tecnici è passato da 18,4 nel 2011 a 9,8 nel 2012 a 6,86 giorni lavorativi nel 2013.

TAV. 3.69

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori

Standard e tempo medio effettivo in giorni lavorativi; ammontare in €

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI	AMMONTARE INDENNIZZI AUTOMATICI	TEMPO MEDIO EFFETTIVO
Richiesta dei dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura	10 giorni lavorativi	26.069	2.099	83.900	5,86
Richiesta di altri dati tecnici	15 giorni lavorativi	31.900	2.317	114.270	9,80
TOTALE 2012	-	57.969	4.416	198.170	-
Richiesta dei dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura	10 giorni lavorativi	23.375	73	3.270	3,89
Richiesta di altri dati tecnici	10 giorni lavorativi	28.771	344	21.360	6,86
TOTALE 2013	-	52.146	417	24.630	-

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna

Nel periodo 1 ottobre 2012 - 30 settembre 2013, nono anno di attuazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40, il numero di impianti di utenza nuovi accertati diminuisce di circa il 13,8 % rispetto a quelli registrati nell'anno termico precedente.

Le tavole 3.70 e 3.71 danno conto degli accertamenti effettuati. La prima contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica.

La tavola 3.71 suddivide, invece, gli accertamenti effettuati per tipologia dimensionale delle imprese distributrici.

Vengono messe in evidenza le richieste con accertamento positivo, le richieste con accertamento negativo, gli impianti con accertamento impedito e gli impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

TAV. 3.70

Accertamenti documentali della sicurezza degli impianti di utenza relativi all'anno termico 2012-2013, suddivisi per tipologia di impianto

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON ACCERTAMENTO IMPEDITO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 34,8 kW	205.090	3.342	1.201	3.150
> 34,8 kW e ≤ 116 kW	33.545	739	132	789
> 116 kW	4.672	137	33	111
TOTALE	243.307	4.218	1.366	4.050

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.71

Accertamenti documentali della sicurezza degli impianti di utenza relativi all'anno termico 2012-2013, suddivisi per dimensione dell'impresa distributrice

DIMENSIONE IMPRESA DI DISTRIBUZIONE[A]	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON ACCERTAMENTO IMPEDITO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grande	192.901	3.091	1.349	2.632
Media	38.422	880	5	1.163
Piccola	11.984	247	12	255
TOTALE	243.307	4.218	1.366	4.050

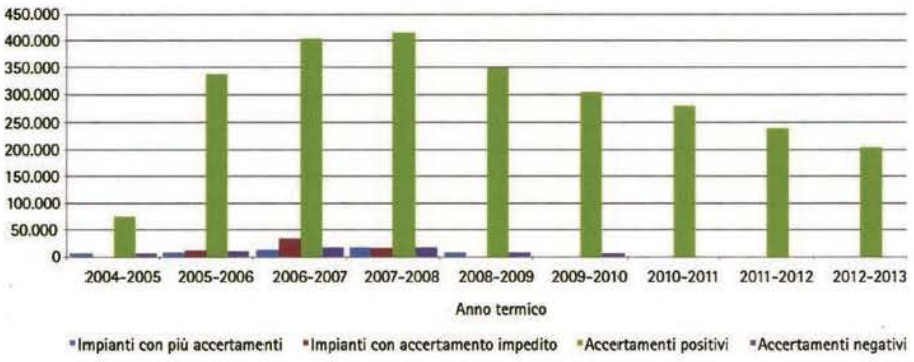
(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: 10.000 ≤ clienti < 100.000; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

Nei grafici delle figure 3.30, 3.31 e 3.32 è riportato, per tipologia di impianto di utenza, il trend degli accertamenti documentali effettuati nel periodo compreso tra l'1 ottobre 2004 e il 30 settembre 2013.

FIG. 3.30

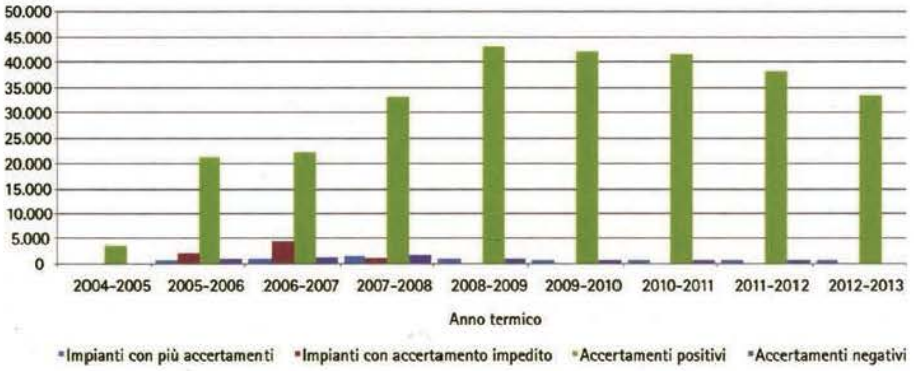
Accertamenti di sicurezza degli impianti di utenza gas con portata termica minore o uguale a 34,8 kW



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 3.31

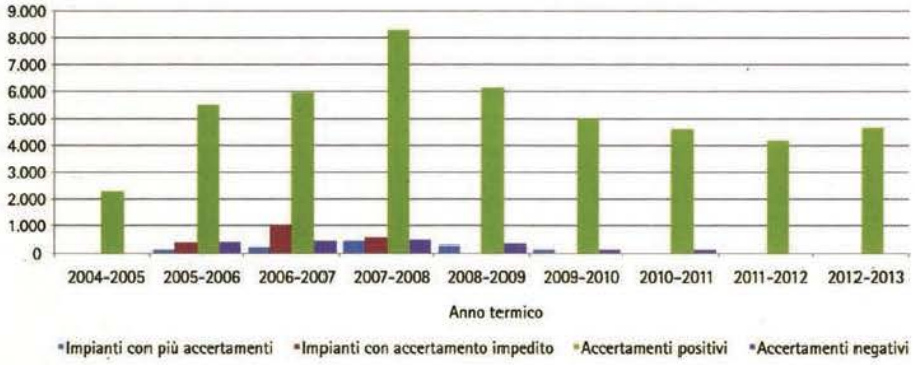
Accertamenti di sicurezza degli impianti di utenza gas con portata termica compresa tra 34,8 e 116 kW



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 3.32

Accertamenti di sicurezza degli impianti di utenza gas con portata termica superiore a 116 kW



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

PAGINA BIANCA

4.
Stato dei servizi idrici

Ambiti territoriali ottimali

Legislazione regionale di riordino degli assetti dei servizi idrici

Il processo di riordino degli assetti istituzionali territoriali e locali dei servizi idrici prosegue da molto tempo e senza sosta. In linea generale, nonostante siano trascorsi alcuni anni dall'approvazione del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che ha riformato il settore della gestione delle risorse idriche, l'assetto istituzionale del settore medesimo, che appare ancora molto frammentato, è tuttora in fase di definizione.

Nel corso del 2013 è, infatti, proseguita l'attività legislativa delle Regioni finalizzata all'attribuzione delle funzioni esercitate dalle Autorità[1] d'Ambito territoriale ottimale (AATO), in seguito alla soppressione delle stesse, disposta a far data dal 31 dicembre 2012[2] dal decreto legge 25 gennaio 2010, n. 2, come convertito nella legge 26 marzo 2010, n. 42, in ragione di esigenze di semplificazione e contenimento della spesa.

Nella tavola 4.1 è riportato il nuovo quadro degli assetti istituzionali territoriali e locali, che si è delineato anche a seguito della recente emanazione delle leggi della Regione Umbria, della Regione Lazio e della Regione Liguria.

Con la legge regionale 17 maggio 2013, n. 11, infatti, la Regione Umbria ha soppresso i tre Ambiti territoriali integrati (ATI) e, contestualmente, ha previsto la costituzione di un unico Ambito territoriale ottimale (ATO) e dell'Autorità umbra per rifiuti e idrico (AURI), soggetto tecnico di regolazione del servizio idrico integrato e del servizio di gestione integrata dei rifiuti, che si configura come una forma speciale di cooperazione tra i Comuni. L'AURI ha personalità giuridica di diritto pubblico, autonomia amministrativa, regolamentare, organizzativa e contabile.

La Regione Liguria, con la legge regionale 24 febbraio 2014, n. 1 (*Norme in materia di individuazione degli ambiti ottimali per l'esercizio delle funzioni relative al servizio idrico integrato e alla gestione integrata dei rifiuti*), ha provveduto a individuare sul suo territorio cinque ATO, uno per ogni provincia, a eccezione della provincia di Savona per la quale sono stati previsti due ATO. La legge assegna alla Giunta regionale, acquisito il parere della Commissione consiliare competente, il potere di modificare la delimitazione degli ATO per migliorare la gestione del servizio

1 Si rammenta che, in precedenza, la AATO era definita dall'ormai abrogato art. 148 del decreto legislativo n. 152/06, come la struttura, dotata di personalità giuridica, cui gli enti locali partecipavano obbligatoriamente, e cui era trasferito l'esercizio delle funzioni a essi spettanti in materia di gestione delle risorse idriche. Nelle AATO si realizzava, quindi, la cooperazione degli enti locali in materia di servizio idrico integrato, identificandosi quali organi cui questi ultimi trasferivano l'esercizio di competenze. In generale, a seguito del processo di legiferazione seguito alla soppressione della norma citata, salvo taluni casi in cui le Regioni hanno preferito avocare a sé le funzioni già esercitate dalle AATO, ha prevalso la continuità rispetto all'assetto preesistente, con la scelta di riattribuire l'esercizio delle funzioni di organizzazione, affidamento e controllo a organismi di governo che ne erano già titolari, e con la conseguente conferma, nella maggioranza dei casi, della delimitazione previgente degli ATO.

2 Il termine originariamente disposto dal legislatore (un anno dall'entrata in vigore della legge in cui tale previsione è stata inserita, ovvero l'1 gennaio 2011) è stato, successivamente, prorogato al 31 dicembre 2011 – dal combinato disposto dell'art. 1, commi 1 e 2, del decreto legge 29 dicembre 2010, n. 225, come convertito dalla legge 26 febbraio 2011, n. 10, e dell'art. 1, comma 1, del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 25 marzo 2011, relativo al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare – e, da ultimo, al 31 dicembre 2012, dall'art. 13, comma 2, del decreto legge 29 dicembre 2011, n. 216, come convertito con la legge 24 febbraio 2012, n. 14.

idrico integrato, assicurandone comunque lo svolgimento secondo criteri di efficienza, efficacia ed economicità, nel rispetto della tutela dell'ambiente e, in particolare, dei seguenti principi:

- *«unità del bacino idrografico o dei bacini idrografici contigui osservando il disposto di cui all'articolo 147 del D.Lgs. 152/2006 e successive modificazioni ed integrazioni;*
- *unitarietà della gestione e, comunque, superamento della frammentazione verticale delle gestioni;*
- *adeguatezza delle dimensioni gestionali».*

Ancor più di recente, con la pubblicazione sul *Bollettino Ufficiale* della Regione Lazio dell'8 aprile 2014, n. 28, della legge regionale 4 aprile 2014, n. 5, *Tutele, governo e gestione pubblica delle acque*, la Regione Lazio ha attribuito alle Autorità di bacino idrografico, che verranno definite dalla Regione stessa con successivo provvedimento, il potere di controllare la gestione e l'erogazione del servizio idrico integrato.

Attualmente, dunque, la maggioranza delle Regioni italiane (15 su 19 Regioni considerate)[3] ha completato il processo di delimitazione dei soggetti cui sono state attribuite le funzioni delle soppresse AATO. Le restanti quattro Regioni (Sicilia, Sardegna, Basilicata e Campania), invece, nelle more del completamento del richiamato processo, hanno provveduto a nominare *pro tempore* appositi Commissari straordinari o comunque a individuare specifici regimi transitori.

TAV. 4.1

Leggi regionali per la riattribuzione delle funzioni delle AATO

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE	ORGANO DI GOVERNO[A]	NUOVA DELIMITAZIONE ATO PREVISIONE DEL PROVVEDIMENTO REGIONALE	NUMERO	NUMERO ATO PREVIGENTE
Piemonte	Legge regionale n. 7/12	Gli enti locali esercitano le funzioni di organizzazione del servizio idrico integrato secondo le disposizioni della legge regionale n. 13/97, modificata dalla legge regionale n. 8/05, sulla base delle convenzioni stipulate in attuazione della legge regionale n. 13/97.	Il territorio è suddiviso in tanti ATO coincidenti con i precedenti.	6	6
Valle d'Aosta	Legge regionale n. 27/99, come integrata con la legge regionale n. 21/12	Bacino imbrifero montano.	Un solo ATO coincidente con il precedente.	1	1
Liguria	Legge regionale n. 24/14	Province, con ruolo "forte" delle Conferenze dei sindaci (queste ultime rendono parere obbligatorio e vincolante sui Piani d'ambito, sulle forme di gestione e affidamento per la gestione unitaria dei servizi, sulla determinazione della tariffa).	Il territorio è suddiviso in tanti ATO coincidenti con i precedenti.	5	4
Lombardia	Legge regionale n. 21/10	Province + Comune di Milano (tramite Ufficio d'ambito, istituito in ciascun ATO in forma di azienda speciale).	Il territorio è suddiviso in 13 ATO rispetto ai 12 preesistenti, a causa dell'istituzione della Provincia di Monza e Brianza, in precedenza inclusa in quella di Milano.	13	12

3 Il Trentino Alto Adige non viene contemplato in tale indagine, non avendo mai legiferato in materia di AATO per gli effetti della sentenza n. 412 del 7 dicembre 1994 della Corte Costituzionale.

TAV. 4.1 - SEGUE

Leggi regionali per la riattribuzione delle funzioni delle AATO

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE	ORGANO DI GOVERNO[A]	NUOVA DELIMITAZIONE ATO PREVISIONE DEL PROVVEDIMENTO REGIONALE	NUMERO	NUMERO ATO PREVIGENTE
Veneto	Legge regionale n. 17/12	Consigli di bacino, enti di cooperazione tra i Comuni per la programmazione e l'organizzazione del servizio idrico integrato, più un coordinamento dei Consigli di bacino composto dai Presidenti della Giunta regionale e dei Consigli di bacino.	Il territorio è suddiviso in tanti ATO coincidenti con i precedenti.	8	8
Friuli Venezia Giulia	Legge regionale n. 22/10, come modificata con la legge regionale n. 26/12	Consulte d'ambito, organi di cooperazione tra Province e Comuni per la programmazione e l'organizzazione del servizio idrico integrato.	Il territorio è suddiviso in tanti ATO coincidenti con i precedenti.	4	4
Emilia Romagna	Legge regionale n. 23/11	Agenzia territoriale dell'Emilia Romagna per i servizi idrici e rifiuti (ATERSIR), cui partecipano obbligatoriamente tutti i Comuni e le Province della regione.	Un solo ATO.	1	9
Toscana	Legge regionale n. 69/11	Comuni, che esercitano le relative funzioni obbligatoriamente tramite l'Autorità idrica toscana (AIT), ente rappresentativo di tutti i Comuni appartenenti all'ATO	Un solo ATO comprendente l'intera circoscrizione territoriale regionale (con esclusione dei territori dei comuni di Marradi, Firenzuola e Palazzuolo sul Senio). La Giunta regionale può stipulare accordi con le Regioni limitrofe, che, previa intesa con l'Autorità idrica toscana e sentiti i Comuni interessati, possono comprendere la costituzione di Ambiti territoriali interregionali, qualora risultino funzionali all'organizzazione più efficiente, efficace ed economica del servizio.	1	6
Umbria	Legge regionale n. 11/13	Costituzione dell'Autorità umbra per i rifiuti e l'idrico.	Il territorio è suddiviso in un unico ATO rispetto ai tre ATI previgenti.	1	3
Marche	Legge regionale n. 30/11	Assemblea di Ambito, forma associativa tra Comuni e Province ricadenti in ciascun ATO, costituita mediante convenzione obbligatoria ai sensi dell'art. 30 del decreto legislativo n. 267/00.	Il territorio è suddiviso in tanti ATO coincidenti con i precedenti	5	5
Lazio	Legge regionale n. 5/14	Autorità di bacino idrografico. La legge prevede l'abolizione dei vecchi ATO e l'individuazione dei nuovi bacini idrografici.	Gli ambiti di bacino idrografici sostituiranno gli ATO.	5	5
	Legge regionale n. 9/11, come modificata con la legge regionale n. 34/12	ERSI (Ente regionale per il SII), con ruolo "forte" delle Assemblee dei sindaci (queste ultime rendono parere obbligatorio e vincolante nell'ambito delle competenze materiali e territoriali degli enti locali).	Un solo ATO.	1	6

TAV. 4.1 - SEGUE

Leggi regionali per la riattribuzione delle funzioni delle AATO

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE	ORGANO DI GOVERNO(A)	NUOVA DELIMITAZIONE ATO PREVISIONE DEL PROVVEDIMENTO REGIONALE	NUMERO	NUMERO ATO PREVIGENTE
Molise	Legge regionale n. 8/09	Regione, coadiuvata dal Comitato di ambito per il SII (organo rappresentativo degli enti locali, con funzioni propositive e consultive).	Un solo ATO coincidente con il precedente.	1	1
Campania	Delibera di giunta regionale n. 813/12	Commissari straordinari, nelle more della definizione della disciplina a regime.	Il territorio è suddiviso in tanti ATO coincidenti con i precedenti.	4	4
Puglia	Legge regionale n. 9/11	Autorità idrica pugliese (AIP), soggetto rappresentativo dei Comuni pugliesi.	Un solo ATO coincidente con il precedente.	1	1
Basilicata	Legge regionale n. 33/10, art. 26 (come modificata dalla legge regionale n. 26/11)	Conferenza interistituzionale idrica (Convenzione obbligatoria fra le Amministrazioni comunali alla quale aderiscono gli Enti provinciali e la Regione). Nelle more della piena operatività di tale Conferenza interistituzionale, le funzioni sono attribuite a un Commissario nominato dal Presidente della Giunta regionale.	Un solo ATO coincidente con il precedente.	1	1
Calabria	Legge regionale n. 34/10	Regione Calabria.	Un solo ATO.	1	5
Sicilia	Legge regionale n. 2/13	Le AATO sono state poste in liquidazione e sono stati nominati appositi Commissari straordinari in attesa che, con successiva legge regionale da emanarsi entro sei mesi, le relative funzioni siano trasferite ai Comuni, che le eserciteranno in forma singola o associata.	Il territorio è suddiviso in tanti ATO coincidenti con i precedenti.	9	9
Sardegna	Delibera della Giunta regionale n. 4/13	Nelle more del completamento del processo di riordino delle funzioni in materia di servizio idrico integrato, è nominato un Commissario straordinario.	Un solo ATO coincidente con il precedente.	1	1
Interregionale	ATO del Lemene tra Veneto e Friuli Venezia Giulia (da ultimo, delibera della Giunta regionale Veneto n. 2395/11).			1	1
ITALIA				70	92

(A) Per "organo di governo" si intende, ai fini della presente tavola, il soggetto al quale la legge regionale ha espressamente attribuito le funzioni precedentemente assegnate alle soppresse AATO.

Fonte: Elaborazione AEEGSI.

Come risulta dalla tavola 4.1, l'allocazione delle funzioni in precedenza attribuite alle soppresse AATO appare fortemente differenziata sul territorio; inoltre, da un primo esame delle competenze dei nuovi soggetti insediati, emerge come risulti ancora assai eterogenea la ripartizione di compiti e funzioni decisionali tra i diversi enti interessati nell'ambito di ciascun contesto regionale (Regioni, Province, Comuni). Per esempio, in alcuni casi l'ente individuato dalla legislazione regionale a seguito della soppressione delle AATO è affiancato, nelle più rilevanti determinazioni in materia tariffaria e di predisposizione dei Piani d'ambito, dalle Conferenze dei sindaci. In altri contesti, poi, sono previste specifiche funzioni consultive o decisorie, che

completano quelle degli Enti d'ambito, direttamente in capo ai Comuni, alle Province o alle Regioni.

Dalla verifica preliminare degli assetti territoriali e locali che si è illustrata, a fronte di evidenti eterogeneità nei modelli organizzativi riscontrati, sembra delinearsi, da un lato, la positiva tendenza a costituire ATO di dimensioni coincidenti con il territorio regionale, dall'altro, si conferma l'eccessiva complessità degli iter deliberativi previsti.

Caratteristiche dimensionali degli Ambiti territoriali ottimali

I recenti provvedimenti regionali per la riattribuzione delle funzioni delle AATO – come evidenziato nel precedente paragrafo – hanno, nella maggior parte dei casi, confermato la previgente delimitazione territoriale degli ATO. Si segnalano le distinzioni riscontrate per l'Emilia Romagna, la Toscana, l'Abruzzo, la Calabria e l'Umbria, le quali hanno optato per l'ATO unico regionale, con una conseguente razionalizzazione degli Ambiti sulla base dei quali organizzare il servizio idrico (Tav. 4.2).

Per la Lombardia (13), il Friuli Venezia Giulia (quattro), le Marche (cinque), il Lazio (cinque), la Sicilia (nove) è stata mantenuta una ripartizione degli ATO coincidente con il territorio provinciale. La Liguria ha optato per la costituzione di cinque ATO, rispetto ai quattro precedenti coincidenti con le province, con la previsione di due ATO per la provincia di Savona.

Chi si attendeva una convergenza verso modelli dotati di caratteri di uniformità sul territorio nazionale, accelerata dall'avvio di una regolazione statale indipendente, deve invece prendere atto dell'emergere di divaricazioni crescenti tra le diverse situazioni regionali: alcune Regioni, dopo aver consolidato una organizzazione per ATO, sono passate alla aggregazione di compiti e funzioni su scala regionale; altre hanno confermato questa soluzione, adottata sin dall'inizio; altre ancora hanno mantenuto l'organizzazione per ATO. Ma le distinzioni crescenti non si limitano al dato formale: nel primo sottoinsieme rientrano sia casi di enti di livello regionale pienamente attivi (Emilia Romagna e Toscana), sia commissariamenti (Abruzzo), sia soluzioni organizzative la cui efficacia pare ancora in via di conseguimento (Calabria); nel secondo sottoinsieme, vi sono significative differenze con riferimento alla piena operatività che si ravvisa in Puglia e in Basilicata, mentre appare ancora un obiettivo in Sardegna e si rilevano le criticità del Molise, costantemente inerte; nel terzo sottoinsieme, accanto ai casi di efficacia operativa riscontrabili in Piemonte, in Veneto e in Friuli Venezia Giulia, si segnalano le complessità organizzative e decisionali della Lombardia, della Liguria e del Lazio, fino a giungere ai casi di diffuse criticità operative riscontrate in Campania e in Sicilia.

La produzione di dati e statistiche ufficiali sul settore idrico, come emergerà nei successivi paragrafi, risente delle criticità organizzative appena descritte.

TAV. 4.2

Numero e caratteristiche degli ATO

REGIONE	NUMERO PROVINCE	NUMERO ATO PREVIGENTI	NUMERO NUOVA DELIMITAZIONE ATO EX LR	POPOLAZIONE MEDIA ATO PREVIGENTI (ABITANTI)	POPOLAZIONE MEDIA ATO DI RECENTE DELIMITAZIONE (ABITANTI)	SUPERFICIE MEDIA PER ATO PREVIGENTI (km^2)	SUPERFICIE MEDIA ATO DI RECENTE DELIMITAZIONE (km^2)
Piemonte	8	6	6	702.446	702.446	4.234	4.234
Valle d'Aosta	1	1	1	119.548	119.548	3.263	3.263
Lombardia	12	12	13	752.713	694.812	1.989	1.836
Trentino Alto Adige	-	-	-	-	-	-	-
Veneto	7	8	8	565.962	565.962	2.300	2.300
Friuli Venezia Giulia	4	4	4	295.941	295.941	1.965	1.965
Liguria	4	4	5	392.946	314.357	1.355	1.084
Emilia Romgana	9	9	1	442.594	3.983.346	2.457	22.117
Toscana	10	6	1	582.968	3.497.806	3.832	22.994
Umbria	2	3	1	275.275	825.825	2.819	8.457
Marche	5	5	5	294.116	294.116	1.939	1.939
Lazio	5	5	5	1.022.483	1.022.483	3.447	3.447
Abruzzo	4	6	1	210.399	1.262.392	1.794	10.763
Molise	2	1	1	320.601	320.601	4.438	4.438
Campania	5	4	4	1.425.483	1.425.483	3.398	3.398
Puglia	6	1	1	4.079.033	4.079.033	19.358	19.358
Basilicata	2	1	1	597.768	597.768	9.995	9.995
Calabria	5	5	1	402.293	2.011.466	3.016	15.081
Sicilia	9	9	9	552.110	552.110	2.857	2.857
Sardegna	8	1	1	1.631.880	1.631.880	24.090	24.090
ITALIA	108	91(A)	69(A)	615.997	812.402	3.162	4.170

(A) Al numero di ATO – il dato nella tavola è disaggregato a livello regionale – si aggiunge l'ATO interregionale del Lemene.

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati leggi regionali e Piani d'ambito.

L'analisi delle variabili dimensionali degli ATO definiti dalle previgenti disposizioni, mette in luce un'elevata etereogeneità sul territorio nazionale. Con riguardo alla popolazione residente servita, a fronte di un valore medio per ATO di circa 616.000 abitanti residenti (distribuiti su un territorio di circa 3.000 km^2), si rilevavano ATO con oltre un milione di abitanti (in particolare, l'ATO unico Puglia conta oltre quattro milioni di residenti) e altri con popolazione al di sotto delle 300.000 unità (dato medio riscontrato per il Friuli Venezia Giulia, le Marche, la Valle d'Aosta, l'Abruzzo e l'Umbria prima che queste ultime due regioni disponessero la delimitazione unica regionale).

In seguito alla ridefinizione degli ATO, a livello nazionale, il numero medio di abitanti per ATO aumenta da circa 616.000 a circa 812.000 unità, con un incremento della relativa estensione territoriale media di oltre 1.000 km^2.

Aspetti tecnici e dimensionali delle gestioni

Panel delle gestioni di riferimento: dati generali

Nel corso del 2013 e nei primi mesi del 2014, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha effettuato due ampie raccolte dati sul settore idrico integrato.

La prima, avviata ai sensi della delibera 27 dicembre 2013, 643/2013/R/idr, e delle successive determine 28 febbraio 2014, 2/2014 – DSID, e 7 marzo 2014, 7/2014 – DSID, ha consentito di rilevare, oltre ai dati di bilancio, ulteriori informazioni necessarie all'approvazione delle tariffe 2014 e 2015, ivi inclusi:

- il Programma degli interventi;
- il Piano economico-finanziario che esplicita il Vincolo ai ricavi e il moltiplicatore tariffario ϑ che ciascun gestore dovrà applicare negli anni 2014 e 2015;
- la convenzione di gestione, contenente le modifiche necessarie a recepire le regole tariffarie da ultimo introdotte.

La scadenza per la consegna dei dati era prevista per il 31 marzo 2014. Alla data del 26 maggio 2014, hanno inviato i dati 41 Enti d'ambito che hanno fornito informazioni su 180 gestori complessivi, pur se le informazioni tariffarie complete sono state inviate per il sottoinsieme di 135 gestioni di diretta competenza.

La seconda raccolta dati, di tipo più tecnico, avviata ai sensi delle delibere 21 novembre 2013, 536/2013/E/idr, e 27 marzo 2014, 142/2014/R/idr, nonché della determina 7 aprile 2014, 5/2014 – DSID, è volta ad acquisire informazioni relative al grado di copertura del servizio idrico integrato sul territorio nazionale e all'efficienza del servizio stesso, con particolare attenzione al servizio di misura, oltre che le informazioni inerenti alla qualità del servizio idrico, alla mappatura degli assetti e dell'organizzazione del settore, anche al fine di declinare gli schemi di convenzione tipo.

Alla raccolta dati, che si è conclusa il 12 maggio 2014, hanno risposto 13 Enti d'ambito per un totale di 32 gestori[4]. Poiché la scadenza di tale raccolta è appena trascorsa nel momento in cui si scrive, non è stato ancora possibile validare ed esaminare tutti i nuovi contributi ricevuti; inoltre, da un lato, 35 Enti d'ambito hanno richiesto la proroga per rivedere e validare i dati trasmessi dai gestori, dall'altro, numerosi gestori hanno richiesto la possibilità di effettuare direttamente l'invio, a causa della mancata trasmissione dei dati da loro forniti all'Ente d'ambito. Peraltro, appare doveroso segnalare che, trattandosi del primo tentativo di sistematizzare un complesso di dati settoriali che non è mai stato stabilmente rilevato su scala nazionale, è emersa l'esigenza di approfondire alcune definizioni e una serie di dettagli.

In questo capitolo, pertanto, non potendo costruire un campione rappresentativo dei dati tecnici rilevati con la seconda raccolta dati, si illustrano i primi esiti della raccolta dati tariffaria relativi a un panel di gestori che, si precisa, pur non costituendo l'universo né delle gestioni, né dei rispondenti alla raccolta dati dell'Autorità, può essere

4 Alla data del 30 maggio 2014 sono pervenuti i dati di 38 Enti d'ambito; altri sette Enti d'ambito hanno richiesto la proroga.

considerato abbastanza rappresentativo della situazione nazionale. Si osserva, inoltre, che alcuni dei dati pervenuti sembrano contenere incoerenze intrinseche che, qualora non corrette da integrazioni e modifiche successive, potranno formare oggetto di un'interlocuzione specifica, finalizzata ai necessari chiarimenti e approfondimenti. In questa sede, comunque, ci si è limitati a illustrare alcuni dati generali che riflettono le caratteristiche del servizio, che meno dovrebbero essere interessati da processi di revisione/aggiustamento.

Si precisa che, nel seguito, si intendono come "gestori" tutti i soggetti che, «*in virtù di qualunque forma di titolo autorizzativo, gestiscono il servizio sul territorio, inclusi i Comuni che li gestiscono in economia*» (vedi art. 2, punto 2.1, della delibera 2 agosto 2012, 347/2012/R/idr). A diversi titoli autorizzativi, dunque, nelle tavole che seguono corrispondono diverse gestioni[5].

Di conseguenza, sulla base della definizione data, si precisa che i soggetti giuridici gestori del panel di riferimento sono 128 e che alcuni di essi operano in più regioni e/o in più ATO. Pertanto, nelle tavole che seguono sono stati elaborati i dati di 131 gestioni.

La tavola 4.3 riporta la distribuzione geografica del panel di gestori esaminato e la popolazione servita; inoltre, esplicita il grado di copertura del panel per quanto riguarda il numero di comuni e la popolazione[6] residente servita.

Come risulta dalla tavola 4.3, i dati possono essere considerati una buona *proxy* dei dati nazionali, in quanto i gestori di riferimento servono complessivamente il 66%[7] della popolazione e circa il 56% dei comuni. Si rileva, tuttavia, che alcuni Enti d'ambito non hanno ancora fornito i dati richiesti, come, per esempio, quello della Val d'Aosta, dell'ATO interregionale Lemene, del Molise e della Calabria. Con riferimento, invece, alla regione Abruzzo, l'esclusione dal panel è dovuta al fatto che l'invio delle informazioni tariffarie, all'atto della stesura della presente *Relazione Annuale*, non era ancora definitivo. Alcune regioni come, per esempio, la Lombardia e la Sicilia, presentano un grado di copertura in termini di popolazione residente servita inferiore al 50%, per contro altre regioni, come il Piemonte, le Marche, l'Umbria, nonché quelle in cui l'Ente d'ambito attualmente operativo è unico a livello regionale (Emilia Romagna, Sardegna e Puglia), presentano un grado di copertura rispetto alla popolazione residente servita pari a oltre il 90%.

Una prima caratteristica che emerge è quella dell'eterogeneità dei soggetti inclusi nel panel, che riflette la disomogeneità delle gestioni esistenti sul territorio nazionale. Nella tavola 4.4 vengono riportati la popolazione residente e il numero di comuni serviti dai gestori, suddivisi per tipologia di servizio fornito (distinguendo tra servizi di acquedotto, fognatura e depurazione). Il dato medio suggerisce dimensioni gestionali ridotte, in termini sia di popolazione (circa 300.000 abitanti serviti per gestore), sia di comuni (intorno ai 40 comuni serviti per operatore), pur riassumendo dati di gestioni ampie (fino a quattro milioni di popolazione residente servita e 359 comuni).

A corredo delle informazioni tecniche, la tavola 4.4 riporta il dettaglio per servizio del grado di copertura del panel in termini di popolazione residente pari a circa il 65% per il servizio di acquedotto, a circa il 57% per il servizio di fognatura e a circa il 50% per il servizio di depurazione, con percentuali di copertura più contenute in termini di comuni serviti, a eccezione del servizio di depurazione.

Da notare, tuttavia, che i dati, in particolare quelli relativi alla depurazione e alla fognatura, potrebbero risentire di una copertura infrastrutturale del servizio che non ha una diffusione omogenea sul territorio nazionale.

5 Per esempio, se il soggetto giuridico "A" opera in due ATO diversi, a tale soggetto giuridico corrispondono due gestioni.

6 Si noti che un grado di copertura del 100% potrebbe non coincidere esattamente con una completa copertura del panel di riferimento, dal momento che i gestori potrebbero aver indicato una popolazione residente servita non perfettamente confrontabile con i più recenti dati Istat considerati, che sono riferiti al censimento 2011.

7 Si precisa che il grado di copertura potrebbe risultare leggermente sovrastimato, in quanto potrebbe verificarsi che, per esempio, in un medesimo comune, due soggetti differenti gestiscano due diversi servizi (acquedotto l'uno, fognatura l'altro); in questo caso, essendo i dati relativi al numero di comuni e alla popolazione servita, riportati da entrambi i gestori, si verificherebbe una duplicazione degli stessi. Tuttavia, a un primo controllo non esaustivo, non sembra che tale caso si verifichi.

TAV. 4.3

Distribuzione geografica del panel di gestori di riferimento

REGIONE	NUMERO GESTORI DEL PANEL	POPOLAZIONE RESIDENTE SERVITA (ABITANTI)	GRADO DI COPERTURA DEL PANEL SU POPOLAZIONE	NUMERO COMUNI SERVITI	GRADO DI COPERTURA DEL PANEL SU COMUNI
Piemonte	27	4.285.483	98,2%	1.087	90,1%
Valle d'Aosta	-	-	-	-	-
Lombardia	16	4.202.223	43,3%	594	38,5%
Trentino Alto Adige	-	-	-	-	-
Veneto	14	3.461.867	71,3%	455	78,4%
Friuli Venezia Giulia	9	1.066.492	87,5%	201	92,6%
Liguria	5	818.696	52,1%	56	23,8%
Emilia Romagna	7	4.315.302	99,4%	328	96,5%
Toscana	7	2.268.032	61,8%	231	82,5%
Umbria	3	884.268	100,0%	92	100,0%
Marche	14	1.411.892	91,6%	193	81,8%
Lazio	8	4.640.693	84,3%	206	54,5%
Abruzzo	-	-	-	-	-
Molise	-	-	-	-	-
Campania	3	3.365.595	58,4%	115	20,9%
Puglia	1	4.020.077	99,2%	238	92,2%
Basilicata	1	484.436	83,8%	131	100,0%
Calabria	-	-	-	-	-
Sicilia	15	2.424.156	48,5%	198	50,8%
Sardegna	1	1.596.242	97,4%	359	95,2%
TOTALE	131	39.245.454	66,0%	4.484	55,6%

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati gestori del panel.

TAV. 4.4

Statistiche descrittive delle gestioni del panel

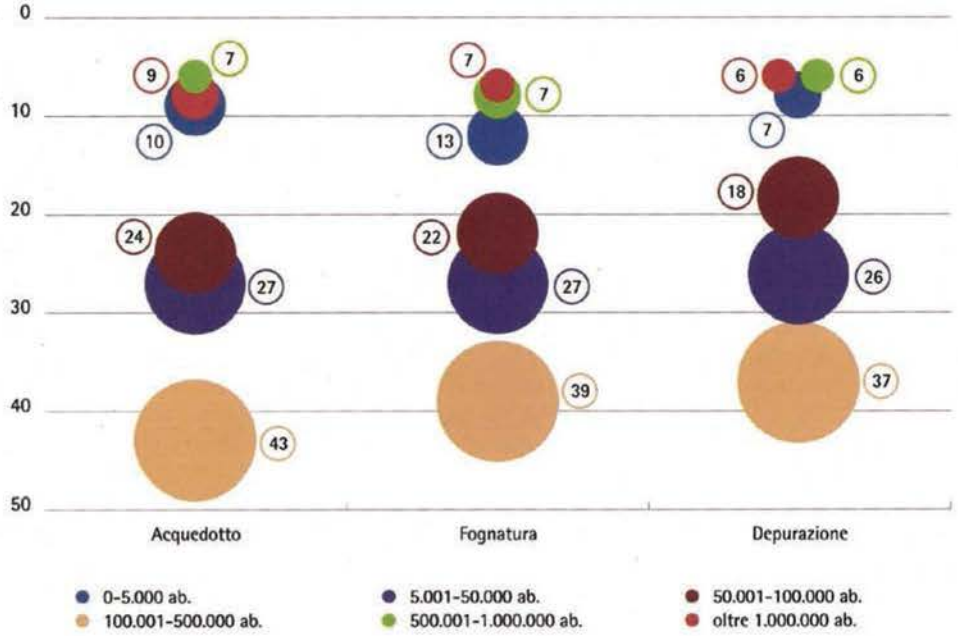
	POPOLAZIONE RESIDENTE SERVITA (ABITANTI)			ABITANTI EQUIVALENTI SERVITI (A.E.)	COMUNI SERVITI		
	ACQ	FOG	DEP	DEP	ACQ	FOG	DEP
Dato medio per gestore	319.378	290.345	294.999	399.275	36	38	40
MIN	597	372	433	1.021	1	1	1
MAX	4.020.077	3.954.405	3.957.033	4.704.089	359	344	317
Deviazione standard campione	624.456	590.764	614.696	826.681	55	55	58
Grado di copertura del panel	64,5%	56,7%	49,6%		53,2%	54,5%	49,9%

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati gestori del panel.

Nella figura 4.1 sono rappresentati i gestori del panel per classi di popolazione residente servita, con la dimensione delle sfere che indica il numero di gestori che rientrano nella corrispondente classe di popolazione servita. Dal grafico emerge che circa la metà dei gestori del panel serve oltre 100.000 abitanti e che, tra questi, nove gestori per i servizi di acquedotto, sette per il servizio di fognatura e sei per il servizio di depurazione servono più di un milione di abitanti. Tuttavia, non si ritiene che la numerosità dei piccoli operatori sia confrontabile con quella di gestori di dimensione media o grande: il numero di gestori di piccole dimensioni rappresentato si ritiene molto inferiore alla loro effettiva presenza nel comparto e sembra suggerire alcune difficoltà operative nel procedere agli adempimenti previsti con le raccolte dati.

FIG. 4.1

Gestori del panel per classi di popolazione residente servita



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati gestori del panel.

Considerazioni analoghe possono essere fatte sulla dimensione delle gestioni, misurata in termini di comuni serviti. Come risulta dalla figura 4.2, la maggior parte dei gestori del panel serve tra gli 11 e i 30 comuni, e soltanto dieci soggetti, per tutti i servizi considerati, sono di dimensioni relativamente grandi, gestendo, singolarmente, oltre 100 comuni.

Approfondendo l'analisi su quest'ultima categoria, è interessante notare che la lista dei soggetti che gestiscono più di 100 comuni è composta dalle medesime società per i tre servizi del comparto, rappresentando casi di attuazione, su scala significativa, dei criteri organizzativi recati dalla riforma introdotta con la legge Galli e confermati dal decreto legislativo n. 152/06.

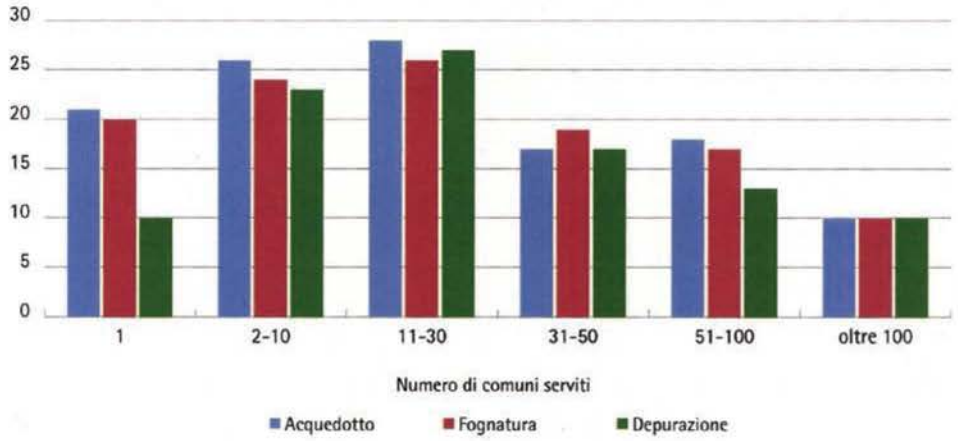


FIG. 4.2

Gestori del panel per classi di comuni serviti

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati gestori del panel.

Nella figura 4.3 il campione di riferimento è descritto in considerazione dei valori medi dei ricavi della vendita del servizio idrico (desunti dalla voce di conto economico "A1) Ricavi delle vendite e delle prestazioni") per classi dimensionali di impresa. Dette classi sono state individuate come segue:

- top, comprendenti gestori con ricavi superiori a 87 milioni di euro;
- grandi, comprendenti gestori con ricavi compresi tra 87 e maggiori di 38 milioni di euro;
- medie, comprendenti gestori con ricavi compresi tra 38 e maggiori di 12 milioni di euro;
- piccole, comprendenti gestori con ricavi minori o uguali a 12 milioni di euro.

Il valore medio del ricavo di vendita degli operatori del panel è pari a 36,2 milioni di euro. Tuttavia, circa la metà dei gestori di riferimento è di piccole dimensioni e presenta un ricavo inferiore a 12 milioni di euro. Solo dieci soggetti hanno, invece, ricavi superiori a 87,0 milioni di euro.

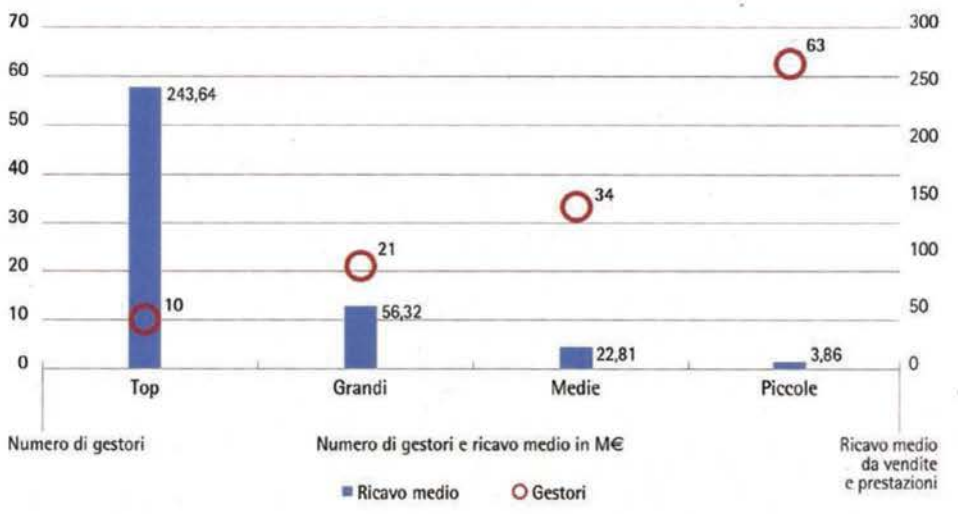


FIG. 4.3

Gestori del panel per classe dimensionale di impresa

Numero di gestori e ricavo medio in M€

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati gestori del panel.

Acquedotto

Con riferimento specifico al servizio di acquedotto, la tavola 4.5 sintetizza le principali grandezze tecniche e dimensionali del panel, evidenziando il dato medio, il valore minimo, quello massimo, la deviazione standard, la popolazione totale servita e il numero totale dei comuni serviti.

Il campione analizzato può essere considerato rappresentativo del dato nazionale, in quanto i gestori del panel servono circa 38,3 milioni di abitanti, per un totale di circa 4.300 comuni.

Oltre alle grandezze già commentate nel paragrafo precedente, si evidenzia una notevole eterogeneità anche per gli altri parametri considerati (popolazione fluttuante, lunghezza rete, utenti totali, volumi di acqua fatturati).

Si osserva, inoltre, la differenza tra numero di utenti e popolazione servita (residente e fluttuante), che deriva sia dalla presenza di utenze non domestiche, sia dalla numerosità dei nuclei familiari, sia, infine, dalla circostanza che l'utenza domestica non coincide sempre con l'unità abitativa laddove il condominio abbia stipulato un unico contratto con il gestore.

TAV. 4.5

Servizio acquedotto: grandezze tecniche e dimensionali del panel

ANNO 2012	TOTALE	DATO MEDIO PER GESTORE	MIN	MAX	DEVIAZIONE STANDARD
Popolazione residente servita (ab.)	38.318.406	322.003	597	4.020.077	626.431
Popolazione fluttuante (ab.)	7.453.307	62.633	0	941.529	132.792
Comuni serviti (n.)	4.291	36	1	359	55
Superficie servita (km^2)	171.441	1.441	3	21.446	2.958
Lunghezza rete (km)	303.645	2.552	17	29.348	4.149
Numero utenti totali	12.551.840	105.478	40	1.060.345	172.090
Volume di acqua fatturato (m^3)	3.338.322.125	28.053.127	34.239	360.770.552	57.267.427

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati leggi regionali e Piani d'ambito.

La tavola 4.6 riporta le medesime grandezze medie della tavola precedente, suddivise per regione, con indicazione del grado di copertura del panel in termini di popolazione residente servita. Quest'ultimo si differenzia fortemente tra regioni, passando da casi di copertura pressoché completa (Emilia Romagna, Umbria, Puglia)[8] o superiore al 90% della popolazione residente (Marche, Sardegna, Piemonte), a regioni in cui la copertura è pari a zero (Valle d'Aosta, Basilicata, Molise, Abruzzo e Calabria).

8 Si noti che un grado di copertura del 100% potrebbe non coincidere esattamente con una completa copertura del panel di riferimento, dal momento che i gestori potrebbero aver indicato una popolazione residente servita non perfettamente confrontabile con il più recente dato Istat considerato.

TAV. 4.6

Servizio di acquedotto: grandezze tecniche e dimensionali del panel, ripartite per regione (valori medi per gestore)

REGIONE	POPOLAZIONE RESIDENTE SERVITA (AB.)	POPOLAZIONE FLUTTUANTE (AB.)	COMUNI SERVITI (N.)	SUPERFICIE SERVITA (km²)	LUNGHEZZA RETE (km)	NUMERO UTENTI TOTALI	NUMERO UTENZE DOMESTICHE	GRADO DI COPERTURA DEL PANEL
Piemonte	169.638	24.820	43	859	1.711	47.870	14.807.767	97,2%
Valle d'Aosta	-	-	-	-	-	-	-	-
Lombardia	297.304	76.791	41	526	1.422	66.684	33.746.892	42,9%
Trentino Alto Adige	-	-	-	-	-	-	-	-
Veneto	247.276	42.035	33	878	2.872	116.297	20.533.290	71,3%
Friuli Venezia Giulia	118.499	31.991	22	803	1.314	54.579	11.600.058	87,5%
Liguria	163.739	53.172	11	332	717	27.871	15.701.949	52,1%
Emilia Romagna	718.650	75.103	54	3.502	8.000	279.506	55.934.791	99,3%
Toscana	324.005	121.406	33	2.687	4.294	162.190	24.610.637	61,8%
Umbria	294.756	22.763	31	2.819	4.054	149.370	18.122.668	100,0%
Marche	100.849	30.145	14	555	1.594	51.433	7.494.752	91,6%
Lazio	773.121	102.021	34	1.682	3.636	181.689	73.366.406	84,3%
Abruzzo	-	-	-	-	-	-	-	-
Molise	-	-	-	-	-	-	-	-
Campania	1.121.865	48.626	38	1.823	2.050	188.020	121.791.196	58,4%
Puglia	4.020.077	941.529	238	18.450	22.237	946.041	271.037.020	99,2%
Basilicata	-	-	-	-	-	-	-	-
Calabria	-	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia	147.958	43.223	12	707	792	53.850	11.432.198	41,4%
Sardegna	1.596.242	520.032	359	21.446	11.516	828.106	121.457.594	97,4%

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati leggi regionali e Piani d'ambito.

Fognatura

Anche con riferimento al servizio di fognatura, il campione analizzato può essere considerato rappresentativo del dato nazionale, in quanto i gestori del panel servono circa 34 milioni di abitanti per un totale di 4.398 comuni.

Per quasi tutte le grandezze considerate nel precedente paragrafo "Acquedotto", si osservano dati medi per gestore lievemente più contenuti rispetto a quelli rilevati per il servizio di acquedotto (Tav. 4.7) e, anche in questo caso, permangono forti eterogeneità delle gestioni sul territorio nazionale per tutti i parametri.

La tavola 4.8 evidenzia, per il servizio di fognatura, le medesime peculiarità regionali già sottolineate per il servizio di acquedotto, pur in presenza di un minor grado complessivo di copertura del campione (circa 57%) in termini di popolazione residente servita, dovuto anche alla minor diffusione sul territorio del servizio di fognatura.

TAV. 4.7

Servizio di fognatura: grandezze tecniche e dimensionali del panel

ANNO 2012	TOTALE	DATO MEDIO PER GESTORE	MIN	MAX	DEVIAZIONE STANDARD
Popolazione residente servita (ab.)	33.680.062	290.345	372	3.954.405	590.764
Popolazione fluttuante (ab.)	7.131.516	61.479	0	862.088	129.404
Comuni serviti (n.)	4.398	38	1	344	55
Superficie servita (km^2)	180.890	1.559	1	21.566	3.095
Lunghezza rete (km)	158.001	1.362	10	16.256	2.353

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati leggi regionali e Piani d'ambito.

TAV. 4.8

Servizio di fognatura: grandezze tecniche e dimensionali del panel, ripartite per regione (valori medi per gestore)

REGIONE	POPOLAZIONE RESIDENTE SERVITA (AB.)	POPOLAZIONE FLUTTUANTE (AB.)	COMUNI SERVITI (N.)	SUPERFICIE SERVITA (km^2)	LUNGHEZZA RETE (km)	GRADO DI COPERTURA DEL PANEL
Piemonte	163.983	23.966	43	1.106	685	93,9%
Valle d'Aosta	-	-	-	-	-	-
Lombardia	274.172	63.349	39	509	977	45,2%
Trentino Alto Adige	-	-	-	-	-	-
Veneto	207.651	42.953	35	922	1.468	55,6%
Friuli Venezia Giulia	101.324	30.877	22	797	733	74,8%
Liguria	176.813	52.968	13	384	454	45,0%
Emilia Romagna	552.287	65.003	47	3.034	3.583	89,0%
Toscana	289.788	113.118	33	2.678	1.724	55,2%
Umbria	263.705	20.563	31	2.736	1.886	89,5%
Marche	96.672	31.650	15	578	624	81,5%
Lazio	529.586	74.571	26	1.257	1.588	77,0%
Abruzzo	-	-	-	-	-	-
Molise	-	-	-	-	-	-
Campania	608.026	25.959	44	621	1.783	21,1%
Puglia	3.954.405	862.088	228	17.840	14.805	97,6%
Basilicata	484.436	96.887	131	8.405	3.508	83,8%
Calabria	-	-	-	-	-	-
Sicilia	188.469	77.893	16	1.197	738	30,1%
Sardegna	1.533.394	520.032	344	21.566	6.338	93,5%

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati gestori del panel.

Depurazione

Pur rilevandosi anche per il servizio di depurazione un'elevata variabilità tra i valori massimi e minimi che caratterizzano il panel di riferimento (Tav. 4.9), si evidenzia che la dimensione del bacino servito dai gestori del comparto, in termini di popolazione, è inferiore a quella del servizio di acquedotto, essendo comunque pari a circa 29,5 milioni di abitanti (*vs.* 39,2 milioni di abitanti), per un totale di 4.026 comuni serviti.

Risulta essere più contenuta anche la dimensione media dei gestori del panel in termini di popolazione residente servita (295.000 abitanti *vs.* 319.000), mentre cresce con riferimento alla superficie media servita (1.650 km^2 *vs.* 1.431) e alla numerosità media dei comuni serviti (40 *vs.* 36).

Il dato sulla potenzialità degli impianti di depurazione in esercizio (misurato in termini di abitanti equivalenti) evidenzia un sottodimensionamento delle infrastrutture di depurazione (il cui fabbisogno è tecnicamente misurato in termini di totale carico inquinante delle acque reflue urbane) di oltre il 18% (494.000 *vs.* 399.000 abitanti equivalenti).

Osservando la tavola 4.10, è possibile rilevare il citato fenomeno di sottodimensionamento degli impianti di depurazione, che, con riferimento al panel considerato, risulta rilevante in talune regioni del Paese (Veneto, Lazio, Campania e Sicilia).

Considerando l'insieme della filiera del servizio idrico integrato, i dati riportati – pur essendo ancora a un livello di approfondimento preliminare rispetto a quello che l'Autorità intende conseguire con il nuovo sistema di raccolte dati – supportano la conclusione che alcune fasi della filiera sembrano ancora necessitare di completamenti infrastrutturali. Infatti, non sono pochi gli operatori che dichiarano di gestire con la rete fognaria un numero di comuni maggiore di quello che coprono con la depurazione, e non sono state comunicate, al riguardo, informazioni relative all'espletamento di tale servizio da parte di altri soggetti. Considerazioni analoghe possono essere formulate anche riguardo agli scostamenti tra acquedotto e fognatura, sebbene siano frequenti le situazioni di gestione in economia delle condutture fognarie (e sia nota la loro refrattarietà a fornire dati).

TAV. 4.9

Servizio di depurazione: grandezze tecniche e dimensionali del panel

ANNO 2012	TOTALE	DATO MEDIO PER GESTORE	MIN	MAX	DEVIAZIONE STANDARD
Popolazione residente servita (ab.)	29.499.858	294.999	433	3.957.033	614.696
Popolazione fluttuante (ab.)	6.883.139	68.831	0	914.520	143.292
Comuni serviti (n.)	4.026	40	1	317	58
Superficie servita (km^2)	165.020	1.650	8	19.306	3.181
Totale carico inquinante acque reflue urbane (a.e.)	49.416.067	494.161	1.390	6.024.468	1.013.237
Abitanti equivalenti serviti (a.e.)	39.927.511	399.275	1.021	4.704.089	826.681

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati leggi regionali e Piani d'ambito.

TAV. 4.10

Servizio di depurazione: grandezze tecniche e dimensionali del panel, ripartite per regione

REGIONE	POPOLAZIONE RESIDENTE SERVITA (AB.)	POPOLAZIONE FLUTTUANTE (AB.)	COMUNI SERVITI (N.)	SUPERFICIE SERVITA (km^2)	LUNGHEZZA RETE (km)	NUMERO UTENTI TOTALI	NUMERO UTENZE DOMESTICHE	GRADO DI COPERTURA DEL PANEL
Piemonte	168.308	24.621	45	1.052	264.319	249.839	5,5%	92,6%
Valle d'Aosta	-	-	-	-	-	-	-	-
Lombardia	359.404	88.981	54	588	493.107	490.724	0,5%	40,7%
Trentino Alto Adige	-	-	-	-	-	-	-	-
Veneto	204.025	42.454	36	923	409.224	222.058	45,7%	54,6%
Friuli Venezia Giulia	106.403	34.059	25	895	171.983	166.013	3,5%	69,8%
Liguria	227.842	70.298	16	509	339.402	283.727	16,4%	43,5%
Emilia Romagna	543.942	64.773	47	3.034	958.132	837.374	12,6%	87,7%
Toscana	208.815	126.437	29	2.642	407.511	328.665	19,3%	34,1%
Umbria	242.333	18.906	31	2.705	526.531	476.276	9,5%	82,2%
Marche	81.998	31.927	12	469	120.927	100.649	16,8%	58,5%
Lazio	950.810	143.929	31	1.758	1.655.113	1.056.213	36,2%	69,1%
Abruzzo	-	-	-	-	-	-	-	-
Molise	-	-	-	-	-	-	-	-
Campania	23.445	3.891	9	179	98.190	26.401	73,1%	0,4%
Puglia	3.957.033	914.520	252	19.199	6.024.468	4.704.089	21,9%	97,6%
Basilicata	445.681	89.136	119	7.739	532.880	490.250	8,0%	77,1%
Calabria	-	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia	155.101	61.806	14	1.258	303.383	168.484	44,5%	21,7%
Sardegna	1.315.380	642.319	317	19.306	2.472.809	2.472.809	0,0%	80,2%

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati leggi regionali e Piani d'ambito.

Costo e consumi dell'energia elettrica

Risulta interessante approfondire il tema del costo e del consumo dell'energia elettrica, che rappresenta uno dei fattori produttivi più importanti nell'ambito della fornitura del servizio idrico integrato. Nella tavola 4.11 sono riepilogati i principali dati di consumo e di costo dell'energia elettrica dichiarati dai gestori del panel, ripartiti per regione. In particolare, sono evidenziati il consumo complessivo e medio per abitante (espressi in kilowattora). Alla data di stesura della presente *Relazione Annuale*, non si dispone né dei dati di consumo disaggregati per la potenza impegnata e per il tipo di servizio, né dei punti di prelievo, richiesti con la raccolta dei dati tecnici cui la maggioranza degli Enti d'ambito non ha ancora dato riscontro.

Si evidenzia come il consumo dell'energia elettrica sia molto variegato in conseguenza delle caratteristiche del territorio, in termini sia di concentrazione della popolazione, sia, soprattutto, di modalità di approvvigionamento idrico.

Poiché la maggior parte dell'energia elettrica, come sottolineato anche nella *Relazione Annuale* 2013, è utilizzata per gli impianti di depurazione, notoriamente energivori, la presenza di bassi livelli di consumo *pro capite* sembra confermare lo scarso sviluppo del servizio di depurazione che caratterizza le regioni del Sud Italia, dove il consumo medio è pari a 101 kWh per abitante, inferiore rispetto alla media italiana, che è pari a circa 118 kWh per abitante.

TAV. 4.11

Consumi e costo dell'energia elettrica a livello regionale – Dettaglio per zone

AREA GEOGRAFICA	CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA (kWh)	CONSUMO MEDIO (kWh/ABITANTE)	COSTO MEDIO EE (€/kWh)	GESTORI DEL PANEL	POPOLAZIONE RESIDENTE SERVITA (AB.)	GRADO DI COPERTURA DEL PANEL SU POPOLAZIONE
Nord-Ovest	1.136.452.928	122,12	0,1632	48	9.306.402	59,0%
Nord-Est	1.036.508.840	117,20	0,1708	30	8.843.661	77,3%
Centro	1.149.954.366	124,93	0,1644	32	9.204.885	79,3%
Sud	798.267.231	101,43	0,1494	5	7.870.108	56,3%
Isole	509.053.399	126,62	0,1745	16	4.020.398	60,5%
ITALIA	4.630.236.765	117,98	0,1641	131	39.245.454	66,0%

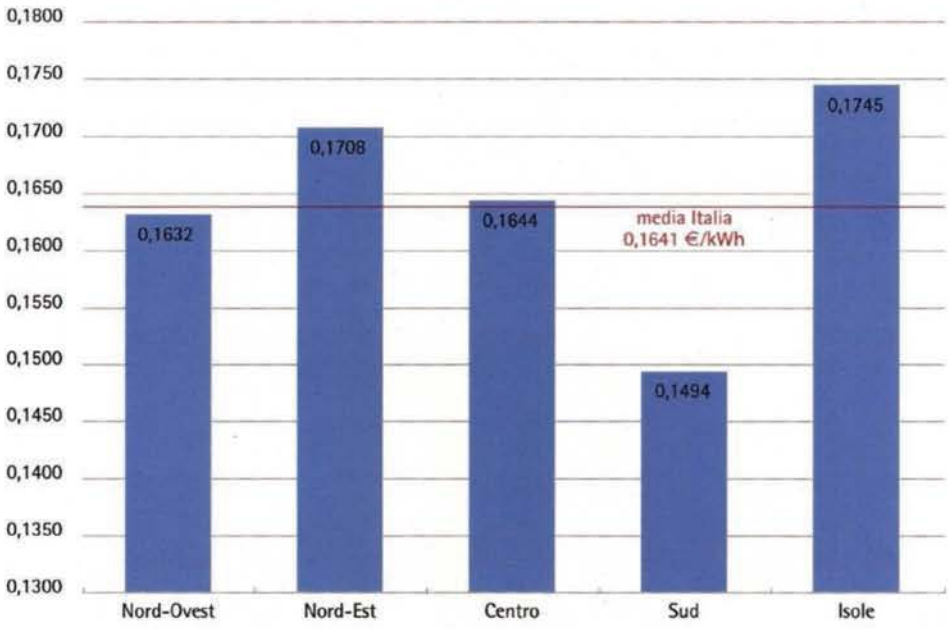
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati gestori del panel.

Il costo medio dell'energia elettrica appare abbastanza omogeneo, come risulta dalla figura 4.4, a eccezione del Sud, che sembrerebbe caratterizzarsi per un costo nettamente inferiore rispetto alle altre zone d'Italia. Anche in questo caso, come per altre situazioni descritte nei precedenti paragrafi, si tratta di una risultanza che richiede ulteriori verifiche da parte dell'Autorità.

FIG. 4.4

Costo medio di fornitura dell'energia elettrica – Dettaglio per zone

€/kWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati gestori del panel.

Evoluzione della domanda di acqua per usi domestici

Proseguendo l'analisi illustrata nella *Relazione Annuale* 2013, si è proceduto a esaminare la domanda di acqua per usi domestici[9] sulla base dei dati relativi ai capoluoghi di provincia dal 2000 al 2012, raccolti dall'Istat nel quadro di una più ampia indagine sui fattori ambientali. L'analisi evidenzia una riduzione del consumo *pro capite*, misurato in termini di metri cubi all'anno, del 17,8% (con un tasso di crescita medio annuale del -1,6%), passando dai 76,3 m³/ab. del 2000 ai 62,7 m³/ab. del 2012 (Tav. 4.12). Nel periodo considerato, il saldo nei consumi è negativo in tutte le regioni italiane; ciononostante, emerge una discreta variabilità territoriale, con contrazioni che vanno da un minimo dell'1% in Sicilia a un massimo del 27,7% in Piemonte. Si conferma, dunque, un trend di cambiamento nelle abitudini di consumo che può essere ricondotto, da un lato, alla maggiore efficienza degli elettrodomestici che utilizzano la risorsa idrica e, dall'altro, alla maggiore sensibilità delle famiglie nei confronti del valore economico della risorsa idrica.

TAV. 4.12

Trend dei consumi pro capite nel decennio 2000-2012
m³/abitante

REGIONE	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012[A]	VAR. 2012-2000	TASSO DI CRESCITA 2000-2012
Piemonte	98,9	100,9	93,5	87,9	83,4	82,3	83,3	78,9	77,0	75,5	71,7	72,1	71,5	-27,7%	-2,7%
Valle d'Aosta	82,1	86,0	87,7	89,0	80,2	71,9	72,8	68,8	64,0	64,2	65,7	67,6	61,7	-24,8%	-2,3%
Lombardia	86,5	86,8	86,1	83,4	78,9	78,5	79,1	78,7	79,9	79,9	78,0	78,0	75,0	-13,2%	-1,2%
Trentino Alto Adige	72,6	71,2	69,4	72,7	69,7	70,2	64,9	61,3	59,6	59,1	59,6	59,0	57,0	-21,5%	-2,0%
Veneto	69,3	67,9	70,5	73,9	67,2	66,6	65,1	62,7	62,2	61,7	62,2	60,6	57,9	-16,4%	-1,5%
Friuli Venezia Giulia	72,7	74,5	73,7	72,6	70,1	68,2	67,5	66,8	62,8	63,6	63,2	67,2	61,2	-15,9%	-1,4%
Liguria	82,2	83,7	78,9	77,2	73,7	70,0	70,5	69,5	66,9	65,7	62,6	59,5	61,6	-25,1%	-2,4%
Emilia Romagna	67,2	67,5	68,4	67,3	68,4	65,3	64,2	64,1	61,1	60,8	56,9	55,6	53,9	-19,9%	-1,8%
Toscana	61,3	62,4	60,6	60,0	59,0	57,0	56,4	55,2	55,8	54,7	53,6	51,0	54,3	-11,5%	-1,0%
Umbria	59,5	64,8	63,2	61,0	59,1	58,6	59,4	57,9	56,3	54,4	52,6	52,1	51,9	-12,8%	-1,1%
Marche	65,9	66,0	63,0	62,4	64,4	62,0	62,4	60,9	57,7	56,2	55,6	55,2	54,5	-17,3%	-1,6%
Lazio	95,2	97,4	94,0	90,3	90,4	89,7	87,2	85,0	84,2	83,5	83,3	71,7	70,9	-25,5%	-2,4%
Abruzzo	76,9	78,6	77,2	78,2	79,2	77,2	75,1	74,3	74,8	66,9[B]	63,6	64,9	66,0	-14,1%	-1,3%
Molise	53,6	54,0	54,7	52,1	52,6	53,9	52,7	51,9	54,2	51,6	53,6	55,6	49,2	-8,2%	-0,7%
Campania	72,4	72,1	71,5	71,2	69,2	70,9	72,4	63,2	62,4	61,1	60,5	59,5	57,7	-20,4%	-1,9%
Puglia	58,4	58,4	58,7	55,4	54,8	54,0	53,9	52,7	52,3	52,2	52,1	51,6	51,5	-11,9%	-1,1%

9 Si rammenta che, come riportato nel *Rapporto sulle performance ambientali: Italia 2013 – OECD*, gli usi domestici rappresentano il 19% della domanda totale della risorsa, l'uso irriguo il 50%, quello industriale il 17%, mentre il restante 14% è impiegato nella produzione di energia.

TAV. 4.12 - SEGUE

Trend dei consumi pro capite nel decennio 2000-2012

m³/abitante

REGIONE	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012(A)	VAR. 2012-2000	TASSO DI CRESCITA 2000-2012
Basilicata	68,6	68,2	66,4	63,5	59,6	58,0	56,4	53,6	52,3	50,7	50,6	56,0	49,9	-27,3%	-2,6%
Calabria	70,2	70,4	66,2	65,6	66,0	69,0	67,7	67,1	68,0	71,3	69,7	70,9	64,5	-8,1%	-0,7%
Sicilia	62,9	64,3	62,2	63,0	64,5	65,6	65,3	64,7	64,7	64,2	64,3	63,4	62,3	-1,0%	-0,1%
Sardegna	57,8	60,5	55,1	57,1	59,6	57,7	57,3	55,9	56,4	57,8	57,7	57,3	54,1	-6,5%	-0,6%
ITALIA	76,3	77,2	75,3	73,8	72,3	71,5	71,0	68,9	68,2	67,6	66,3	63,9	62,7	-17,8%	-1,6%

(A) I dati 2012 sono provvisori perché non ancora validati pienamente dall'Istat.
(B) Il dato 2009 dell'Abruzzo esclude la provincia dell'Aquila, i cui consumi sono stati fortemente influenzati dal terremoto dell'aprile 2009.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat di consumi di acqua *pro capite* e popolazione residente nei capoluoghi di provincia.

Tale contrazione si rende evidente anche graficamente, attraverso le figure 4.5 e 4.6, elaborate aggregando i capoluoghi per area geografica (Nord-Est, Nord-Ovest, Centro, Sud, Isole).

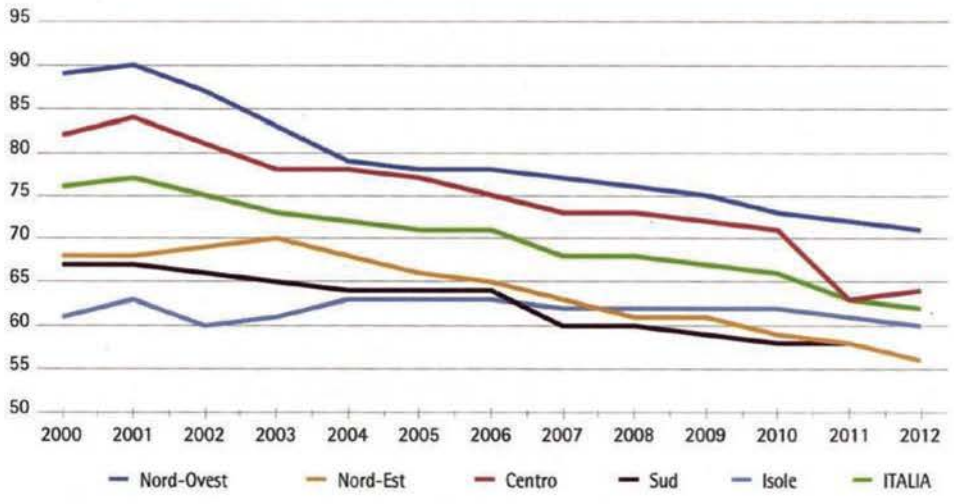
Si può constatare che lo spread tra il valore massimo e quello minimo del 2000 (27,7 m³/ab.) si riduce gradualmente fino al 2012 (11 m³/ab.), più che dimezzandosi grazie alla forte riduzione dei consumi *pro capite* che ha caratterizzato le regioni del Nord-Ovest e quelle del Centro. Tuttavia, al Nord-Ovest la domanda *pro capite* della risorsa si mantiene stabilmente al di sopra di quella rilevata in altre zone; invece, il Centro, anch'esso con consumi al di sopra dei valori medi nazionali, mostra una riduzione repentina nel 2011, dovuta, in larga misura, alla variazione del metodo di computo adottato dalle aziende erogatrici dei servizi idrici che operano nelle città di Roma e Viterbo (metodo che contempla la fatturazione dei soli consumi effettivi a partire dall'1 gennaio 2011, adottato probabilmente a seguito di efficienze realizzate nel servizio di misura e fatturazione). Si segnala, poi, che nelle realtà dove si tende a rilevare una dinamica dei consumi sostanzialmente stabile, l'effettiva causa potrebbe risiedere, più che nelle abitudini degli utenti, nei limiti dei sistemi di misurazione impiegati.

Nelle Isole, per contro, il consumo *pro capite* resta pressoché invariato, con una riduzione di appena il 2,3% in 13 anni, da attribuire principalmente alla Sardegna. Nel 2012, la zona geografica con il livello di consumo più contenuto risulta essere il Nord-Est.

FIG. 4.5

Dinamica dei consumi domestici per area geografica tra il 2000 e il 2012

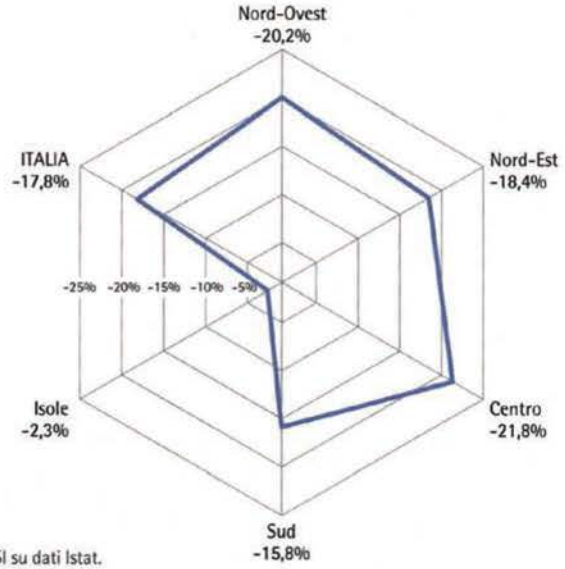
m³/abitante



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat.

FIG. 4.6

Variazione dei consumi pro capite tra il 2000 e il 2012



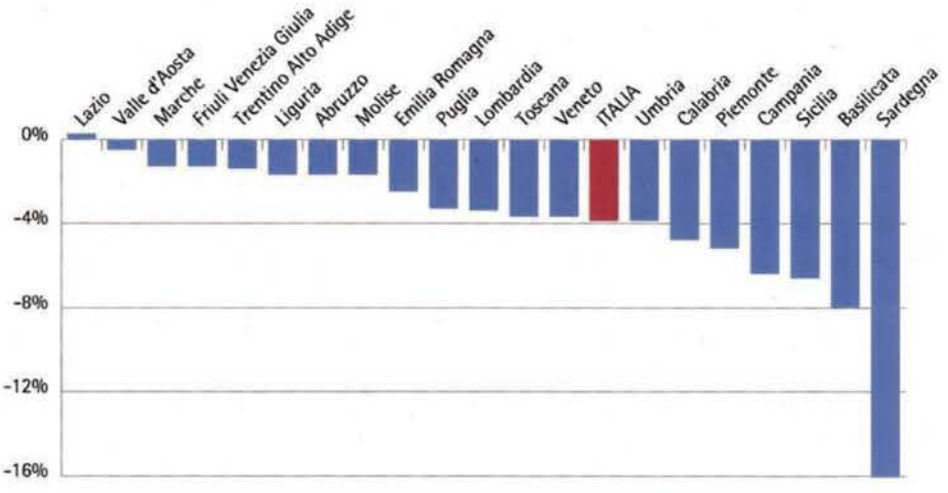
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat.

La ridotta diminuzione dei consumi *pro capite* nelle Isole è, con ogni probabilità, da ricollegare all'incrementata qualità del servizio dovuta a interventi sulle infrastrutture che hanno permesso di limitare razionamenti, interruzioni e disservizi. Come reso evidente dalla figura 4.7, infatti, Sicilia e Sardegna sono tra le regioni che maggiormente hanno evidenziato una diminuzione percentuale nella segnalazione di irregolarità nell'erogazione dell'acqua nel periodo 2005-2013[10] (rispettivamente -6,6% e -16,1%). Anche in questo caso, a fronte di una media nazionale del -3,9%, si registra un decremento generalizzato a livello regionale, eccezion fatta per il Lazio, che mostra un incremento, seppur minimo, delle irregolarità (0,3%).

FIG. 4.7

Famiglie che denunciano irregolarità nell'erogazione dell'acqua

Variazione 2005-2013



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat – Irregolarità nella distribuzione dell'acqua – Aspetti della vita quotidiana.

10 Si precisa che in questo caso, a differenza dell'analisi proposta nella tavola 4.12, oltre che nelle figure 4.5 e 4.6, il dato Istat regionale non è riferito ai soli capoluoghi di provincia.

Investimenti e tariffe

Attuazione delle regole transitorie sui costi riconosciuti

Come meglio dettagliato nella parte della *Relazione Annuale* relativa all'attività svolta (vol. II), alla fine del 2012, con la delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr, l'Autorità ha definito un metodo tariffario transitorio (MTT) per la determinazione delle tariffe del servizio idrico integrato negli anni 2012 e 2013[11].

Nel mese di febbraio 2013, l'Autorità ha, quindi, completato il set di strumenti per la regolazione tariffaria attraverso la definizione dei criteri per l'aggiornamento dei piani economico-finanziari (delibera 21 febbraio 2013, 73/2013/R/idr) , nonché delle regole di computo tariffario per le gestioni che erano in regime CIPE (metodo MTC di cui alla delibera 28 febbraio 2013, 88/2013/R/idr), proseguendo nel contempo l'attività finalizzata all'acquisizione delle grandezze tecniche ed economiche del settore, necessarie per realizzare un iniziale quadro conoscitivo del settore stesso, indispensabile per la definizione delle nuove regole.

Al fine di comprendere a pieno gli esiti delle approvazioni tariffarie di seguito descritte, risulta utile, in questa sede, ricordarne l'iter di cui alle delibere 585/2012/R/idr e 88/2013/R/idr: gli Enti d'ambito e gli altri soggetti competenti erano tenuti a predisporre le tariffe per gli anni 2012 e 2013 sulla base della nuova metodologia, con procedura partecipata dal gestore interessato, e a trasmettere all'Autorità, entro il 31 marzo 2013 (termine poi differito, su espressa richiesta dei medesimi Enti d'ambito, al 30 aprile 2013), le proprie istanze di aggiornamento tariffario ai fini della relativa approvazione.

A seguito dell'incompletezza dei calcoli tariffari ricevuti e del correlato set di atti e documenti, ai sensi delle delibere 585/2012/R/idr e 88/2013/R/idr, si sono resi necessari specifici approfondimenti istruttori, indispensabili per l'approvazione tariffaria. Pertanto, con la delibera 20 giugno 2013, 271/2013/R/idr, l'Autorità ha esplicitato la natura sistematica degli adempimenti richiesti alle ATO e ai soggetti competenti, chiarendo la relazione tra Programma degli interventi, elaborazioni tariffarie, programmazione economico-finanziaria e predisposizione dei corrispettivi da applicare all'utenza. Su queste basi, è stato avviato un procedimento finalizzato alla raccolta di tutti gli atti e di tutte le informazioni necessarie per procedere all'approvazione tariffaria. Contestualmente, è iniziata l'azione verso le realtà inottemperanti alla normativa.

Proposte tariffarie 2012 e 2013 approvate dall'Autorità e determinazioni d'ufficio

Alla luce della sopra richiamata procedura, alla data del 30 aprile 2014 risultano aver presentato proposta di aggiornamento tariffario all'Autorità, ai fini della relativa approvazione, i seguenti soggetti competenti:

11 Si veda anche la delibera 88/2013/R/idr, *Approvazione del metodo tariffario transitorio per le gestioni ex-CIPE (MTC) per la determinazione delle tariffe per gli anni 2012 e 2013 – Modifiche e integrazioni alla delibera 585/2012/R/idr.*

- 74 Enti d'ambito (relativi ai vecchi confini territoriali che prevedevano 92 ATO totali), con riferimento a 137 gestori per i quali vengono seguite le regole di computo tariffario recate dall'MTT, di cui alla delibera 585/2012/R/idr. Detti gestori servono 45.684.447 abitanti (pari al 78% della popolazione nazionale al netto di quella residente nelle regioni non soggette all'applicazione delle regole tariffarie), residenti in 5.499 comuni;
- 968 soggetti competenti alla predisposizione tariffaria (diversi dagli Enti d'ambito), con riferimento ad altrettante gestioni ex CIPE, per una popolazione servita complessivamente pari a 9.614.065 abitanti residenti in 1.481 comuni. Per dette gestioni vengono seguiti i criteri di calcolo recati dall'MTC, di cui alla delibera 88/2013/R/idr.

Dunque l'invio di dati, atti e informazioni (talvolta carenti e incompleti), trasmessi all'Autorità ai fini delle determinazioni tariffarie per gli anni 2012 e 2013, ha riguardato nel complesso 1.105 gestioni, per una popolazione servita di 55.298.512 abitanti[12]. Nel corso del 2013 e nei primi mesi del 2014, l'Autorità ha proceduto con le istruttorie per l'approvazione delle tariffe relative al periodo transitorio 2012-2013, identificando:

a) i soggetti per i quali valutare la coerenza tra la propria proposta tariffaria e gli obiettivi specifici prescelti, ai sensi del comma 6.5 della delibera 585/2012/R/idr e del comma 4.5 della delibera 88/2013/R/idr;
b) i soggetti inottemperanti all'obbligo di comunicazione dei dati (per i quali, ricorrendo le casistiche[13] di cui al comma 2.7 della delibera 347/2012/R/idr, le tariffe sono state determinate d'ufficio, ponendo il moltiplicatore tariffario pari a 0,9, ai sensi del comma 6.7 della delibera 585/2012/R/idr e del comma 4.7 della delibera 88/2013/R/idr);
c) i soggetti da escludere dall'aggiornamento tariffario ai sensi dell'art. 3[14] della delibera 585/2012/R/idr e dell'art. 2 della delibera 88/2013/R/idr, ponendo il moltiplicatore tariffario pari a 1.

In particolare, le determinazioni tariffarie approvate dall'Autorità, che hanno riguardato 536 gestioni, hanno avuto il seguente esito:

- per 76 gestioni ex MTT, che erogano il servizio a 30.324.507 abitanti, è stato approvato un aumento tariffario, rispetto ai dati del 2012, pari in media al 3,4%, dato compreso tra tre casi limite di riduzione dello 0,6% e dieci casi di incremento coincidente con il massimo consentito dal comma 7.1 della delibera 585/2012/R/idr (caso a) sopra menzionato);
- per due fornitori all'ingrosso di servizi idrici ex MTT è stato approvato un aumento tariffario, rispetto ai dati del 2012, pari in media al 4,6% (caso a) sopra menzionato);
- per 13 gestioni ex-CIPE (MTC), che servono 1.673.989 abitanti, è stato approvato un aumento tariffario, rispetto ai dati del 2012, pari in media al 2,4% (dato compreso tra un caso limite di diminuzione dell'8,4% e un incremento massimo del 6,4%) (caso a) sopra menzionato);
- per 194 gestioni ex-CIPE (MTC) è stata deliberata, per il 2013, una riduzione del 10%, interessando una popolazione di 729.888 abitanti (caso b) sopra menzionato);
- per 251 gestioni ex-CIPE (MTC) l'Autorità ha stabilito l'invarianza dei corrispettivi nell'ultimo biennio, coinvolgendo 1.423.034 abitanti residenti (caso c) sopra menzionato).

Considerando il complesso delle decisioni tariffarie adottate dall'Autorità, il valore medio degli incrementi tariffari (riferiti, nel loro insieme, a 34.151.418 abitanti residenti in 3.883 comuni) si attesta al 2,7% rispetto ai dati del 2012 (Tav. 4.13).

12 Si ricorda che dall'applicazione delle regole tariffarie transitorie sono escluse la Valle d'Aosta e le Province autonome di Trento e Bolzano.

13 Il comma 2.7 della delibera 347/2012/R/idr prevede che la tariffa sarà determinata d'ufficio nei casi in cui:
- il gestore non fornisca, in tutto o in parte, i dati richiesti, nel formato indicato dall'Autorità;
- il gestore non fornisca, in tutto o in parte, le fonti contabili obbligatorie che certificano gli elementi di costo e investimento indicati;
- il gestore non fornisca la modulistica richiesta o la fornisca non corredata dalla sottoscrizione del legale rappresentante;
- risulti che il gestore ha indicato elementi di costo o di investimento superiori a quelli indicati nelle fonti contabili obbligatorie.

14 Ai sensi dell'art. 3 sono esclusi dall'aggiornamento tariffario:
- i gestori del servizio idrico integrato il cui titolo a esercire il servizio è stato dichiarato invalido con sentenza passata in giudicato, ovvero ritirato o annullato in via amministrativa; sono altresì escluse le gestioni sul cui titolo a esercire il servizio è pendente un contenzioso giurisdizionale e in cui sia stata emanata dall'autorità giudiziaria una misura cautelare sospensiva o limitativa del titolo stesso, per tutta la durata dell'efficacia della misura medesima, ovvero in cui sia stata emanata dall'autorità giudiziaria una sentenza, che abbia accertato l'invalidità del titolo medesimo;
- le gestioni che, a fronte dell'avvenuto affidamento del servizio idrico integrato al gestore d'ambito, non hanno effettuato, alla data del 31 dicembre 2012, la prevista consegna degli impianti;
- le gestioni che, alla data del 31 luglio 2012, non avevano adottato la Carta dei servizi, nonché le gestioni che, alla medesima data, in violazione della normativa applicabile, applicavano alle utenze domestiche la fatturazione di un consumo minimo impegnato, limitatamente agli ambiti tariffari in cui veniva fatturato tale consumo minimo impegnato.

TAV. 4.13

Variazioni tariffarie a seguito del complesso dei provvedimenti adottati dall'Autorità

REGIONE	NUMERO PUNTI DI CONSEGNA		POTENZA IMPEGNATA (kW)		CONSUMO DI ENERGIA (kWh)	
	AT E MT	BT	AT E MT	BT	AT E MT	BT
Gestioni con Teta coerente con il Piano economico-finanziario (ex MTT)	3,4%	76	-0,6%	3	6,5%	10
Teta grossisti (ex MTT)	4,6%	2	3,9%	1	5,4%	1
Gestioni ex CIPE con Teta approvato (ex MTC)	2,4%	13	-8,4%	1	6,4%	1
Teta d'Ufficio (ex MTC)	-5,6%	445	-10,0%	194	0,0%	251
TOTALE GESTIONI	2,7%	536	-10,0%	194	6,5%	10

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

A fronte di un incremento tariffario complessivo del 2,7%, il valore medio del moltiplicatore tariffario deliberato dall'Autorità si attesta a 1,024 per l'anno 2012 e a 1,057 per l'anno 2013.

La distribuzione geografica delle gestioni e della popolazione interessata dai menzionati atti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità è dettagliata nelle successive tavole 4.14 e 4.15, nonché nelle figure 4.8 e 4.9.

TAV. 4.14

Gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità

REGIONE	APPROVAZIONI EX MTT		APPROVAZIONI EX MTC			TOTALE
	TETA COERENTE CON PEF	TETA GROSSISTI	TETA APPROVATI PER GESTIONI EX CIPE	TETA 0,9	TETA 1	
Abruzzo	2	-	-	3	14	19
Basilicata	1	-	-	-	-	1
Calabria	-	-	-	-	1	1
Campania	-	-	3	70	22	95
Emilia Romagna	12	2	-	-	2	16
Friuli Venezia Giulia	4	-	-	-	-	4
Interregionale Lemene	2	-	-	-	-	2
Lazio	2	-	1	54	9	66
Liguria	1	-	2	12	2	17
Lombardia	10	-	6	30	133	179
Marche	7	-	-	-	2	9
Molise		-	1	1	17	19
Piemonte	15	-	-	4	23	42
Puglia	1	-	-	-	-	1
Sicilia	1	-	-	19	26	46

TAV. 4.14 - SEGUE

Gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità

REGIONE	APPROVAZIONI EX MTT		APPROVAZIONI EX MTC			TOTALE
	TETA COERENTE CON PEF	TETA GROSSISTI	TETA APPROVATI PER GESTIONI EX CIPE	TETA 0,9	TETA 1	
Toscana	7	-	-	1	-	8
Umbria	3	-	-	-	-	3
Veneto	8	-	-	-	-	8
TOTALE	76	2	13	194	251	536

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

TAV. 4.15

Popolazione interessata dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità

Abitanti

REGIONE	APPROVAZIONI EX MTT		APPROVAZIONI EX MTC			TOTALE
	TETA COERENTE CON PEF	TETA GROSSISTI	TETA APPROVATI PER GESTIONI EX CIPE	TETA 0,9	TETA 1	
Abruzzo	542.822	-	5.588	66.959	615.369	19
Basilicata	587.517	-	-	-	587.517	1
Calabria	-	-	-	1.410	1.410	1
Campania	-	1.112.263	222.407	91.695	1.426.365	95
Emilia Romagna	3.086.099	-	-	4.650	3.090.749	16
Friuli Venezia Giulia	662.386	-	-	-	662.386	4
Interregionale Lemene	154.800	-	-	-	154.800	2
Lazio	3.842.990	15.469	222.414	153.074	4.233.947	66
Liguria	882.128	153.760	45.903	18.809	1.100.600	17
Lombardia	5.552.390	359.997	85.489	401.235	6.399.111	179
Marche	853.078	-	-	19.901	872.979	9
Molise	-	32.500	1.475	38.438	72.413	19
Piemonte	3.478.857	-	5.729	19.873	3.504.459	42
Puglia	4.060.595	-	-	-	4.060.595	1
Sicilia	261.414	-	139.689	606.990	1.008.093	46
Toscana	3.543.661	-	1.194	-	3.544.855	8
Umbria	902.477	-	-	-	902.477	3
Veneto	1.913.293	-	-	-	1.913.293	8
TOTALE	30.324.507	1.673.989	729.888	1.423.034	34.151.418	536

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

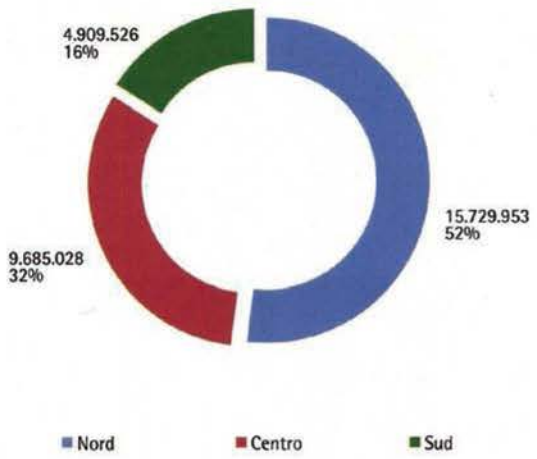


FIG. 4.8

Distribuzione geografica dei Teta approvati dall'Autorità ex MTT

Abitanti

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

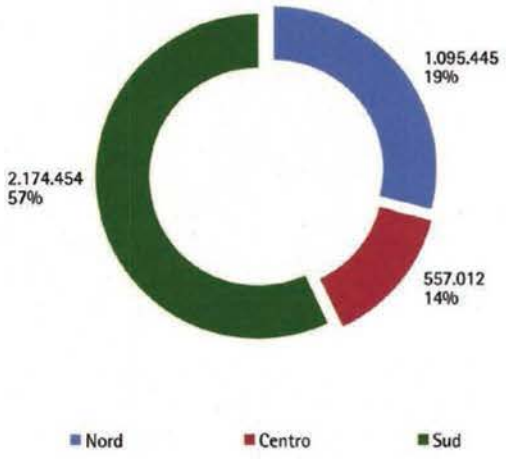


FIG. 4.9

Distribuzione geografica dei Teta approvati e determinati d'ufficio dall'Autorità ex MTC

Abitanti

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

Gli aggiornamenti tariffari sopra menzionati sono stati approvati in esito a una valutazione di coerenza tra la proposta tariffaria ricevuta dal soggetto competente e gli interventi, risultanti dagli atti e dai documenti trasmessi, ritenuti prioritari per il raggiungimento degli obiettivi, nazionali ed europei, di qualità ambientale e della risorsa, quali, per esempio:

- interventi destinati alla tutela della risorsa idrica e al superamento delle procedure di infrazione relative alle direttive comunitarie, con particolare riferimento alla realizzazione di opere per il miglioramento dei sistemi di collettamento fognario e alla implementazione delle capacità di depurazione degli impianti esistenti;
- opere di interconnessione dell'acquedotto e interventi di salvaguardia delle fonti di approvvigionamento;
- interventi su serbatoi, captazioni e grandi adduttrici;
- ricerca e riduzione delle perdite di rete;
- ammodernamento del parco contatori;
- interventi finalizzati all'emergenza idrica;
- estensione della rete di telecontrollo, al fine di regolare e monitorare il funzionamento degli impianti, di governare

l'efficienza energetica degli stessi, in particolare di quelli fognari e depurativi, e, nel caso della rete acquedottistica, di monitorare e migliorare le prestazioni della rete.

Come visto in precedenza (Tav. 4.13), con riferimento alle gestioni ex MTT, l'Autorità ha approvato un incremento tariffario medio del 3,4%, applicato a 30.324.507 abitanti, ritenuto coerente con gli investimenti programmati dagli Enti d'ambito per il 2013 e quantificati, al netto dei contributi a fondo perduto, in 1.282.663.084 € (ossia 42,3 € *pro capite*, come evidenziato nella tavola 4.16), con un incremento del 4,3% rispetto agli interventi pianificati per l'anno precedente.

TAV. 4.16

Investimenti sottostanti all'aggiornamento dei Piani economico-finanziari per le gestioni ex MTT

	UNITÀ DI MISURA	2012	2013
Investimenti al lordo dei contributi	€	1.519.961.814	1.527.531.662
Contributi	€	291.605.719	244.868.578
Investimenti al netto dei contributi	€	1.229.718.990	1.282.663.084
Investimenti netti *pro capite*	€/ab.	40,55	42,30

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

Al riguardo, con riferimento alla voce "Investimenti netti *pro capite*", si ritiene utile precisare che il valore medio della spesa per il 2012 potrebbe risultare, a livello nazionale, inferiore a quello riportato nella tavola 4.16, a seguito dell'aggiunta dei valori corrispondenti alle gestioni non approvate, a quelle penalizzate e a quelle escluse dall'aggiornamento tariffario. Infatti, a titolo esemplificativo, si segnala che i dati trasmessi ai fini del nuovo ciclo di approvazioni tariffarie (riferiti a un panel di gestori diverso da quello interessato dalle approvazioni tariffarie per gli anni 2012 e 2013) portano a quantificare un valore degli investimenti realizzati nel 2012, comprensivo dei contributi pubblici, pari a 34,06 € *pro capite*.

Proposte tariffarie 2012 e 2013 in fase di verifica

L'insieme delle gestioni che non sono state interessate da puntuali atti di approvazione delle tariffe per gli anni 2012 e 2013 da parte dell'Autorità presenta situazioni differenziate, riconducibili a:

- casi in cui gli Enti d'ambito o gli altri soggetti competenti hanno adottato delibere che prevedono incrementi dei costi superiori alla soglia massima consentita dalla regolazione, restando soggetti alle istruttorie già in corso, ai sensi del comma 7.1 della delibera 585/2012/R/idr e del comma 5.1 della delibera 88/2013/R/idr, finalizzate ad accertare la validità dei dati forniti e l'efficienza del servizio di misura;
- casi in cui sono state presentate determinazioni tariffarie per gli anni 2012 e 2013 che rispettano il previsto limite alla variazione del moltiplicatore tariffario, ma per i quali si sono rilevati problemi specifici e sono conseguentemente in corso verifiche ispettive (in tre realtà gestionali) e approfondimenti ulteriori;
- casi in cui gli Enti d'ambito o gli altri soggetti competenti hanno trasmesso informazioni, ma non hanno adottato alcun atto formale idoneo ad avviare il processo di determinazione delle tariffe per il biennio transitorio;
- casi in cui a una carenza di atti deliberativi e di indirizzo che formalizzino gli obiettivi della collettività interessata, si sommano rilevanti carenze riguardanti i dati e le informazioni trasmesse.

Con particolare riferimento alle 137 gestioni ricadenti nell'ambito di applicazione dell'MTT (78 delle quali sono state interessate dai provvedimenti di approvazione dell'Autorità di cui si è detto), risulta che (Tav. 4.17):

- per 48 gestioni (9.341.978 abitanti serviti) i relativi soggetti competenti hanno predisposto moltiplicatori tariffari superiori al *cap* di cui al comma 7.1 della delibera 585/2012/R/idr;
- per nove gestioni (5.358.434 abitanti serviti) le relative proposte

di aggiornamento tariffario non sono state ritenute approvabili per ragioni riconducibili a problemi specifici;

- per due gestioni gli approfondimenti istruttori hanno trovato positiva conclusione soltanto di recente.

TAV. 4.17

Proposte tariffarie MTT: dati di sintesi

	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE SERVITA (AB.)	NUMERO COMUNI SERVITI
Totale ϑ deliberati dall'Autorità	78	30.324.507	3.266
ϑ sopra *cap*	48	9.341.978	1.359
ϑ non approvabili per problemi specifici	9	5.358.434	775
ϑ approvabili	2	659.529	99
TOTALE	137	45.684.447	5.499

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

Per quanto riguarda le 968 gestioni ricadenti nell'ambito di applicazione dell'MTC (458 delle quali sono state interessate da provvedimenti di approvazione dell'Autorità o da determinazioni d'ufficio), risulta che (Tav. 4.18):

- per 58 gestioni (1.535.499 abitanti serviti) sono stati predisposti moltiplicatori tariffari superiori al *cap* di cui al comma 5.1 della delibera 88/2013/R/idr;
- per 414 gestioni (2.767.838 abitanti serviti) gli atti, i dati e le informazioni fornite risultano incompleti e carenti;
- per 38 gestioni (1.483.817 abitanti serviti) le relative proposte di aggiornamento tariffario non sono state ritenute approvabili per ragioni riconducibili a problemi specifici.

TAV. 4.18

Proposte tariffarie MTC: dati di sintesi

	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE SERVITA (AB.)	NUMERO COMUNI SERVITI
Totale ϑ deliberati dall'Autorità	458	3.826.911	583
ϑ sopra *cap*	58	1.535.499	210
ϑ non approvabili per problemi specifici	38	1.483.817	120
Invii di documentazione insufficiente	414	2.767.838	568
TOTALE	968	9.614.065	1.481

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

Considerando le risultanze parziali delle istruttorie in corso, a livello nazionale (con riferimento a una popolazione di 58.277.464 abitanti) è prospettabile un incremento tariffario del 3,7% rispetto ai dati del 2012, corrispondente a un valore medio del moltiplicatore tariffario pari a 1,036 per il 2012 e a 1,076 per il 2013.

Proposte tariffarie 2014-2015

Con la delibera 643/2013/R/idr, l'Autorità ha adottato il Metodo tariffario idrico (MTI) per gli anni 2014 e 2015.
Si tratta di un metodo che è stato basato su quattro tipi di schemi regolatori (Tav. 4.19) che gli Enti d'ambito o gli altri soggetti competenti decidono di selezionare ai fini del computo tariffario, in ragione del fabbisogno di investimenti per i prossimi quattro anni (in rapporto al valore delle infrastrutture esistenti) e dei costi operativi necessari al raggiungimento degli obiettivi specifici, individuati per il territorio di competenza.

TAV. 4.19

Matrice di schemi regolatori

		Nessuna variazione di obiettivi o attività del gestore	Presenza di variazioni negli obiettivi o nelle attività del gestore
Investimenti	$\frac{\sum_{2014}^{2017} IP_t^{exp}}{RAB_{MTI}} \leq 0{,}5$	Quadrante I	Quadrante II
	$\frac{\sum_{2014}^{2017} IP_t^{exp}}{RAB_{MTI}} > 0{,}5$	Quadrante III	Quadrante IV

Fonte: Delibera 643/2013/R/idr.

In particolare, l'MTI prevede che i soggetti competenti, dopo aver definito gli obiettivi specifici, cui associare un fabbisogno di spesa per investimenti individuato secondo esigenze oggettive e indifferibili, selezionino le regole di determinazione tariffaria applicabili al tipo di schema regolatorio corrispondente al quadrante prescelto, adottando contestualmente il proprio "specifico schema regolatorio", composto dai seguenti atti:

- il Programma degli interventi, con esplicitazione degli obiettivi e dei connessi interventi che si rende necessario realizzare, puntualmente definiti per il periodo 2014-2017;
- il Piano economico-finanziario, con esplicitazione del Vincolo ai ricavi e del moltiplicatore tariffario ϑ;
- la convenzione di gestione, contenente gli aggiornamenti necessari a recepire la disciplina introdotta.

La richiamata delibera 643/2013/R/idr fissa al 31 marzo 2014 il termine entro cui i soggetti competenti sono tenuti a trasmettere all'Autorità, ai fini dell'approvazione tariffaria per gli anni 2014 e 2015, gli atti e i dati previsti[15].

Da una prima analisi della documentazione ricevuta e recepita nel database dell'Autorità – cui seguiranno i dovuti approfondimenti istruttori, anche con l'eventuale invio di richieste di chiarimento specifiche – all'inizio del mese di maggio 2014 risulta che (Tav. 4.20)[16]:

- 31 Enti d'ambito (su 77 iscritti all'anagrafica dell'Autorità) sembrano aver ottemperato ai citati obblighi di predisposizione tariffaria, nelle forme e modalità previste, ivi compresa la trasmissione degli atti deliberativi di predisposizione tariffaria, ovvero di approvazione dell'aggiornamento del Piano economico-finanziario. Le proposte tariffarie pervenute riguardano 89 gestioni, che erogano il servizio a 26.392.843 abitanti;
- con riferimento a due Enti d'ambito, per i quali sta per essere avviata apposita istruttoria, è stata presentata, da parte dei rispettivi due gestori, istanza di aggiornamento tariffario ai sensi del comma 5.5 della delibera 643/2013/R/idr.

15 Si rammenta che, ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità, i soggetti competenti sono tenuti a trasmettere lo specifico schema regolatorio inviando:
- il Programma degli interventi;
- il Piano economico-finanziario, esplicitando il Vincolo ai ricavi e il moltiplicatore tariffario ϑ che ciascun gestore dovrà applicare negli anni 2014 e 2015;
- una relazione di accompagnamento che ripercorra la metodologia applicata;
- l'atto o gli atti deliberativi di predisposizione tariffaria, ovvero di approvazione dell'aggiornamento del Piano economico-finanziario;
- l'aggiornamento dei dati necessari secondo le previste modalità.

16 Sono escluse le informazioni prodotte da:
- quattro Enti d'ambito che hanno inviato (con riferimento a sei gestori) un set documentale incompleto, in un caso carente della prevista delibera di approvazione della proposta tariffaria, negli altri tre casi privo di Programma degli interventi, Piano economico-finanziario, relazione di accompagnamento e relativi atti di approvazione (si è avuto l'invio dei soli dati tecnici, economici e patrimoniali).
- Sei Enti d'ambito che non hanno trasmesso la relativa proposta tariffaria in tempo utile alla redazione della presente trattazione.

TAV. 4.20

Proposte tariffarie trasmesse all'Autorità per gli anni 2014 e 2015 (gestioni e popolazione coinvolta)

REGIONE	POPOLAZIONE RESIDENTE SERVITA (AB.)	POPOLAZIONE FLUTTUANTE (AB.)	COMUNI SERVITI (N.)	SUPERFICIE SERVITA (km^2)
Abruzzo	6(A)	-	-	-
Basilicata	1	1	1	549.134
Calabria	1	-	-	-
Campania	4	1	1	1.437.380
Emilia Romagna	1	1	16	4.316.282
Friuli Venezia Giulia	4	3	5	582.353
Interregionale Lemene	1	-	-	-
Lazio(B)	5	2	2	4.088.806
Liguria	5	1	1	882.128
Lombardia	13	2	3	3.222.057
Marche	5	3	11	1.049.018
Molise	1	-	-	-
Piemonte	6	6	26	4.283.475
Puglia(B)	1	1	1	4.021.160
Sardegna	1	1	1	1.596.242
Sicilia	9	2	2	613.467
Toscana	1	1	7	3.656.644
Umbria	3(A)	3	3	905.340
Valle d'Aosta	1	-	-	-
Veneto	8	5	11	2.692.517
TOTALE	77	33	91	33.896.003

(A) Enti d'ambito iscritti nell'anagrafica. Come visto in precedenza, le leggi regionali di Abruzzo e Umbria prevedono la costituzione di un ATO unico (in luogo dei precedenti sei ATO per l'Abruzzo e tre ATI per l'Umbria); tuttavia i rispettivi Enti d'ambito a oggi non risultano ancora operativi.

(B) Regione per la quale sono incluse le prime istanze dei gestori ricevute e in fase di analisi.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati forniti dagli Enti d'ambito.

Analisi delle decisioni degli Enti d'ambito

Seguendo l'impostazione assunta dall'MTI, con gli atti e i provvedimenti adottati dagli Enti d'ambito e dai soggetti competenti è possibile trarre alcune prime indicazioni sulle eventuali linee evolutive del settore idrico.

Con riferimento ai 91 gestori in considerazione, risulta che (Tav. 4.21):

- per 39 gestioni le amministrazioni competenti[17] hanno individuato esigenze di investimento contenute rispetto a quanto realizzato in passato ($\frac{\sum_{2014}^{2017} IP_t^{exp}}{RAB_{MTI}} \leq 0{,}5$) collocandosi nel Quadrante I (35 gestori) o nel Quadrante II (quattro gestori), a seconda dell'invarianza o meno degli obiettivi specifici e/o del perimetro di attività svolta. In tal caso, il limite massimo alla variazione del moltiplicatore tariffario ϑ, rispetto all'anno precedente, è fissato pari al 6,5%[18];

17 In due casi si tratta di istanze dei gestori.

18 Il comma 9.3, dell'Allegato A della delibera 643/2013/R/idr, prevede, nei Quadranti I e II, il seguente limite al moltiplicatore tariffario: $\frac{\vartheta^a}{\vartheta^{a-1}} \leq (1 + rpi + K)$ dove rpi=1,5% e K=5%.

- per 52 gestioni le amministrazioni competenti hanno programmato un elevato fabbisogno di investimenti nei prossimi quattro anni rispetto alla valorizzazione delle immobilizzazioni pregresse ($\frac{\sum_{2014}^{2017} IP_t^{exp}}{RAB_{MTT}} > 0{,}5$), collocandosi nel Quadrante III (45 gestori) o nel Quadrante IV (sette gestori), a parità o meno di obiettivi specifici e di territorio servito/servizi offerti. In tal caso, il limite massimo alla variazione del moltiplicatore tariffario ϑ, rispetto all'anno precedente, è stabilito pari al 9,0%[19].

Oltre alla correttezza e alla veridicità dei dati e delle informazioni trasmesse, l'Autorità verificherà che detti incrementi risultino coerenti con gli obiettivi stabiliti da ciascun soggetto competente, nonché con la quantificazione del conseguente fabbisogno di investimenti, come risultante dal Programma degli interventi, quale parte integrante della proposta tariffaria medesima.

TAV. 4.21

Dati di sintesi sulle predisposizioni tariffarie 2014-2015

Totale soggetti competenti	33
Totale popolazione (abitanti)	33.896.003
Totale gestioni	91
di cui:	
in Quadrante I	35
in Quadrante II	4
in Quadrante III	45
in Quadrante IV	7

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati forniti dagli Enti d'ambito.

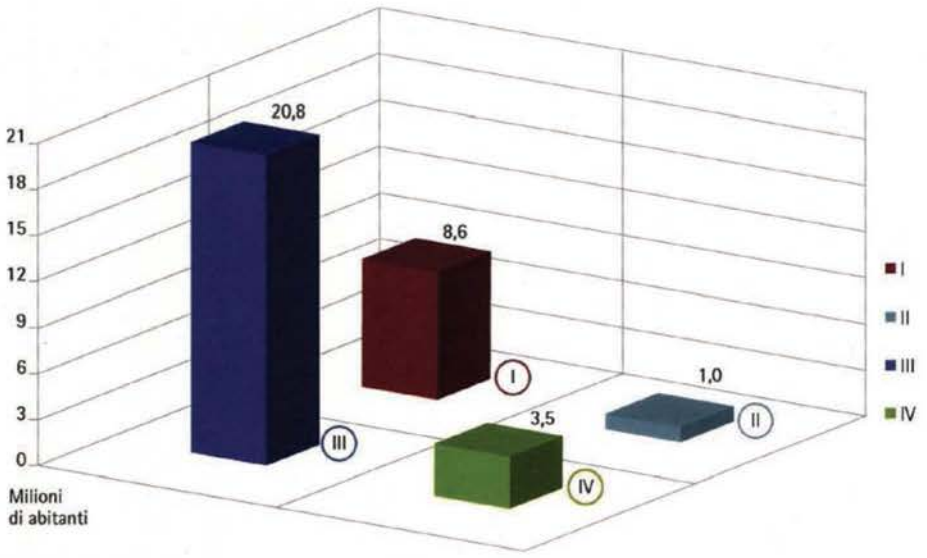
In particolare, pur con le differenze territoriali evidenziate nella tavola 4.22, si registra:

- per 9.575.336 abitanti (serviti dai 39 gestori per i quali si applicano le regole di calcolo di cui ai Quadranti I e II, figura 4.10) un contenuto fabbisogno di investimenti (rispetto alla RAB esistente), quantificato in 1.373.675.967 € per il prossimo quadriennio;
- per 24.320.667 abitanti (serviti dai 52 gestori per i quali si applicano le regole di calcolo di cui ai Quadranti III e IV, figura 4.10) un rilevante fabbisogno di investimenti (rispetto alla RAB esistente), quantificato in 3.027.638.001 € per i prossimo quattro anni.

19 Il comma 9.3, dell'Allegato A della delibera 643/2013/R/idr, prevede, nei Quadranti III e IV, il seguente limite al moltiplicatore tariffario: $\frac{\vartheta^a}{\vartheta^{a-1}} \leq [1 + rpi + (1+\gamma) \times K]$ dove rpi=1,5%, K=5% e γ = 0,5.

FIG. 4.10

Popolazione residente sottostante le predisposizioni tariffarie 2014-2015 suddivisa per quadrante d'appartenenza



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati forniti dagli Enti d'ambito.

TAV. 4.22

Fabbisogno di investimenti per area geografica sottostante le predisposizioni tariffarie 2014-2015, suddiviso per quadrante d'appartenenza

AREA GEOGRAFICA	QUADRANTE I E II			QUADRANTE III E IV		
	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	INVESTIMENTI NEI PROSSIMI QUATTRO ANNI (€)	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	INVESTIMENTI NEI PROSSIMI QUATTRO ANNI (€)
Nord-Ovest	10	3.801.422	518.455.757	20	4.586.238	630.003.676
Nord-Est	21	5.070.313	789.607.831	11	2.520.839	446.771.737
Centro	8	703.601	65.612.379	15	8.996.207	1.251.704.647
Sud	-	-	-	3	6.007.674	542.197.881
Isole	-	-	-	3	2.209.709	156.960.060
TOTALE CAMPIONE	39	9.575.336	1.373.675.967	52	24.320.667	3.027.638.001

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati forniti dagli Enti d'ambito.

Le prime indicazioni che sono state brevemente schematizzate in questo paragrafo sembrano confermare i presupposti che hanno orientato l'Autorità nell'adozione della nuova regolazione idrica: la rilevante esigenza di investimenti, rispetto allo stock di infrastrutture realizzato in passato, e incluso nel *Regulatory Asset Base* del settore, ha condotto una parte significativa di Enti d'ambito, ampiamente maggioritaria per popolazione interessata, a predisporre schemi regolatori che prevedano un'importante spesa per investimenti.

Istanze inviate dai gestori

La procedura di approvazione dell'MTI (comma 5.5 della delibera 643/2013/R/idr e seguenti) prevede la possibilità per i gestori, in caso di inerzia degli Enti d'ambito, di trasmettere istanza di aggiornamento tariffario recante lo schema regolatorio, redatto conformemente ai criteri previsti dal provvedimento, e di darne comunicazione all'Autorità.

In tali casi, è previsto che l'Autorità diffidi gli Enti d'ambito o gli altri soggetti competenti ad adempiere entro i successivi 30 giorni.

Decorso tale termine, l'istanza si intende accolta ai sensi dell'art. 20 della legge 7 agosto 1990, n. 241, ed è sottoposta all'Autorità ai fini della sua valutazione e approvazione.

Alla fine del mese di maggio, l'Autorità ha ricevuto 118 istanze di aggiornamento tariffario ai sensi del comma 5.5 della delibera 643/2013/R/idr, suddivise territorialmente come illustrato nella tavola 4.23.

TAV. 4.23

Istanze di aggiornamento tariffario

AREA GEOGRAFICA	NUMERO GESTORI ISTANTI	NUMERO GESTORI ISTANTI RIMANENTI
Centro	21	11
Isole	21	19
Nord-Est	2	1
Nord-Ovest	61	53
Sud	13	13
TOTALE COMPLESSIVO	118	97

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati forniti dagli Enti d'ambito.

È possibile evidenziare, tuttavia, che per 21 delle 118 gestioni sopra dette, il relativo Ente d'ambito ha successivamente provveduto a inviare le relazioni e le necessarie delibere di predisposizione tariffaria.

Prime approvazioni tariffarie 2014 e 2015

A partire dal 16 maggio 2014, l'Autorità ha iniziato il processo di approvazione, a seguito di istruttoria, delle tariffe per le annualità 2014-2015 ai sensi dell'MTI.

Alla data del 30 maggio 2014 sono state approvate le tariffe per cinque gestioni, operanti in quattro ATO; inoltre, la proposta tariffaria relativa a una ulteriore gestione è stata sottoposta al Collegio dell'Autorità per l'approvazione (Tav. 4.24).

TAV. 4.24

Proposte tariffarie ex MTI approvate dall'Autorità

AREA GEOGRAFICA	QUADRANTE I E II					QUADRANTE III E IV				
	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE (AB.)	INCREMENTO TARIFFARIO MEDIO ANNUO 2014	INCREMENTO TARIFFARIO MEDIO ANNUO 2015	INVESTIMENTI NEI PROSSIMI QUATTRO ANNI (€)	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE (AB.)	INCREMENTO TARIFFARIO MEDIO ANNUO 2014	INCREMENTO TARIFFARIO MEDIO ANNUO 2015	INVESTIMENTI NEI PROSSIMI QUATTRO ANNI (€)
Nord-Ovest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord-Est	2	256.727	4,8%	2,6%	24.231.508	1	94.572	6,8%	4,9%	27.614.000
Centro	1	232.892	6,4%	4,5%	20.666.462	2	672.448	4,6%	5,8%	64.881.854
Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Isole	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE CAMPIONE	3	489.619	5,6%	3,5%	44.897.970	3	767.020	4,8%	5,7%	92.495.854

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati forniti dagli Enti d'ambito.

Restituzione e remunerazione del capitale investito – Alcuni dati

Con riferimento all'ammontare di remunerazione del capitale relativo al periodo 21 luglio – 31 dicembre 2011 da restituire agli utenti, l'Autorità ha stabilito che lo stesso dovesse essere elaborato dagli Enti d'ambito seguendo dei precisi criteri fissati dall'Autorità, nel rispetto del principio del *full cost recovery* e in continuità con le regole tariffarie già previste per il periodo transitorio 2012-2013.

Gli importi quantificati dagli Enti d'ambito e verificati dall'Autorità determinano un ammontare del rimborso, da corrispondere a 13.920.306 utenti domestici, mediamente pari a 3,90 €/utente (con un valore massimo pari a 41,41 €/utente, determinato dalla AATO della Provincia di Genova).

Inoltre, per gli Enti d'ambito che non hanno trasmesso all'Autorità né la richiesta di quantificazione, né altre informazioni utili – anche a seguito dell'intimazione loro inviata – si è proceduto a quantificare forfettariamente la quota che ogni gestore presente sul territorio del relativo ATO è tenuto a restituire a ciascun consumatore finale, ponendo la medesima pari a 4,92 €/utente.

PARTE II – *Attività svolta*

(Relazione annuale sullo stato dei servizi

e sull'attività svolta – 31 marzo 2014)

Indice delle tavole

Tav. 2.1	Dettaglio degli oneri A_3
Tav. 2.2	Sintesi della prima serie di dichiarazioni delle imprese energivore
Tav. 2.3	Ripartizione delle risorse finanziarie del Piano operativo annuale 2013 della Ricerca di sistema elettrico nazionale
Tav. 2.4	Progetti realizzati o in corso di realizzazione nel 2013 e organismi di ricerca/società responsabili dei progetti
Tav. 4.1	Operatori assegnatari del servizio di salvaguardia per il periodo 2014-2016
Tav. 4.2	Operatori individuati come FUI per l'anno termico 2013-2014
Tav. 4.3	Operatori individuati come FD_D per l'anno termico 2013-2014
Tav. 4.4	Incidenza, sul totale dei C^{MOR} con esito positivo, dei C^{MOR} applicati ai clienti che hanno ripetutamente utilizzato lo switching al fine di evitare il pagamento delle fatture degli ultimi mesi di fornitura
Tav. 4.5	Chiamate pervenute al call center dello Sportello
Tav. 4.6	Principali argomenti delle chiamate gestite con operatore dal call center dello Sportello
Tav. 4.7	Risultati della rilevazione "Mettiamoci la faccia" per il call center dello Sportello
Tav. 4.8	Standard generali di qualità dei call center
Tav. 4.9	Graduatorie della qualità dei call center delle aziende di vendita di energia elettrica e gas - Punteggio globale IQT
Tav. 4.10	Reclami allo Sportello suddivisi per tipologia di cliente e per settore
Tav. 4.11	Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2012, nel 2013 e nel I trimestre 2014
Tav. 4.12	Argomenti delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2012, nel 2013 e nel I trimestre 2014
Tav. 4.13	Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2012, nel 2013 e nel I trimestre 2014
Tav. 4.14	Argomenti delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2012, nel 2013 e nel I trimestre 2014
Tav. 4.15	Comunicazioni relative a forniture dual fuel ricevute dallo Sportello nel 2012, nel 2013 e nel I trimestre 2014
Tav. 4.16	Argomenti delle comunicazioni relative alle forniture dual fuel ricevute dallo Sportello nel 2012, nel 2013 e nel I trimestre 2014
Tav. 4.17	Famiglie cui è stata riconosciuta almeno un'agevolazione ripartita per macroaree
Tav. 4.18	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico
Tav. 4.19	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico per l'anno 2014
Tav. 4.20	Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico
Tav. 4.21	Famiglie cui è stata riconosciuta almeno un'agevolazione ripartita per macroaree
Tav. 4.22	Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico
Tav. 5.1	Sintesi delle attività di consultazione
Tav. 5.2	Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2012 e 2013
Tav. 5.3	Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2008-2013
Tav. 5.4	Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2008-2013

Tav. 5.5	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio
Tav. 5.6	Verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di energia elettrica alle quali è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione
Tav. 5.7	Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio
Tav. 5.8	Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas
Tav. 5.9	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di recuperi di sicurezza del servizio
Tav. 5.10	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento
Tav. 5.11	Verifiche ispettive in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie nei confronti di Imprese elettriche minori non trasferite all'Enel
Tav. 5.12	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete di impianti di produzione
Tav. 5.13	Verifiche ispettive nei confronti di imprese titolari di impianti di produzione fotovoltaici in materia di connessione con la rete elettrica
Tav. 5.14	Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte in collaborazione con la CCSE e il GSE
Tav. 5.15	Procedimenti individuali dal 2009 al 2013
Tav. 5.16	Motivazioni sottese all'incremento del margine dovuto ai maggiori prezzi praticati
Tav. 5.17	Volume di ricavi e addizionale Ires delle imprese del settore energia elettrica e gas
Tav. 5.18	Volume di ricavi e addizionale Ires delle imprese del settore petrolifero
Tav. 5.19	Esiti del contenzioso dal 1997 al 2013
Tav. 5.20	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2013
Tav. 5.21	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2013
Tav. 7.1	Obiettivi del Piano strategico dell'Autorità per il triennio 2012-2014
Tav. 7.2	Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità
Tav. 7.3	Composizione del personale al 31 dicembre 2013 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento
Tav. 7.4	Retribuzione lorda per carriera e grado
Tav. 7.5	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto

Indice delle figure

Fig. 2.1	Gettito della componente A_s ed erogazioni approvate
Fig. 4.1	Andamento del PUN per fascia oraria (rapporto % tra il prezzo medio trimestrale per fascia e il prezzo medio trimestrale)
Fig. 4.2	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario
Fig. 4.3	Livello di qualità dei servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center
Fig. 4.4	Livello di qualità dei servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center
Fig. 4.5	Punteggio globale IQT di sistema
Fig. 4.6	Andamento storico di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni complessivamente ricevuti dall'Autorità e dallo Sportello
Fig. 4.7	Canali di attivazione del Servizio conciliazione
Fig. 4.8	Tipologia cliente e settore - Dettaglio
Fig. 4.9	Tipologia cliente e settore - Dato aggregato
Fig. 4.10	Materie oggetto di controversia azionata presso il Servizio conciliazione
Fig. 5.1	Operatori soggetti alla vigilanza RHT
Fig. 5.2	Addizionale Ires di competenza del settore energia elettrica e gas e del settore petrolifero
Fig. 5.3	Addizionale Ires dovuta dai principali soggetti vigilati
Fig. 5.4	Risultanze delle verifiche contabili sulle imprese vigilate del settore energia elettrica e gas
Fig. 5.5	Risultanze delle verifiche contabili sulle imprese vigilate del settore petrolifero
Fig. 6.1	Reclami attinenti al sistema idrico pervenuti all'Autorità nell'anno 2013

1.
Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali

Evoluzione della legislazione europea

Durante l'anno trascorso, l'attenzione delle istituzioni dell'Unione europea ha continuato a essere rivolta al completamento del mercato interno dell'energia entro il 2014, con l'obiettivo di rendere i singoli mercati nazionali pienamente integrati e interconnessi. A tale riguardo, sia il Consiglio europeo del 22 maggio 2013, dedicato ai temi dell'energia, sia la Commissione europea, in apposita comunicazione del gennaio 2014, hanno sollecitato gli Stati membri a dare attuazione quanto prima alle norme europee sul mercato interno dell'energia, a investire nelle infrastrutture energetiche, a promuovere l'efficienza energetica e a rafforzare la posizione dei consumatori anche attraverso la razionalizzazione dell'intervento pubblico e la riduzione dei prezzi dell'energia, i cui elevati livelli minano la competitività dell'Unione europea.

A tal fine, in corso d'anno la Commissione è intervenuta con la comunicazione *Delivering the internal electricity market: making the most of public intervention* (COM (2013) 7243 *final*, del 5 novembre 2013), delineando i principi chiave per una revisione delle misure di sostegno pubblico nel settore elettrico – con particolare riferimento ai meccanismi di sostegno allo sviluppo delle energie rinnovabili e ai meccanismi orientati a garantire l'adeguatezza della capacità di generazione – affinché non distorcano il buon funzionamento del mercato interno dell'energia. Nel dicembre 2013 la Commissione ha aperto una consultazione pubblica su una proposta di *Linee guida per gli aiuti di Stato nel settore energia e ambiente* coerente con i principi delineati nella comunicazione di cui sopra. Infine, il 22 gennaio 2014, dando seguito a una richiesta del Consiglio europeo del maggio 2013, la Commissione ha pubblicato una nuova *Comunicazione sui costi e i prezzi dell'energia in Europa* che analizza le determinanti e l'andamento dei prezzi finali di energia elettrica e gas per consumatori industriali e domestici nel periodo 2008-2012, proponendo alcune misure per il loro contenimento.

In tema di politiche per il clima e l'ambiente, a valle della consultazione sul *Libro verde sul nuovo quadro al 2030 per le politiche dell'Unione europea in materia di cambiamenti climatici ed energia*, pubblicato nel marzo 2013, il 22 gennaio 2014 la Commissione ha pubblicato la *Comunicazione quadro delle politiche per l'energia e il clima al 2030*; con essa ha ribadito la necessità di proseguire sulla strada di una decarbonizzazione dell'economia europea, proponendo, tra l'altro, il perseguimento sia dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 40% rispetto al livello del 1990, sia dell'obiettivo, vincolante per l'Unione europea, di aumentare al 27% la quota di consumo interno lordo coperta da fonti rinnovabili.

Nei paragrafi seguenti viene proposta una descrizione sintetica di questi documenti.

Sotto il profilo strettamente legislativo, in corso d'anno è stato adottato il regolamento (UE) 1316/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2013, che istituisce il meccanismo per il finanziamento delle nuove infrastrutture strategiche transnazionali (tra cui i Progetti di interesse europeo per nuove infrastrutture energetiche; vedi la *Relazione Annuale* 2013) e che modifica il regolamento (UE) 913/2010.

Verso una nuova strategia energetica per l'Europa

In una logica di continuità rispetto all'anno precedente, anche nell'anno appena trascorso le conclusioni del Consiglio europeo del 22 maggio 2013 hanno dedicato un'attenzione rilevante al tema del mercato interno dell'energia. Al riguardo, il Consiglio ha enfatizzato l'importanza del rispetto delle tempistiche concordate per il completamento del mercato interno dell'energia entro il 2014, cui deve accompagnarsi l'impegno collettivo affinché nessuno Stato membro rimanga isolato dalle reti europee di trasporto del gas e dell'energia elettrica dopo il 2015. Al fine di promuovere la competitività, la crescita e l'occupazione in seno all'Unione europea, alla luce anche della perdurante crisi economica, le conclusioni del Consiglio, oltre a ribadire quanto sia rilevante completare il mercato interno e sviluppare adeguate interconnessioni tra gli Stati membri dell'Unione europea, hanno sottolineato tra le priorità dell'Europa: la necessità di investire in moderne infrastrutture energetiche; la razionalizzazione degli interventi pubblici nei settori che rischiano di distorcere il mercato dell'energia; la lotta per la riduzione dei prezzi dell'energia, i cui elevati livelli sono di ostacolo alla competitività.

Comunicazione della Commissione europea in tema di efficacia degli interventi pubblici nel settore elettrico nel quadro di uno sviluppo efficiente del mercato interno

Al fine di garantire il raggiungimento dei tre obiettivi fondamentali della politica energetica europea, relativi al contenimento delle emissioni di gas di serra, al completamento del mercato interno e alla sicurezza delle forniture, la Commissione ritiene necessaria una revisione delle politiche di intervento pubblico in Europa. Il Consiglio europeo del maggio 2013 ha già posto l'attenzione sugli oneri fiscali e parafiscali che gravano sui prezzi al dettaglio, nonché sui potenziali effetti distorsivi dei meccanismi nazionali di remunerazione delle capacità. A tale proposito, il Consiglio ha richiesto alla Commissione di fornire orientamenti in merito, nonché di procedere a una generale ridefinizione della disciplina sugli aiuti di Stato ambientali ed energetici per il periodo 2014-2020.

Facendo seguito a tali richieste, il 5 novembre 2013 la Commissione ha pubblicato una comunicazione recante orientamenti per ottimizzare gli interventi pubblici nel settore elettrico, minimizzando contestualmente i potenziali effetti distorsivi sul mercato interno dell'energia, con particolare attenzione a tre ambiti: adeguatezza della generazione e remunerazione delle capacità; schemi di incentivo delle energie rinnovabili e relativi meccanismi di coordinamento; *demand side management* (DSM). Nello specifico, le principali proposte della Commissione possono essere riassunte come segue.

- *Adeguatezza della generazione e interventi di remunerazione delle capacità* - La Commissione individua principi e raccomandazioni riguardanti: (i) le metodologie di valutazione dell'adeguatezza della generazione elettrica e le opzioni di intervento prefigurabili; (ii) l'esigenza di rimozione di tutti i possibili ostacoli regolatori al libero sviluppo della capacità di generazione (regolazione di prezzo, *price cap* in mercati concorrenziali, sviluppo di mercati infragiornalieri, mercati dei servizi ancillari e di bilanciamento); (iii) la valutazione d'impatto di meccanismi alternativi a interventi di remunerazione delle capacità (DSM, sviluppo interconnessioni ecc.); (iv) la scelta del meccanismo più adeguato per le esigenze specifiche ("riserve strategiche" versus *capacity payments*). Qualora meccanismi di remunerazione delle capacità si rendessero comunque necessari, per non essere considerati distorsivi la Commissione ritiene che questi debbano: (i) consentire la partecipazione di tutti gli operatori esistenti e di potenziali nuovi entranti; (ii) essere tecnologicamente e sufficientemente flessibili; (iii) essere aperti alla partecipazione di

operatori esteri; (iv) evitare di introdurre restrizioni o sovracosti alle esportazioni, non prevedere *price cap* o restrizioni alle aste e prevedere invece livelli di penalità che possano indurre scelte inefficienti; (v) avere *reliability options* con *strike price* significativamente superiori ai normali prezzi attesi di mercato; (vi) non avere impatti negativi su *market coupling, intraday* e meccanismi di bilanciamento.

- *Sostegno alle energie rinnovabili* – Parallelamente e in coerenza con il graduale aumento del livello di maturità del settore, la Commissione ritiene che gli schemi di incentivo alle energie rinnovabili debbano lasciare spazio ai segnali di prezzo, prevedendo un graduale passaggio da *feed-in tariffs* (tariffe omnicomprensive) a *feed-in premium* o ad altri meccanismi come quelli basati sulle "quote" allocate con meccanismi competitivi (*i.e.* certificati verdi). Gli incentivi dovranno essere inoltre degressivi con il maturare delle tecnologie, fino alla totale neutralità. Altri elementi incentivanti di natura regolatoria, ma non di prezzo (*i.e.* obblighi di dispacciamento, uso delle interconnessioni, costi di allacciamento alla rete o regole di rete ecc.), dovranno essere gradualmente ridotti. La Commissione propone anche la graduale convergenza, a livello europeo, degli strumenti, nonché dei livelli di incentivo alle energie rinnovabili, e suggerisce quantomeno l'utilizzo di criteri di calcolo comuni per la valutazione dei costi dei meccanismi incentivanti. I meccanismi di cooperazione europea per gli incentivi alle energie rinnovabili fra diversi Stati membri sono visti con particolare favore.
- *DSM* – La Commissione ritiene che il ruolo della domanda per migliorare il grado di flessibilità del sistema elettrico sia ampiamente sottovalutato dagli Stati membri. Ritiene altresì che le misure di DSM - contenute nella direttiva per la liberalizzazione del settore elettrico del 2009 e in quella sull'efficienza energetica del 2012 - debbano essere implementate e introdotte nei Codici di rete. Fra gli interventi necessari ritenuti più urgenti in questo contesto, la Commissione suggerisce: le tariffe multiorarie, l'eliminazione dei prezzi regolati, la promozione del ruolo dei distributori nel bilanciamento locale, lo sviluppo di regole appropriate per lo scambio dei dati, il *roll out* di *smart metering* e di *smart appliances*.

Proposte in materia di Linee guida per gli aiuti di Stato nel settore energia e ambiente

Il 18 dicembre 2013 la Commissione europea, in coerenza con i principi delineati nella comunicazione *Delivering the internal energy market and making the most of public intervention*, ha messo in consultazione le proprie proposte di nuove *Linee guida per gli aiuti di Stato nel settore energia e ambiente*. La revisione delle *Linee guida*, parte integrante e consequenziale della riforma degli aiuti di Stato dell'8 maggio 2012[1], contiene i criteri generali sulla base dei quali la Commissione valuterà la compatibilità degli interventi pubblici in ambito energetico e ambientale.

L'art. 107 del Trattato dell'Unione europea definisce il principio generale del divieto degli aiuti di Stato e, al contempo, ne individua le categorie per cui possono essere previste deroghe; l'art. 108 del Trattato definisce la disciplina del controllo e l'obbligo di notifica. Nelle *Linee guida* proposte dalla Commissione le deroghe sono ammesse per: a) gli aiuti destinati a promuovere la realizzazione di un importante progetto di comune interesse europeo (*Projects of Common Interest* - PCI), oppure a porre rimedio a un grave turbamento dell'economia di uno Stato membro; b) gli aiuti destinati ad agevolare lo sviluppo di talune attività o di talune regioni economiche, sempre che non alterino le condizioni degli scambi in misura contraria al comune interesse. Sono definite le soglie di aiuto a singoli soggetti per cui è necessaria apposita notifica, oltre a quella per gli schemi generali, e sono individuati i criteri di compatibilità rispetto all'art. 107.3, lettere b) e c), cui fanno riferimento alcune categorie di aiuti di Stato. Le principali novità delle *Linee guida* proposte dalla Commissione consistono nell'individuazione di criteri di compatibilità specifici per alcuni interventi in ambito energetico, quali: gli incentivi alle fonti rinnovabili, all'efficienza energetica, al teleriscaldamento, alla cogenerazione e alle infrastrutture energetiche; i meccanismi di capacità; l'esenzione totale o parziale dai corrispettivi fiscali e parafiscali per specifiche categorie di utenti.

Gli incentivi alle fonti rinnovabili sono ammessi in deroga alla disciplina generale purché siano meccanismi trasparenti e non discriminatori, di mercato (*i.e. feed-in premium* e certificati verdi), basati su aste e possibilmente a beneficio di soggetti con responsabilità di bilanciamento ove esistano meccanismi *intra-*

1 Comunicazione della Commissione su *Modernizzazione degli aiuti di Stato dell'UE*, COM (2012) 209 *final*, dell'8 maggio 2012

day. I criteri abbandonano il principio di *technology neutrality* e distinguono fra tecnologie mature e tecnologie in sviluppo (percentuale di installazione fra uno e tre all'interno dell'Unione europea), per le quali è ammesso un aiuto specifico con un tetto non superiore al differenziale fra costi di produzione e prezzi di mercato aggiornati semestralmente. Sono previste norme specifiche per gli aiuti alle biomasse. L'esenzione totale o parziale da oneri fiscali ambientali o parafiscali, volti al finanziamento delle energie rinnovabili per specifiche classi di utenti, viene ammessa solo e limitatamente agli oneri che hanno un impatto diretto sui prezzi dell'energia dei settori esposti a *carbon leakage*. In particolare si fa riferimento a settori con una quota di commercio estero superiore o pari al 10%, che subiscano un aumento dei costi di produzione, derivante da tali oneri, pari almeno al 5% del valore aggiunto lordo.

Lo sviluppo delle infrastrutture energetiche va in linea di principio assicurato tramite le tariffe di rete e i regimi di esenzione previsti dal Terzo pacchetto energia. In assenza di esenzioni totali dall'accesso dei terzi, incentivi statali sono ammessi per i PCI e per gli investimenti in regioni svantaggiate solo se commisurati ai costi. Per infrastrutture che godono di esenzioni parziali e per lo stoccaggio gas la Commissione valuterà caso per caso.

I meccanismi di capacità sono ammessi alla disciplina di deroga solo qualora sia dimostrabile e quantificabile l'esigenza di un intervento a fronte di un problema di inadeguatezza della generazione, valutato e quantificato (per esempio, capacità di picco stagionale, esigenza di flessibilità, sicurezza ecc.), coerentemente con la metodologia ENTSO, e corredato di valutazioni di impatto dei sistemi confinanti, di schemi DSM e di sviluppo di nuovi interconnettori. Sono ammessi meccanismi che remunerano la disponibilità di generazione ma non l'energia fornita, che non discriminano fra tecnologie e che non favoriscono investimenti in impianti da fonti fossili, se non ineludibili.

I meccanismi devono essere basati su criteri di mercato e aste trasparenti e non discriminatorie, aperte agli operatori di altri Stati membri e a diverse tecnologie di generazione. Gli operatori partecipanti devono essere un numero sufficiente a garantire il processo competitivo e a non aumentare il potere di mercato. Non devono altresì incidere negativamente sulle decisioni di investimento in generazione da parte degli operatori, nonché su quelle relative alla partecipazione ai mercati di bilanciamento e dei servizi ancillari.

Comunicazione della Commissione su costi e prezzi dell'energia

Il Consiglio europeo del 22 maggio 2013, alla luce delle forti tensioni sui prezzi dell'energia registrate in Europa in un periodo di persistente domanda debole, nelle proprie conclusioni ha richiesto alla Commissione di presentare «*un'analisi della composizione dei fattori determinanti dei prezzi dell'energia negli Stati membri con particolare attenzione alle famiglie, le PMI e le imprese ad alta intensità energetica valutando più in generale la competitività della UE rispetto alle controparti economiche mondiali da discutere nell'ambito del Consiglio di primavera 2014 dedicato a competitività e politiche industriali*».

Il 22 gennaio 2014 la Commissione, contestualmente alle proposte quadro per le politiche energia e clima al 2030 (vedi oltre), ha pubblicato una comunicazione su *Prezzi e costi dell'energia in Europa* (COM (2014) 21 *final*) accompagnata da un rapporto analitico che esamina nel dettaglio, sulla base di dati di fonti diverse, i trend dei prezzi al dettaglio di energia elettrica e gas e le loro possibili determinanti.

Al di là degli aspetti più congiunturali legati alla crisi economica, il rapporto e la comunicazione focalizzano l'attenzione sull'impatto, sui costi e sui prezzi dell'energia in Europa, di molteplici fattori derivanti, da un lato, dalla transizione verso la piena decarbonizzazione e, dall'altro, da mercati liberalizzati e integrati. In sintesi, il rapporto rileva, per l'energia elettrica, un persistente incremento di prezzi e costi sia per i clienti domestici, sia per quelli industriali, nonostante livelli stabili o decrescenti di consumo nel periodo 2008-2012 e, per il gas naturale, prezzi volatili, ma con dinamiche di crescita meno pronunciate. A fronte di una marcata diminuzione media della componente energia del prezzo finale (in alcuni Paesi dovuta anche al peso crescente nel mercato all'ingrosso dell'energia generata da fonti rinnovabili), l'incremento dei prezzi è da ricondursi principalmente a un aumento della fiscalità, degli oneri di sistema e delle tariffe di rete, particolarmente marcato nel settore elettrico[2]. Il rapporto

2 Fiscalità e oneri di sistema nel settore elettrico: +36% per i clienti domestici e +127% per quelli industriali; nel settore del gas naturale: +14% per i clienti domestici e +12% per l'industria. Tariffe di rete nel settore elettrico: + 18% per i clienti domestici e +30% per quelli industriali; nel settore del gas naturale: +17% per i clienti domestici e + 14% per l'industria.

riconduce chiaramente l'incremento delle componenti fiscale e parafiscale nel settore elettrico alle politiche di sostegno delle energie rinnovabili; ritiene invece meritevole di ulteriori analisi e approfondimenti i *driver* dell'incremento, peraltro fortemente diversificato nei diversi Stati membri, delle tariffe di rete.

Nelle sue conclusioni la comunicazione evidenzia che i differenziali di prezzo con i principali *competitor* mondiali, sia per l'elettricità sia per il gas naturale, sono significativi e crescenti e che tali differenziali, da un lato, minano la competitività dell'industria europea e, dall'altro lato, pongono un interrogativo sulle opportunità di delocalizzazione delle imprese energivore. Conseguentemente la comunicazione:

- considera necessario un approfondimento specifico sulla fiscalità, sugli oneri parafiscali in campo energetico e sui regimi di esenzione totale o parziale in vigore;
- raccomanda lo sviluppo di politiche energetiche e di lotta al cambiamento climatico efficienti sotto il profilo dei costi diretti e indiretti con un orizzonte al 2030;
- ritiene necessario un *benchmark* dei costi di rete e delle relative pratiche di tariffazione e auspica una convergenza delle stesse, in particolare per quanto attiene alla distribuzione;
- nel rispetto della disciplina degli aiuti di Stato e delle regole del mercato interno, valuta ammissibili esenzioni o riduzioni fiscali a tutela di specifiche classi di consumatori industriali particolarmente esposti alla competizione internazionale.

Politiche europee per l'energia e l'ambiente al 2030

Il quadro per le politiche dell'energia e del clima all'orizzonte 2030

Nel marzo 2013 la Commissione europea ha posto in consultazione il *Libro verde sul nuovo quadro al 2030 per le politiche dell'Unione europea in materia di cambiamenti climatici ed energia*, in continuità con le politiche e gli obiettivi fissati con il Pacchetto clima-energia al 2020 e in coerenza con la *Roadmap* europea in materia al 2050 (vedi la *Relazione Annuale* 2013). Tenuto conto degli esiti della consultazione, il 22 gennaio 2014 la Commissione ha pubblicato la *Comunicazione quadro per le politiche energia e clima 2030* (COM (2014) 15 *final*). Le principali proposte della Commissione, all'esame del Consiglio europeo di marzo 2014, riguardano:

- un obiettivo vincolante di riduzione dei gas serra del 40% rispetto ai livelli del 1990, da raggiungersi mediante misure interne. La riduzione annua del tetto alle emissioni dei settori compresi nel sistema ETS aumenterebbe passando dall'attuale 1,74% al 2,2% dopo il 2020. Le emissioni dei settori che non rientrano nel sistema ETS dovrebbero invece ridursi del 30% rispetto al livello del 2005; lo sforzo sarebbe ripartito equamente tra gli Stati membri;
- un obiettivo vincolante a livello dell'Unione europea (e non di singoli Stati membri) di portare ad almeno il 27% entro il 2030 la quota di consumo interno lordo coperta da fonti rinnovabili, obiettivo ritenuto necessario per stimolare la continuità degli investimenti nel settore; il conseguimento di tale traguardo a livello di Unione europea verrebbe garantito dal nuovo sistema di *governance* basato sui Piani nazionali per l'energia (vedi oltre);
- nessun obiettivo specifico per l'efficienza energetica, il cui ruolo verrà riconsiderato in occasione della valutazione dei risultati conseguiti dalla direttiva 2012/27/CE; valutazione che si concluderà prevedibilmente entro il 2013 e che

potrebbe dare luogo a una revisione della direttiva stessa;

- la riforma del sistema ETS, con la creazione di una riserva per la stabilità del mercato all'inizio del prossimo periodo di scambio, nel 2021. La riserva è finalizzata a gestire l'eccedenza di quote di emissioni costituitasi negli ultimi anni e a migliorare la resilienza del sistema agli shock gravi, regolando automaticamente la fornitura di quote da mettere all'asta. Secondo quanto proposto, la riserva opererebbe interamente in base a regole predefinite, che non lascerebbero margini di discrezionalità alla Commissione o agli Stati membri;
- lo sviluppo di indicatori chiave per misurare i progressi compiuti in termini di competitività e di sicurezza del sistema energetico europeo e per fornire una base conoscitiva oggettiva per eventuali azioni correttive (per esempio, differenziali di prezzo dell'energia tra i principali partner commerciali, diversificazione delle forniture e riduzione della dipendenza da fonti energetiche estere, capacità di interconnessione tra gli Stati membri);
- un nuovo sistema di *governance* basato su «*Piani nazionali per un'energia competitiva, sicura e sostenibile*», che dovranno essere elaborati dagli Stati membri sulla base degli orientamenti comuni forniti dalla Commissione; tale sistema è orientato a garantire maggiore certezza agli investitori e maggiore trasparenza, migliorando sia la coerenza, sia i meccanismi di coordinamento e sorveglianza dell'Unione europea.

La proposta della Commissione è stata esaminata dal Parlamento europeo che il 5 febbraio 2014 ha votato a favore del rapporto congiunto delle Commissioni ITRE ed ENVI sul tema, nel quale si propende per obiettivi più ambiziosi di quelli proposti dalla Commissione e di natura vincolante, non soltanto a livello europeo ma pure nazionale, anche per le energie rinnovabili (30%, anziché 27%, al 2030) e l'efficienza energetica (40% al 2030).

Coordinamento internazionale

Coordinamento tra i Paesi membri dell'Unione europea

Nel corso del 2013 l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei sia a livello multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le Iniziative regionali, sia attraverso incontri bilaterali organizzati *ad hoc* per approfondire la discussione su tematiche di comune interesse.

Tale attività è stata finalizzata alla definizione di regole trasparenti ed efficaci per la promozione di un mercato europeo

dell'energia integrato, competitivo ed efficiente, come richiesto dal Terzo pacchetto energia[3].

Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia

L'ACER, istituita ai sensi del regolamento (CE) 713/2009, rappresenta lo strumento istituzionale, introdotto con il Terzo pacchetto energia, volto a rafforzare la cooperazione tra i regolatori europei e ad assisterli «*nell'esercizio a livello comunitario delle funzioni di regolazione svolte negli Stati membri*».

Il regolamento istitutivo affida ad ACER diversi compiti, in particolare: il coordinamento della regolazione transfrontaliera per gli scambi di energia, la rimozione degli ostacoli all'integrazione dei mercati nazionali dell'energia elettrica e del gas, il controllo dell'esecuzione dei compiti da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione, il monitoraggio dei mercati interni dell'energia elettrica e del gas. Il regolamento (CE) 713/2009 attribuisce ad ACER anche alcune competenze di carattere decisorio, circoscritte alla regolamentazione delle c.d. "questioni transfrontaliere", nell'ipotesi di mancato accordo tra due o più regolatori nazionali, nonché di rilascio delle esenzioni dall'obbligo di garantire l'accesso di terzi alle reti.

Fra le principali attività di ACER, si annovera la definizione delle *Linee guida per i Codici di rete europei*, ovvero gli orientamenti non vincolanti che fissano gli obiettivi e i principi ai quali dovranno ispirarsi ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) ed ENTSO-G (*European Network of Transmission System Operators for Gas*) per la redazione dei Codici di rete europei. I Codici di rete europei, che rappresentano una delle principali novità introdotte dal Terzo pacchetto energia, disciplinano le tematiche di carattere transfrontaliero e quelle relative all'integrazione dei mercati, con l'obiettivo di contribuire all'efficace funzionamento dei mercati interni dell'energia elettrica e del gas. Le *Linee guida* e i Codici di rete sono redatti seguendo un elenco di priorità stabilite annualmente dalla Commissione europea sulla base degli ambiti di intervento elencati nei regolamenti (CE) 714/2009 (art. 8, comma 6) e (CE) 715/2009 (art. 8, comma 6).

Per svolgere le proprie attività, ACER ha istituito quattro gruppi di lavoro tematici (*Electricity WG, Gas WG, Market Integrity and Transparency WG, Implementation, Monitoring and Procedure WG*), cui partecipano i rappresentanti dello staff di ACER e del CEER, e che hanno lo scopo precipuo di lavorare alla realizzazione del programma di lavoro annuale di ACER, nonché di preparare i dossier che saranno posti all'attenzione del Comitato dei regolatori[4].

Il Comitato dei regolatori rappresenta l'organo "tecnico" di ACER, cui sono affidati l'esame finale dei documenti di carattere regolatorio e il compito di esprimere un parere in merito all'approvazione degli atti promulgati dall'ACER stessa.

Fin dall'istituzione di ACER, l'Autorità ha alimentato il dibattito interno ad ACER sulle principali tematiche relative all'integrazione dei mercati energetici e ha partecipato alle attività dei suoi gruppi di lavoro e del Comitato dei regolatori; tra dette attività si citano, per il 2013, sia quelle afferenti alla redazione delle *Linee guida* di ACER per le tariffe gas e alla valutazione dei Codici di rete europei (bilanciamento e interoperabilità dei sistemi di trasmissione gas; allocazione della capacità e gestione delle congestioni, connessione della domanda, sicurezza operativa delle reti, requisiti di connessione per i generatori nel settore elettrico), sia quelle riguardanti le infrastrutture (per esempio, il Piano di sviluppo decennale di ENTSO, il Pacchetto infrastrutture ecc.).

Con riferimento al settore elettrico, per l'anno appena trascorso si segnala un particolare coinvolgimento dell'Autorità nell'attività di analisi dei Codici di rete europei[5], svolta dai gruppi di lavoro di ACER responsabili in materia, riguardanti i seguenti ambiti di intervento:

- l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni (CACM) - Il relativo Codice di rete europeo, redatto da ENTSO-E nel 2012 sulla base delle *Linee guida* di ACER del 2011, è stato finalizzato a rendere più efficiente l'utilizzo delle infrastrutture

3 Il Terzo pacchetto energia, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione europea il 14 agosto 2009, si compone di cinque misure normative: regolamento (CE) 713/2009 che istituisce l'ACER, direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE in materia di energia elettrica e gas naturale, nonché i regolamenti (CE) 714/2009 e (CE) 715/2009 in materia di accesso alle infrastrutture di trasmissione/trasporto.

4 L'ACER è composta da quattro organismi: un Direttore (con un mandato di cinque anni), un Consiglio di amministrazione (composto da nove membri di cui quattro nominati dal Consiglio, due dalla Commissione europea e due dal Parlamento europeo), un Comitato dei regolatori (l'organismo tecnico di regolazione composto dai rappresentanti di alto livello dei regolatori nazionali, cui partecipa senza diritto di voto la Commissione europea) e un Consiglio di appello (composto da sei membri formalmente nominati dal Consiglio di amministrazione).

5 Disponibili sul sito di ACER, al seguente link: http://www.acer.europa.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/Activities/FG_code_development/Electricity.

di trasmissione attraverso l'elaborazione di regole condivise che consentano di valorizzare al meglio la scarsa capacità di interconnessione esistente tra gli Stati membri. Il Codice si compone delle metodologie per l'allocazione della capacità con riferimento ai Mercati del giorno prima e infragiornaliero e chiarisce le modalità con le quali la capacità di trasporto tra varie zone di mercato viene calcolata. L'ACER ha raccomandato alla Commissione l'adozione del Codice di rete nel marzo 2013 e se ne prevede l'adozione in Comitologia nel primo trimestre 2014;

- la connessione con la rete - L'accesso alle reti di distribuzione o trasmissione da parte dei consumatori oppure dei produttori di energia comporta la definizione delle responsabilità delle parti coinvolte e delle relative regole tecniche e procedurali applicabili. Nel corso del 2012 la tematica è stata trattata da ENTSO-E in seno a due distinti Codici aventi per oggetto i requisiti tecnici, rispettivamente, per la connessione con la rete da parte degli impianti di generazione (*Requirements for Generators Network Code*) e per la connessione con la rete da parte delle società di distribuzione e dei clienti industriali (*Demand Connection Network Code*). ACER ha raccomandato l'adozione dei due Codici di rete alla Commissione nel marzo 2013;
- la sicurezza nella gestione dei sistemi elettrici - La gestione in sicurezza della rete di trasmissione a livello europeo richiede il coordinamento dei relativi gestori (TSO) su differenti orizzonti temporali. Nel corso del 2012 la tematica è stata trattata da ENTSO-E in seno a tre Codici di rete riguardanti, rispettivamente, la sicurezza e l'affidabilità dei sistemi elettrici, la pianificazione operativa degli stessi e la gestione della regolazione frequenza-potenza. ACER ne ha raccomandato l'adozione alla Commissione fra il settembre 2013 e la primavera 2014.

L'Autorità ha inoltre assunto la leadership, insieme con ACER e con il regolatore francese, dell'attività di redazione delle *Linee guida* sull'integrazione dei mercati del bilanciamento. Tali *Linee guida* definiscono le modalità con cui le risorse per il bilanciamento della rete elettrica, disponibili a livello europeo, possono essere messe a fattor comune secondo regole di mercato, una volta accertata la fattibilità tecnica, in modo tale da garantire l'equilibrio fisico tra la domanda e l'offerta di energia e, di conseguenza, la gestione in sicurezza della rete. Analogo impegno è profuso all'esame del Codice di rete per l'allocazione dei diritti di lungo termine al vaglio di ACER.

Anche in relazione al settore del gas, l'Autorità ha partecipato attivamente alle attività dei gruppi di lavoro ACER responsabili della redazione delle *Linee guida* e dell'analisi dei Codici di rete europei predisposti da ENTSO-G. In particolare, l'Autorità ha collaborato alla stesura delle *Linee guida* ACER sull'interoperabilità delle reti di trasporto - che definiranno gli standard tecnici per la gestione dei punti di interconnessione tra reti distinte - e a quelle per l'armonizzazione delle strutture tariffarie per le reti di trasporto, completate nella seconda metà del 2013. Inoltre, la stessa ha partecipato, in seno al gruppo di lavoro ACER responsabile in materia, all'esame dei Codici di rete riguardanti, rispettivamente, l'allocazione della capacità nei punti di interconnessione e le regole del bilanciamento, ambedue adottati dalla Commissione e passati al vaglio della procedura di Comitologia nel corso del 2013.

Sempre in ambito ACER si segnala l'intensa attività svolta nel 2013 con riferimento al Pacchetto infrastrutture (vedi *supra*). A tal riguardo, si ricorda il contributo significativo dell'Autorità, insieme con quello degli altri regolatori europei, alla preparazione degli elenchi regionali contenenti progetti infrastrutturali di interesse comunitario confluiti nelle opinioni ACER del 18 luglio 2013, sulla cui base la Commissione europea ha adottato una prima lista di 248 progetti infrastrutturali di interesse comunitario, il 24 ottobre 2013. Inoltre, l'Autorità ha partecipato fattivamente ai gruppi di lavoro ACER impegnati nella definizione delle regole di allocazione transfrontaliera dei costi dei PCI selezionati (raccomandazione ACER del 25 settembre 2013), nonché alla valutazione dei criteri della relativa analisi costi-benefici proposti dagli ENTSO (per il settore elettrico, opinione ACER del gennaio 2014; per il settore gas, opinione ACER del febbraio 2014).

L'Autorità ha infine attivamente partecipato ai lavori per la predisposizione del *Green Paper* ACER-CEER *Energy Regulation: A bridge to 2025*, la cui pubblicazione per la consultazione è prevista per la fine di aprile 2014.

Le proposte contenute nel documento erano già state presentate in forma sintetica in una preconsultazione il 5 novembre 2013, raccogliendo notevole interesse e attenzione da parte degli *stakeholders*. Il *Green Paper* contiene la visione dei regolatori europei in merito ai principali cambiamenti e alle relative

sfide regolatorie in un orizzonte al 2025, che presuppone il completamento delle regole necessarie per il corretto funzionamento del mercato interno ai sensi del Terzo pacchetto energia, nonché l'approvazione e l'implementazione dei principali Codici di rete europei.

Il documento analizza, separatamente per il settore elettrico e per quello del gas, i principali cambiamenti attesi e il loro potenziale impatto sui mercati e sulla regolazione. Nella prospettiva di cambiamento dei mercati energetici correlata alla diffusione di tecnologie *smart*, particolare attenzione viene data, oltre che alle dinamiche dei mercati all'ingrosso, al ruolo futuro dei distributori, dei consumatori e del mercato al dettaglio.

Consiglio europeo dei regolatori dell'energia

Il CEER, l'associazione indipendente e volontaria delle Autorità nazionali di regolazione energetica, raggruppa tra i suoi membri non solo i rappresentanti dei Paesi dell'Unione europea, ma anche quelli di Norvegia, Islanda e, in qualità di *observer*, di Svizzera, Montenegro e FYROM – Repubblica di Macedonia.

A seguito dell'istituzione di ACER, il CEER ha riorganizzato il proprio ambito di lavoro rendendolo complementare a quello di ACER, attraverso la selezione delle tematiche più rilevanti per assicurare la corretta integrazione dei mercati nazionali dell'energia che, al momento, non trovano copertura nel mandato istituzionale affidato all'ACER. Tra queste rientrano: la promozione di strumenti a favore dei consumatori, la *smart regulation*, lo sviluppo sostenibile, i rapporti con le altre associazioni regionali e internazionali dei regolatori dell'energia, come MEDREG (*Association of Mediterranean Energy Regulators*) e ICER (*International Confederation of Energy Regulators*).

Le priorità strategiche indicate nel programma di lavoro del CEER riguardano lo sviluppo:

- di mercati energetici coerenti con gli obiettivi del mercato interno al 2014;
- di contributi al dibattito sulle energie rinnovabili e sulle politiche energetiche;
- di contributi allo sviluppo di reti, consumatori e mercati *smart*;
- di una "visione" dei mercati energetici europei che metta al centro le esigenze dei consumatori;
- della cooperazione internazionale e del dialogo tra regolatori.

Per quanto riguarda lo sviluppo di mercati coerenti con gli obiettivi del mercato interno dell'energia, l'Autorità ha contribuito al secondo *Rapporto Annuale* ACER-CEER di monitoraggio dei mercati dell'energia elettrica e del gas, presentato al Parlamento europeo il 28 novembre 2013. Altre attività di rilievo sviluppate in collaborazione con i regolatori del CEER riguardano la realizzazione, richiesta dal Madrid Forum dell'ottobre 2013, di un modello per lo sviluppo di nuove capacità sulle infrastrutture gas (*Blueprint for incremental capacity*) che confluirà nelle attività ACER, di un rapporto sui regimi di accesso ai rigassificatori GNL, nonché di un primo studio sullo stato degli stoccaggi in Europa e sul comportamento dei *trader*.

Con l'aggiornamento del rapporto sullo stato degli schemi di sostegno delle energie rinnovabili in Europa del giugno 2013 e con la pubblicazione di numerosi *position paper* riguardanti proposte di consultazione o comunicazioni della Commissione europea rese note nel corso del 2013-2014 (consultazione sulle Proposte quadro per lo sviluppo di politiche energia e ambiente al 2030 del marzo 2013; rapporto sullo stato del mercato interno dell'energia del maggio 2013; Pacchetto sugli interventi pubblici del novembre 2013; consultazione sulle *Linee guida* per gli aiuti di Stato in materia di energia e ambiente del dicembre 2013; consultazione sul Disegno dei mercati al dettaglio del gennaio 2014), il CEER ha significativamente contribuito ad arricchire la prospettiva regolatoria del dibattito riguardo alle politiche europee per l'energia e l'ambiente.

Lo sviluppo di reti, contatori e mercati "intelligenti" rientra fra le priorità del CEER, cui questa Autorità ha sempre fornito un significativo contributo: oltre all'apporto fornito dagli Uffici dell'Autorità al rapporto sullo sviluppo delle *smart grids* e sugli *smart meter*, si segnala l'impegno specifico alla guida del gruppo di lavoro sul ruolo futuro dei distributori, lavoro che fornisce un significativo contributo alla visione strategica delle sfide che attendono i regolatori in un orizzonte al 2025.

La legislazione europea affida ai regolatori nazionali importanti responsabilità in tema di tutela dei consumatori, promozione di prezzi equi e introduzione di strumenti semplici per esercitare il diritto di scelta del proprio fornitore e per la risoluzione delle controversie. L'obiettivo perseguito è quello di rendere i consumatori dei soggetti attivi del mercato dell'energia. Per tale ragione, nel 2013 l'Autorità ha collaborato con le altre Autorità europee all'interno del CEER, con lo scopo di approfondire la

comprensione delle esigenze attuali e future dei consumatori e sviluppare una visione delle sfide al 2020 articolate su quattro principi fondamentali: accessibilità, affidabilità, semplicità, tutela e capacitazione.

Nell'anno appena trascorso, l'Autorità ha anche contributo a consolidare la posizione internazionale del CEER. Collaborare con le Autorità di Paesi non appartenenti all'Unione europea rappresenta un'importante occasione di confronto per lo scambio di informazioni e di *best practices* regolatorie. Gli incontri organizzati dal CEER nel 2013 con il MEDREG, il regolatore russo FTS, e l'associazione dei regolatori americani NARUC (*National Association of Regulatory Utility Commissioners*) hanno dato la possibilità all'Autorità non solo di presentare i più recenti sviluppi della regolazione nazionale, ma anche di apprendere dall'esperienza di altri Paesi e di accrescere la conoscenza dei processi regolatori in atto in mercati con caratteristiche diverse da quello italiano.

Nel febbraio 2013, l'Autorità è stata eletta nuovamente alla Vicepresidenza del CEER, a conferma dell'impegno profuso nella realizzazione degli obiettivi dell'associazione.

Iniziative regionali

Nell'anno appena trascorso è proseguita la revisione del ruolo delle Iniziative regionali nel quadro del contesto normativo e regolatorio dettato dal Terzo pacchetto energia, cui anche l'Autorità ha contributo con riferimento ai settori elettricità e gas. L'obiettivo ultimo di tali iniziative è il raggiungimento dell'integrazione del mercato interno europeo dell'energia entro il 2014, così come stabilito dalle conclusioni del Consiglio europeo del 4 febbraio 2011.

La *governance* delle Iniziative regionali è rimasta invariata rispetto al passato[6]; tuttavia, per facilitare il coordinamento tra le attività seguite dalle singole Regioni, ACER ha costituito un *Electricity Regional Coordination Group* e un *Gas Regional Coordination Group*, cui partecipano i *Lead Regulators* (i regolatori cui è stata affidata la responsabilità di guidare una regione), i rappresentanti della Commissione europea e di ACER. L'Autorità, grazie all'esperienza acquisita in questi anni all'interno delle Iniziative regionali, ha ricevuto da ACER l'incarico di guidare il *Gas Regional Coordination Group* per l'anno 2013.

Iniziative regionali elettriche

L'essenza del disegno europeo in ordine al mercato interno dell'energia elettrica è per buona parte contenuta nelle *Linee guida* sull'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni (CACM FG), pubblicate da ACER il 29 luglio 2011, e del relativo Codice di rete europeo sviluppato da ENTSO-E nel corso del 2011 e del 2012 (CACM NC), che entrerà in vigore, con valore di regolamento, solo successivamente alla sua approvazione attraverso la procedura detta di "Comitologia" (che vede la partecipazione dei rappresentanti dei governi di tutti gli Stati membri), attesa nella primavera 2014.

Tali documenti rappresentano la sintesi di un processo promosso dalla Commissione che ha definito il c.d. *Target Model* per il mercato elettrico europeo del futuro. In sostanza, il *Target Model* descrive i principi in base ai quali dovrà essere calcolata e allocata la capacità di trasporto transfrontaliera nei diversi orizzonti temporali: allocazioni di lungo termine (annuali e mensili), giornaliere e infragiornaliere. Parallelamente, con un approccio complementare, ACER ha istituito dei progetti che coinvolgono più mercati nazionali riuniti in macroregioni e coordinati dai regolatori nazionali. Per ognuno di essi (ciascuno dei quali relativo ai diversi orizzonti temporali sopra citati), è stata definita una *Cross-Regional Roadmap* con obiettivi da conseguire entro il 2014. In particolare, all'Autorità, in collaborazione con l'Autorità tedesca (BNetzA), è stato affidato il compito di coordinare le attività relative alla preparazione della *Roadmap* per l'implementazione del *day-ahead market coupling* con l'obiettivo finale di raggiungere, entro il 2014, l'accoppiamento (*coupling*) dei Mercati del giorno prima a livello europeo. Realizzare il *coupling* delle Borse elettriche europee richiede l'adozione di procedure e strumenti che permetteranno di definire i prezzi dell'energia elettrica nei diversi mercati e, contemporaneamente, di assegnare la capacità di trasporto disponibile su base giornaliera. Notevoli sono gli sforzi di armonizzazione richiesti: dalle tempistiche di accettazione delle offerte degli operatori, alla gestione di prodotti diversi (offerte

6 La *governance* delle regioni prevede un *Regional Coordination Group* (RCC), formato dalle Autorità di regolazione nazionali, che ha il compito di guidare il processo e stabilire le priorità; un *Implementation Group* (IG), organizzato dai regolatori per avere un confronto con le Borse, con i trasportatori/distributori e gli Stati membri appartenenti alle Regioni; uno *Stakeholders Group* (SG) con ruolo consultivo aperto a tutti gli operatori e le associazioni interessate ai lavori delle Regioni.

orarie o complesse), all'algoritmo di calcolo (sviluppato da alcuni gestori del mercato europei, tra cui il Gestore dei mercati energetici (GME), nell'ambito del progetto *Price Coupling of Regions*), fino alla definizione dei rapporti commerciali tra le diverse Borse e i gestori di rete. Tale spinta all'integrazione dei mercati permetterà, d'altra parte, una gestione più efficiente delle infrastrutture di trasporto esistenti tra i diversi sistemi interconnessi, permettendo di massimizzare l'utilizzo della capacità, così da utilizzare con maggiore efficienza le diverse fonti di produzione esistenti su base continentale.

La strategia adottata da ACER per raggiungere l'accoppiamento di tutte le Borse europee consiste nel realizzare inizialmente il *coupling* in un'area composta da Paesi i cui mercati si trovano già in avanzato stato di integrazione, per estendere successivamente il modello agli altri Paesi. L'area individuata come nucleo iniziale di aggregazione è rappresentata dalla regione Centro-Ovest (CWE), composta da Belgio, Francia, Germania e Paesi Bassi, che già adotta il *market coupling* tra i rispettivi mercati. Nel percorso che conduce all'obiettivo finale sono stati inseriti degli obiettivi intermedi, il primo dei quali (Progetto NWE) è la realizzazione del *market coupling* nella regione Nord-Ovest (NWE), composta dai Paesi della regione CWE più Gran Bretagna e Scandinavia; inizialmente previsto entro la fine del 2012, il percorso è stato completato il 4 febbraio 2014 a causa delle difficoltà riscontrate in fase di implementazione.

L'Autorità ha contribuito al dibattito relativo alle scelte implementative, anche al fine di anticipare le esigenze volte a estendere il progetto agli altri Stati membri. Inoltre, ha concentrato le attività della regione Centro-Sud (CSE), coordinata dall'Autorità italiana e composta da Italia, Austria, Francia, Germania, Slovenia, Grecia e dalla Svizzera quale Paese osservatore, sulle aree prioritarie, identificate dal *Target Model*, dove particolare attenzione è dedicata al *coupling* del Mercato del giorno prima con i Paesi confinanti. Nel dicembre 2013 i gestori di rete e di mercato della regione, riuniti nel *Pre and Post Coupling Project* (PPC), hanno completato con successo la fase di disegno del progetto e hanno chiesto e ottenuto dai regolatori l'invito a procedere nella direzione tracciata.

L'integrazione della regione CSE è prevista per dicembre 2014, così come indicato nella *Roadmap* elaborata dai TSO e dai gestori del mercato (PXs) della regione e condivisa con i regolatori. Il completamento del processo di integrazione richiederà all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico di apportare per tempo modifiche alla disciplina di settore. Altro importante obiettivo raggiunto dalla regione CSE, nel solco dell'armonizzazione delle regole di allocazione con la regione CWE, è quello dello svolgimento delle procedure d'asta per l'allocazione esplicita della capacità di trasporto transfrontaliera. Ciò avviene su base annuale, mensile e giornaliera attraverso la società CASC (*Capacity Allocation Service Company*) già dalla fine del mese di marzo 2011. A partire da giugno 2012, l'allocazione esplicita della capacità tramite CASC si è arricchita di due sessioni d'asta sulla frontiera nord italiana, a valle della chiusura del Mercato del giorno prima, al fine di consentire la partecipazione al Mercato infragiornaliero italiano. Durante il 2014 è previsto il coinvolgimento degli operatori mediante incontri informativi, organizzati dai regolatori al fine di discutere i prossimi passi del processo di integrazione, anche con riferimento ai Mercati infragiornalieri e di bilanciamento.

Iniziative regionali gas

Nel 2012 le Iniziative regionali gas hanno avviato la prima attività sovra-regionale, che consiste nell'implementazione volontaria e anticipata (ovvero prima della sua entrata in vigore) del *Network Code on Capacity Allocation Mechanisms* (CAM NC) da parte di gestori di rete e Autorità di regolazione. La suddetta attività, coordinata a livello europeo dall'Autorità italiana per conto di ACER, comporta lo sviluppo di progetti pilota a livello regionale/bilaterale, che hanno come obiettivo quello di sperimentare l'applicazione delle regole previste dal CAM NC in materia di organizzazione delle aste, definizione di prodotti *bundled* e sviluppo di piattaforme informatiche per l'allocazione della capacità transfrontaliera, prima che le stesse diventino vincolanti. Al fine di favorire uno sviluppo omogeneo dei diversi progetti pilota, ACER ed ENTSO-G, su mandato del Madrid Forum del 22 e 23 marzo 2012, hanno avviato un'intensa collaborazione che ha portato all'approvazione congiunta della *Roadmap for the early implementation of the Capacity Allocation Mechanisms Network Code*. La *Roadmap* descrive i progetti in corso e definisce una serie di azioni da compiere entro il 2015 per garantire una tempestiva ed efficiente implementazione del citato Codice. I progetti pilota sono frutto dell'iniziativa volontaria delle Autorità di regolazione e dei gestori di rete nazionali e rappresentano un banco di prova molto efficace per individuare, da un lato, eventuali modifiche

regolatorie e legislative necessarie a livello nazionale per dare attuazione alle disposizioni del suddetto Codice di rete e, dall'altro, per condividere *best practices* e soluzioni regolatorie agli eventuali problemi di attuazione dello stesso. Sulla scorta dell'esperienza del primo semestre di attività, l'11 ottobre 2013 è stata pubblicata la versione aggiornata della CAM *Roadmap*, con il duplice obiettivo di dare conto sia dei progressi realizzati nell'implementazione del CAM NC in seno all'Unione europea, sia dei problemi di natura regolatoria e/o tecnica affrontati dai partecipanti ai progetti pilota, al fine di dare effettiva esecuzione al predetto Codice di rete. I citati aggiornamenti sono stati successivamente presentati al Madrid Forum. Per il 2014, l'Autorità, in collaborazione con ENTSO-G, manterrà il coordinamento dell'iniziativa. La *Roadmap* è stata riconosciuta dal Madrid Forum come *best practice* nel coordinamento tra regolatori e TSO, e si sta valutando di estendere l'attività di *early implementation* anche al *Balancing Network Code*. Anche nell'anno appena trascorso l'Autorità ha confermato il suo impegno nella promozione delle Iniziative regionali ACER, continuando a guidare, in collaborazione con il regolatore polacco (che dall'inizio del 2013 ha sostituito il precedente co-leader austriaco), le attività della regione gas Sud-Sud-Est (SSE). Tale regione comprende, oltre a Italia e Polonia, Austria, Bulgaria, Cipro, Croazia (da luglio 2013), Grecia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria. Le attività principali che hanno interessato la regione nel 2013 riguardano l'implementazione anticipata del CAM NC e l'integrazione dei mercati. Per quanto riguarda la prima attività, il regolatore italiano, in collaborazione con quello austriaco e con i rispettivi TSO, ha avviato con successo, dall'1 aprile 2013, un servizio di allocazione della capacità giornaliera tra il punto di scambio austriaco di Baumgarten e il sistema gas italiano, via Tarvisio, attraverso l'utilizzo di una piattaforma comune di prenotazione di capacità gestita da Prisma European Capacity Platform GmbH. Tale progetto, inoltre, è inserito nel quadro dei lavori della *CAM Roadmap*, finalizzata a facilitare l'armonizzazione delle regole esistenti in materia di allocazione della capacità e a favorire la creazione di un mercato unico del gas. Per quanto riguarda la seconda attività principale su cui ha lavorato la regione, ovvero l'integrazione dei mercati, si è conclusa la prima fase del progetto CEETR, finalizzato alla creazione di una *trading region* tra Austria, Slovacchia e Repubblica Ceca. In particolare, è stata condotta all'interno della regione un'analisi macroeconomica sui principali benefici derivanti dalla creazione di una zona unica per il commercio e il bilanciamento del gas. Un secondo progetto, appoggiato dai ministri competenti dei Paesi convolti, riguarda la c.d. *V4 region*, che consiste nella creazione di un'unica area di mercato tra Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia e Ungheria. Nel corso del 2013, si è tenuto a Milano (12 dicembre 2013) il quindicesimo incontro tra regolatori e *stakeholders* della regione. In tale occasione si è ribadita l'importanza di continuare a lavorare all'implementazione anticipata dei Codici di rete e di avviare progetti pilota per testare a livello regionale le soluzioni regolatorie individuate a livello europeo. Inoltre, i regolatori leader della regione, su impulso di ACER, hanno informato gli *stakeholders* che una nuova priorità di lavoro per il 2014 sarà la valutazione dei possibili benefici derivanti da una modifica della composizione geografica attuale della regione Sud-Sud-Est.

Rapporti e iniziative con Paesi non appartenenti all'Unione europea

Nell'anno appena trascorso, l'Autorità ha accresciuto il proprio impegno internazionale e rafforzato le attività di dialogo e cooperazione istituzionale a livello multilaterale e bilaterale, allo scopo di favorire l'armonizzazione delle regole europee con quelle dei Paesi che, pur non facendo parte dell'Unione, ne rappresentano gli interlocutori privilegiati in campo energetico. In coerenza con il suddetto approccio, l'Autorità ha collaborato e interloquito con istituzioni europee e internazionali per contribuire a rimuovere gli ostacoli che impediscono o rallentano la condivisione di regole comuni in campo energetico. Il delicato ruolo di intermediazione che l'Autorità è chiamata a svolgere a livello internazionale, tra centri di produzione e centri di applicazione di regole comuni, richiede un consistente livello di trasparenza e un elevato tenore reputazionale a sostegno dell'*accountability*.

A tal fine, l'Autorità ha promosso azioni atte a rafforzare il proprio accreditamento in qualità di regolatore di riferimento nella regione dei Balcani e nel bacino del Mediterraneo, che rappresentano aree di primaria importanza per il sistema energetico italiano in virtù del crescente interesse sia per i nuovi investimenti in infrastrutture energetiche già in corso, sia per quelli previsti per i prossimi anni che richiedono un adeguato e stabile quadro regolatorio di riferimento.

Mercato dell'energia dei Paesi del Sud-Est Europa

Anche nel 2013 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sud-Est Europa (EnCT)[7] attraverso la partecipazione diretta e continuativa alle riunioni dell'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB) e dei suoi gruppi di lavoro: *Electricity Working Group* (EWG), *Gas Working Group* (GWG) e *Customer and Retail Market Working Group* (CRWG), nonché ai *fora*[8] sull'energia elettrica (Grecia) e sul gas (Slovenia), che hanno lo scopo di condividere le decisioni prese a livello istituzionale con gli *stakeholders* del settore e guidare il processo di integrazione regionale. In tali contesti, l'Autorità è rappresentata ai più alti livelli e ha partecipato a tre riunioni plenarie ECRB, durante le quali sono stati discussi e approvati i documenti elaborati dai gruppi di lavoro.

Inoltre, nell'anno trascorso la Croazia ha trasposto completamente il Terzo pacchetto energia nel quadro del processo di adesione all'Unione europea formalizzato l'1 luglio 2013. A febbraio 2014 la Commissione europea ha avviato con la Georgia i negoziati per l'adesione al Trattato dell'*Energy Community*. In passato, l'Autorità ha anche contribuito a dare supporto specifico al regolatore dell'Ucraina (*The National Electricity Regulation Commission of*

7 Il Trattato istitutivo della Comunità energetica del Sud-Est Europa è stato firmato il 25 ottobre 2005 ad Atene ed è entrato in vigore l'1 luglio 2006. La finalità generale dell'EnCT è la creazione di un contesto regolatorio di carattere macroregionale, stabile e armonizzato, nella prospettiva di una completa implementazione dell'*acquis* comunitario in materia energetica, della creazione di un mercato energetico regionale e della sua integrazione nel mercato interno dell'Unione europea. A tale fine, l'EnCT individua tra gli obiettivi principali: attrarre investimenti, facilitare gli scambi di energia, aumentare la concorrenza tra gli operatori, garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici e migliorare le condizioni ambientali nei Paesi aderenti. Le parti del Trattato EnCT sono: Albania, Bosnia Erzegovina, ex Repubblica Jugoslava di Macedonia, Kosovo, Moldavia, Montenegro, Serbia, Ucraina. La Croazia, essendo diventata membro dell'Unione europea dall'1 luglio 2013, a partire da tale data non è più parte contraente del Trattatao EnCT. Le istituzioni principali, disciplinate nel Trattato, sono: *Ministerial Council* (MC), *Permanent High Level Group* (PHLG) – entrambi organismi di carattere governativo – ed ECRB. Quest'ultimo in particolare riunisce i rappresentanti delle otto Autorità di regolazione dei Paesi firmatari dell'EnCT (*Contracting Parties*), della Commissione europea (nel ruolo di Vicepresidente) dell'ACER e dei Paesi dell'Unione europea aderenti su base volontaria all'EnCT (*Participants*), che a tutt'oggi sono 16, fra cui l'Italia. Compito principale del *Board* dei regolatori è fornire pareri e raccomandazioni agli *stakeholders* e alle istituzioni politiche del Trattato su aspetti relativi al quadro regolatorio e su altre questioni afferenti a esso. Inoltre l'ECRB assolve a un ruolo di riferimento per la regolazione nel mercato energetico dei Balcani.

8 I *fora* dei settori dell'elettricità e del gas sono riunioni annuali di tutte le istituzioni dell'*Energy Community*, cui partecipano rappresentanti di regolatori, gruppi d'interesse industriale e dei consumatori, finanziatori, mondo accademico. Le conclusioni dei *fora*, adottate per *consensus*, sono trasmesse ai ministri degli Stati aderenti.

Ukraine) nell'implementazione dell'*acquis* comunitario nei settori del gas e dell'energia elettrica[9], grazie all'implementazione di due progetti di gemellaggio.

Prosegue inoltre il monitoraggio da parte del Segretariato dell'*Energy Community*, che ha sede a Vienna, sui Paesi contraenti il Trattato EnCT, in merito allo stato di implementazione degli obblighi contenuti nel Terzo pacchetto energia[10]. A tale proposito, i Paesi della regione si sono impegnati a trasporre nei propri ordinamenti nazionali le *Linee guida* e i Codici di rete per i settori elettrico e del gas naturale, che saranno adottati dall'Unione europea. Inoltre, il Consiglio dei ministri dell'*Energy Community* ha approvato la lista dei Progetti d'interesse comune dell'*Energy Community* (PECI)[11] e ha deciso di estendere la durata del Trattato fino all'anno 2026.

L'Autorità, inoltre, ha svolto un ruolo di collegamento tra il gruppo EWG e ACER, limitatamente alle informazioni sui progressi delle Iniziative regionali europee[12].

Nell'EWG, presieduto dal regolatore serbo, si sono registrati importanti progressi per la creazione di un Ufficio unico d'aste per l'ottava regione (*South East Europe Coordinated Auction Office* – SEE CAO)[13].

In particolare, sono state pubblicate da ECRB le regole d'asta comuni per l'allocazione della capacità transfrontaliera[14] tra tutti i Paesi aderenti al Trattato che devono essere recepite nelle rispettive legislazioni nazionali.

Tra i benefici attesi, il SEE CAO permetterebbe di incrementare il livello di armonizzazione dei mercati della regione, di semplificare la gestione da parte dei partecipanti al mercato e di migliorare la trasparenza dei prezzi.

Per quanto concerne il settore gas, nel GWG copresieduto dall'Autorità e dal regolatore croato, si sono realizzati approfondimenti relativi ai diversi sistemi tariffari e alla qualità del gas, con il supporto degli esperti ACER.

Inoltre, il Segretariato dell'*Energy Community* ha emanato, successivamente all'opinione congiunta favorevole dell'Autorità e dei regolatori di Grecia e Albania, un'opinione consenziente circa i regimi di esenzione in Albania del gasdotto di interconnessione TAP[15]. In più, l'Autorità ha partecipato all'ottavo Forum del settore gas, svoltosi a Lubiana il 25 e il 26 settembre 2013, dedicato a vari temi, tra i quali lo studio sull'attuazione del regolamento (CE) 994/2010, volto a ridurre il divario tra il quadro normativo per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas tra i Paesi membri della Unione europea e gli Stati aderenti all'*Energy Community*, e l'individuazione di PECI, nonché la contestuale necessità di fornire agli stessi degli incentivi finanziari e normativi.

Per quanto riguarda il settore dei consumatori, il CRWG, presieduto dal regolatore della Bosnia Erzegovina, è stato impegnato nell'organizzazione del primo *workshop* organizzato congiuntamente da ECRB, dal CEER e dalla *Energy Regulators Regional Association* (ERRA)[16], dal titolo *Strengthening the Role of Energy Household Customers in Liberalized Markets and During the Market Building Process*, tenutosi a Vienna il 9 ottobre 2013. Il gruppo di lavoro ha inoltre approvato il rapporto *Development of Best Practice Recommendations for Customer*

9 Vedi la *Relazione Annuale* 2013, vol. II.

10 L'estensione all'*Energy Community* degli obblighi del Terzo pacchetto energia è stata decisa dal *Ministerial Council* in occasione della riunione del 6 ottobre 2011, con decisione D/2011/02/MC-EnC, *Decision on the implementation of Directive 2009/72/EC, Directive 2009/73/EC, Regulation (EC) No 714/2009 and Regulation (EC) No 715/2009 and amending Articles 11 and 59 of the Energy Community Treaty*. I Paesi aderenti all'*Energy Community* devono trasporre nella normativa nazionale le norme del Terzo pacchetto energia entro l'1 gennaio 2015.

11 L'appellativo *Projects of Common Interest* (PECI) consiste in un'etichetta rilasciata a 35 progetti, giudicati dal Consiglio dei ministri dell'*Energy Community* come aventi il più elevato impatto positivo nel maggior numero di Stati aderenti, e selezionati tra 100 progetti pervenuti all'attenzione del Segretariato dell'*Energy Community*. Tale etichetta, tuttavia, non comporta l'attribuzione di finanziamenti da parte della Commissione europea o degli Stati dell'*Energy Community*.

12 Vedi il paragrafo "Coordinamento tra i Paesi membri dell'Unione europea".

13 Per ottemperare agli obblighi del Trattato istitutivo dell'*Energy Community*, relativi all'implementazione del Secondo pacchetto energia dell'Unione europea, e in particolare al regolamento (CE) 1228/2003 che disciplina le condizioni di accesso alle reti per gli scambi transfrontalieri di elettricità, il Consiglio dei ministri, con decisione 2008/02/MC-EnC, ha stabilito la creazione dell'ottava regione sul modello delle Iniziative regionali europee. Questo fatto mira a istituire una procedura comune tra le nove parti contraenti del Trattato e alcuni Stati europei confinanti, per la gestione delle congestioni e per l'allocazione della capacità di trasmissione transfrontaliera. L'ottava regione, come indicato nella decisione del Consiglio dei ministri, sarà governata attraverso il *Board* dei regolatori dell'*Energy Community* e include i territori di Austria, Bulgaria, Grecia, Italia, Romania, Slovenia. Il progetto SEE-CAO si basa su un *Memorandum* d'intesa firmato da nove operatori del sistema di trasmissione: CGES (Montenegro), ADMIE TSO (Grecia), HEP-OPS (Croazia), KOSTT (Kosovo), MEPSO (ex Repubblica Jugoslava di Macedonia), NOS BiH (Bosnia Erzegovina), OST (Albania), Transelectrica (Romania), Teias (Turchia). Si rileva che Terna non è tra i firmatari. In base al *Memorandum* è stata costituita nel 2012 una società a capitale equamente ripartito, con sede in Montenegro, con lo scopo di fondare il SEE-CAO, con il supporto di istituzioni finanziarie internazionali. Il SEE-CAO dovrà diventare operativo entro l'1 luglio 2014, come stabilito dal Consiglio dei ministri dell'*Energy Community*.

14 L'allocazione della capacità disponibile riguarderà solo i diritti fisici di trasmissione e avverrà secondo il metodo *Net Transfer Capacity* (NTC).

15 Progetto di interconnessione *Trans Adriatic Pipeline* (TAP). Vedi il paragrafo "Coordinamento tra i Paesi membri dell'Unione europea".

16 CEER ed ERRA sono associazioni regionali di regolatori. Il CEER riunisce su base volontaria i regolatori degli Stati membri dell'Unione europea, ERRA i regolatori di Stati dell'Europa orientale e dell'Asia.

Switching in the Energy Community[17]. Il gruppo di lavoro ha avviato degli studi circa i contratti dei consumatori, la qualità del servizio, il monitoraggio del mercato *retail* e le pratiche di cambiamento di fornitura dei clienti finali.

Il 19 aprile 2013 l'Autorità, in collaborazione con il GME, ha organizzato a Roma il *workshop* aperto al pubblico dal titolo *Un mercato dell'elettricità nel Sud-Est Europa integrato e competitivo: le possibili strategie*. Il seminario, cui hanno partecipato rappresentanti di regolatori dell'Unione europea e del Sud-Est Europa, il segretariato dell'*Energy Community*, operatori di trasmissione del sistema elettrico e del Governo italiano, ha permesso di fare il punto sulle principali sfide per il mercato dell'energia elettrica nel Sud-Est Europa e sulle prospettive di armonizzazione delle regole di mercato e di integrazione fisica dei mercati nella regione, basandosi sulle esperienze di successo sperimentate nell'Unione europea. Il *workshop*, come riconosciuto nelle conclusioni ufficiali, ha contribuito a rafforzare la cooperazione tra regolatori e a dare ulteriore impulso al processo, attualmente in essere negli Stati aderenti all'*Energy Community*, degli obblighi del Terzo pacchetto Unione europea, con l'obiettivo di creare nella regione (la c.d. "ottava regione elettrica") un mercato competitivo e integrato, in grado di attrarre investimenti in infrastrutture di trasporto e in generazione.

Mercato dell'energia nei Paesi dell'area del Mediterraneo

Nell'anno appena trascorso, l'Autorità ha mantenuto il suo impegno internazionale nel bacino del Mediterraneo, in particolare attraverso MEDREG, di cui è fondatrice e promotrice. Durante l'ultima Assemblea generale, tenutasi gli scorsi 18 e 19 novembre a Grasse (Francia), a seguito dell'approvazione di alcune modifiche allo statuto e al regolamento interno, è stato riconosciuto all'Autorità il ruolo di *Permanent Vice-President*, confermando la sede del Segretariato presso gli Uffici di Milano dell'Autorità; il Segretariato si avvale di un rappresentante della struttura dell'Autorità per il ruolo di Coordinatore generale. All'Autorità è stato inoltre affidato, attraverso una delega (c.d. *proxy*) da parte del Presidente MEDREG, il supporto alla gestione amministrativa e giuridica del Segretariato. MEDREG, oggi l'istituzione di riferimento per la regolazione energetica nel bacino del Mediterraneo, pone tra i suoi obiettivi il sostegno allo sviluppo e all'integrazione dei mercati energetici, considerandolo propedeutico alla creazione della comunità energetica del Mediterraneo. Il ruolo di MEDREG è da tempo riconosciuto dalla Commissione europea con la quale lo scorso 1 ottobre è stato firmato (dopo due rinnovi consecutivi, 2008-2009 e 2010-2012) un nuovo contratto di servizio (ENPI/2013/329-093) dal titolo *Support to cooperation between the European Mediterranean Energy regulators* (MEDREG III), valido fino al 30 settembre 2016 e del valore di circa 3 milioni di euro. L'Autorità ha coordinato con successo il primo contratto di servizio e attualmente supporta il Segretariato anche nella gestione del nuovo contratto.

La struttura di MEDREG è organizzata come segue: la Presidenza (il Presidente e i tre Vicepresidenti, fra cui l'Autorità), l'Assemblea generale, lo *Steering Committee*, il Segretariato permanente, quattro *Working Groups* (WG) e due *Task Force* (TF). Di seguito la descrizione delle attività svolte dai WG e dalle TF:

- Affari istituzionali (INS WG): sono stati aggiornati i *benchmarking* sulle competenze dei regolatori nel Mediterraneo *Comparison between the 2008, Recommendation Report and the Updated Regulatory Benchmarking Report 2012* e il *Regulatory Benchmarking Assessment*. Compito del gruppo è anche quello di implementare, in coordinamento con il Segretariato, lo sviluppo delle relazioni con *stakeholders*, organizzazioni e istituzioni internazionali di interesse per MEDREG;
- Energia elettrica (ELE WG): il gruppo di lavoro ha svolto uno studio comparato sulla qualità del servizio di fornitura di energia elettrica nei Paesi MEDREG, dal titolo *Benchmarking and Performance Evaluation on Quality of Supply within Distribution Grids in MEDREG Countries*. Lo scopo di questo rapporto è quello di analizzare le esperienze dei membri MEDREG relativamente al sistema della distribuzione elettrica, con particolare riferimento alla misura e agli indicatori utilizzati per valutare le prestazioni delle reti, inclusa l'integrazione delle rinnovabili;
- Gas naturale (GAS WG): il gruppo di lavoro ha prodotto un report dal titolo *Guidelines of Good Practice on Third Party Access in the Mediterranean Region*. A partire da quanto

17 Il rapporto può essere scaricato al seguente indirizzo web: http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/2554178.PDF

affrontato nella precedente relazione *Status review on Third Party Access in the Mediterranean Region*, l'analisi si è concentrata sulle *Linee guida* delle esperienze di successo nel Mediterraneo: l'apertura del mercato, l'*unbundling*, il TPA alle infrastrutture, il Codice di rete e le regole TPA, le tariffe, le metodologie di assegnazione della capacità e la gestione della congestione, il bilanciamento, la qualità del servizio e la risoluzione delle controversie;

- Fonti rinnovabili (RES WG): con il report *Benchmarking Assessment*, il gruppo di lavoro si è proposto di fornire una panoramica della situazione e delle possibili evoluzioni nei Paesi membri, con riguardo alla struttura dei parchi di generazione di energia, alla domanda totale e alla quota di energia rinnovabile rispetto alla domanda. Le informazioni raccolte nel 2012 mostrano che tutti i Paesi esaminati presentano un differenziato mix energetico per coprire i loro bisogni elettrici; in generale, la capacità installata è soprattutto costituita da impianti alimentati con gas naturale e carbone, mentre in media il ruolo delle rinnovabili è marginale. Inoltre, con il report *Assessments of Mechanisms to Integrate RES in Isolated Electricity Systems in MEDREG Countries*, il gruppo ha effettuato una rilevante valutazione degli aspetti chiave dell'integrazione delle fonti rinnovabili in sistemi isolati nei Paesi MEDREG (Algeria, Francia, Grecia, Portogallo e Spagna);
- Protezione dei consumatori (TF CUS): a dimostrazione della crescente attenzione ai consumatori nell'area del Mediterraneo, la *task force* ha visto una particolare partecipazione che ha consentito di realizzare due studi su temi assai rilevanti. Il primo riguarda le metodologie di fatturazione di energia che sono attualmente applicate nei Paesi MEDREG (*Energy Billing in the Mediterranean Countries*), con una indagine sul livello di dettaglio e completezza raggiunto dai documenti di fatturazione nei Paesi MEDREG. Il secondo si è focalizzato, invece, sul livello di conoscenza dei consumatori domestici riguardo al settore dell'energia elettrica e del gas (*Energy Customer Education and Information in the Mediterranean Countries*). Il rapporto raccoglie le informazioni in merito alla tutela dei clienti di energia, ai canali e agli strumenti di informazione, alla promozione di informazioni sui clienti e ai servizi di comparazione dei prezzi;
- ICER TF (*International Confederation of Energy Regulators TF*): con il coordinamento del regolatore turco EMRA e del Segretariato, MEDREG partecipa attivamente alla preparazione del prossimo *World Forum on Energy Regulation* che avrà luogo a Istanbul nel 2015.

MEDREG ha inoltre svolto e svolge attività a supporto dello sviluppo e dell'integrazione dei mercati, in particolare:

- nell'ambito del progetto IMME (*Integration of Electricity Markets of Maghreb Countries*), avviato con la firma della Dichiarazione di Algeri (giugno 2010) tra i Ministri dell'energia di Algeria, Marocco e Tunisia, lo scorso settembre è stato organizzato l'ultimo dei tre seminari tematici, dal titolo *Reform and Opening of Maghreb Electricity Markets*. Lo scopo è stato quello di condividere i principi e gli effetti benefici derivanti dall'apertura del mercato dell'energia elettrica, confermando l'obiettivo comune d'integrazione dei mercati elettrici (nel quadro del Piano d'azione 2010-2015). L'incontro ha permesso ai partecipanti di comprendere meglio come una regolazione stabile e una collaborazione proficua fra i vari attori del mercato (in particolare con gli operatori di rete) possano consentire un percorso di riforme propedeutico a un mercato regionale efficiente e competitivo;
- il tema degli investimenti è strategico per consentire lo sviluppo e l'integrazione dei mercati. Per tale ragione MEDREG ha avviato un lavoro in questo senso, coordinato dal Coordinatore generale insieme con i due *Chairman* del WG ELE e GAS. L'obiettivo principale è quello di fornire un chiaro punto di vista della regolazione, una visione condivisa, anche in coordinamento con gli operatori di rete, sullo stato delle infrastrutture esistenti (*mapping*) e sulle necessità di investimento in infrastrutture energetiche nella regione del Mediterraneo. Una prima versione del rapporto verrà presentata in occasione del primo *Mediterranean Energy Regulatory Forum* del prossimo novembre 2014 a Barcellona, città simbolo della cooperazione euro-mediterranea e sede dell'Unione per il Mediterraneo (UPM).

A conferma della necessità di dialogo fra regolatori e operatori di rete, lo scorso 30 settembre 2013 ad Algeri è stato firmato un accordo di cooperazione fra MEDREG e Med-TSO (*Mediterranean Transmission System Operators*), l'omologa associazione degli operatori delle reti di trasmissione elettrica nel Mediterraneo,

con sede in Italia. MEDREG e Med-TSO avranno come obiettivo principale quello di sviluppare una visione comune per l'integrazione dei mercati elettrici mediterranei, che incoraggerà l'adozione di regole armonizzate e rafforzerà la cooperazione tecnica in aree di interesse comune.

A livello istituzionale MEDREG vanta un rapporto consolidato con la Commissione europea e con il Parlamento europeo e collabora fin dalla sua creazione con il CEER. In occasione dell'ultima Assemblea generale, tenutasi a Grasse lo scorso 19 novembre, si è svolta una tavola rotonda CEER-MEDREG che ha dato vita a un dibattito sulle principali sfide dei mercati dell'energia europei e del Mediterraneo, nonché sui requisiti necessari, in particolare regolatori, per attrarre nuovi investimenti in infrastrutture di rete. In tale occasione MEDREG e CEER hanno concordato sul rafforzamento della loro collaborazione in aree di interesse comune, favorendo lo scambio di *know-how* e *best practices*. All'incontro hanno partecipato rappresentanti, oltre che di CEER e MEDREG, anche dell'OME (*Observatoire Méditerranéen de l'Energie*), di Med-TSO e della banca d'investimento Société Générale.

Nell'anno appena trascorso, l'Autorità ha infine partecipato attivamente ai lavori dell'UPM, costituita nel 2008 dai capi di Stato e di governo di 43 Paesi, con sede a Barcellona. Tra i suoi progetti principali essa annovera il *Mediterranean Solar Plan*, con l'obiettivo di promuovere la generazione da fonti rinnovabili di 20 GW entro il 2020, in particolare eolico e solare lungo la sponda sud del Mediterraneo.

Lo scorso 11 dicembre a Bruxelles, in occasione della riunione dei Ministri dell'energia dei Paesi membri dell'UPM, su proposta italiana è stato riconosciuto il ruolo di MEDREG come fondamentale per l'integrazione regionale dei sistemi energetici, auspicando la creazione di una Comunità energetica del Mediterraneo. A tal proposito, è importante sottolineare il forte ed esplicito *endorsment* dato a MEDREG dalla Presidenza del Consiglio dei ministri.

Relazioni bilaterali e con gli stakeholders

L'Autorità è chiamata a un dialogo e a una collaborazione istituzionale internazionale crescente con regolatori, operatori, TSO, delegazioni governative e parlamentari, associazioni industriali, mondo accademico, comunità e istituzioni finanziarie e internazionali, nonché numerosi altri soggetti. L'aspetto della reciprocità è fondamentale per un approccio olistico che consenta uno scambio di informazioni fruttuoso e produttivo, in un'ottica di trasparenza. Diverse e crescenti sono le occasioni di confronto, collaborazione, dialogo in un'ottica di reciprocità, trasparenza e coordinamento strategico. Se ne segnalano alcune di seguito.

Arabia Saudita: il 25 settembre 2013 si è svolto un incontro, presso la sede di Roma dell'Autorità, con una delegazione di rappresentanti della *Saudi Electricity Company* (SEC) per un confronto sul modello di mercato adottato in Italia per il settore elettrico.

Cina: il 21 ottobre 2013 è stata ospitata, presso la sede di Roma dell'Autorità, una delegazione composta da rappresentanti di *China Gas Association, Towngas, ENN Group, China Gas Holding, ENN Energy Holdings Limited* e *China Center for International Economic Exchanges*, al fine di approfondire tematiche relative al quadro regolatorio del gas in Italia, incluso il modello di mercato adottato. Inoltre, si sono svolti incontri con la *China Investment Bank*, per illustrare il ruolo del regolatore come elemento propedeutico all'attrazione di nuovi investimenti.

Egitto: durante il 2013 il consorzio formato dal regolatore greco (*Regulatory Authority for Energy* - RAE) in qualità di *Project leader* e il regolatore italiano si è aggiudicato il bando internazionale per l'implementazione di un progetto di *Twinning* a beneficio del regolatore egiziano *EgyptERA*, dal titolo *Strengthening the Institutional Capacity of the Egyptian Electric Utility and Consumer Protection Agency*. Il progetto, che dovrebbe partire entro la prima parte del 2014, si focalizzerà sulle modalità di apertura del mercato elettrico in Egitto, prevista a breve, e sull'implementazione della nuova disciplina del mercato elettrico. Il progetto sarà suddiviso in tre componenti:

- *Market transition*: rivisitazione delle attuali regole di apertura del mercato dal lato della domanda e dell'offerta e valutazione degli effettivi progressi nella liberalizzazione del mercato;
- *Legal and regulatory framework*: produzione normativa successiva alla prima legge del settore elettrico, in riferimento a *market transition, licensing*, certificati verdi, audizioni e risoluzione delle controversie;
- *Standards, performance assessment and benchmarking*: qualità del servizio, performance economiche, tariffe e sussidi, piani di investimento, fonti di energia rinnovabile, efficienza energetica e programmi di cogenerazione.

Georgia: l'11 e il 12 luglio 2013 l'Autorità ha ospitato, presso la propria sede di Milano, i colleghi del regolatore della Georgia interessati a conoscere il sistema delle tariffe e il sistema di distribuzione nel settore elettrico in Italia, con particolare riferimento alle reti intelligenti (*smart grids*).

Giappone: il 17 luglio 2013 si è svolto, presso la sede di Milano dell'Autorità, un incontro con una delegazione del Giappone, composta da rappresentanti dell'*Agency of Natural Resources and Energy* (ANRE) e del loro Ministero dell'economia, commercio e industria, al fine di valutare la creazione di un regolatore indipendente per l'energia in Giappone. Il 29 ottobre 2013, presso la sede di Roma sono stati accolti rappresentanti di *Tokyo Gas Co. Ltd, Osaka Gas Co. Ltd, Engineering Advancement Association Of Japan* e *Nippon Steel & Sumikin Pipeline & Engineering Co.* per approfondire aspetti della regolazione gas del nostro Paese. L'11 febbraio 2014 l'Autorità ha inoltre incontrato rappresentanti del *Nomura Research Institute* per scambi di informazioni sull'utilizzo di sistemi di accumulo nei due Paesi.

Israele: lo scorso ottobre 2013 l'Autorità, su invito del regolatore di Israele del gas (*Natural Gas Authority* – NGA), ha partecipato a una riunione per approfondire il ruolo della regolazione rispetto al processo d'integrazione del mercato del gas naturale in Europa. Hanno aderito all'incontro anche i regolatori di Grecia (RAE) e Cipro (*Cyprus Energy Regulatory Authority* – CERA).

Indonesia: il 21 giugno 2013 l'Autorità ha ospitato, presso la propria sede di Roma, una delegazione di alti rappresentanti del regolatore e dell'operatore di trasporto e stoccaggio gas *Perusahaan Gas Negara*, interessati ad approfondire i regimi di separazione proprietaria vigenti in Europa, in particolare in Italia.

Montenegro: nell'anno appena trascorso, l'Autorità ha intensificato la collaborazione con il regolatore montenegrino (*Energy Regulatory Authority* - ERA), oggi Presidente dell'ECRB. L'obiettivo è rafforzare la cooperazione bilaterale per l'armonizzazione del quadro regolatorio tra i due Paesi, anche in vista della futura entrata in funzione del cavo di interconnessione Italia-Montenegro. Nel corso dell'ultimo incontro, svoltosi il 20 dicembre 2013 a Roma presso la sede dell'Autorità, i due regolatori hanno approfondito il processo di transizione da modelli di mercato elettrico in regime di monopolio a modelli in regime di concorrenza. Il caso italiano è stato illustrato nei dettagli, raccogliendo grande interesse da parte dei colleghi montenegrini.

Singapore: il 29 agosto 2013 l'Autorità ha ospitato, presso la propria sede di Milano, una delegazione di rappresentanti del regolatore di Singapore, interessati a conoscere la nostra regolazione in merito alle *smart grids*.

Turchia: il 18 aprile 2013 l'Autorità ha ospitato, presso la propria sede a Roma, un incontro con una delegazione mista di rappresentanti di istituzioni turche, tra cui il regolatore (*Energy Market Regulatory Authority* - EPDK), l'operatore del sistema di trasmissione elettrica, la Borsa elettrica, il Ministero dell'energia e il Ministero dello sviluppo e dei trasporti, interessati ad approfondire il funzionamento del sistema italiano di certificati bianchi, oltre ad altri dettagli del modello di mercato italiano.

Inoltre, nell'anno appena trascorso si sono svolti alcuni incontri con rappresentanti della comunità finanziaria internazionale, circa il quadro regolatorio del settore energetico in Italia.

International Confederation of Energy Regulators

Nel 2013 l'Autorità ha continuato a contribuire alle attività di cooperazione internazionale tra regolatori nel quadro dell'ICER, creata nel 2009 con lo scopo di rafforzare la collaborazione, il coordinamento e la cooperazione internazionale nel settore dell'energia fra associazioni regionali di regolatori[18]. La Presidenza di ICER è affidata al CEER e le attività sono state organizzate in quattro gruppi di lavoro c.d. "virtuali" (*Virtual Working Groups* - VWG), relativi a l'integrazione dei mercati, l'innovazione tecnologica, la tutela e la "capacitazione" dei consumatori, nonché la formazione e lo scambio di *best practises* di regolazione dei mercati energetici. L'Autorità partecipa in ICER attraverso le due associazioni che la vedono particolarmente attiva, il CEER e il MEDREG. Per valorizzare la presenza della componente femminile negli istituti di regolazione, nel mese di ottobre 2013 ICER ha promosso il network *Women in Energy* (WIE) che ha riscosso molto successo con attività di *e-mentoring*, un nutrito programma di *webinars* e di eventi per favorire lo scambio di esperienze e di competenze tra i regolatori. Particolarmente intensi sono stati e saranno i lavori in vista del sesto *World Forum on Energy*

18 AFUR (*African Forum for Utility Regulators*), ARIAE (*Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía*), CAMPUT (*Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals*), CEER, EAPIRF (*East Asia and Pacific Infrastructure Regulatory Forum*), ERRA, MEDREG, NARUC, OOCUR (*Organization of Caribbean Utility Regulators*), RERA (*Regional Electricity Regulators Association*), SAFIR (*South Asian Forum for Infrastructure Regulation*).

Regulation (WFER) che si terrà a Istanbul nel 2015, in occasione del quale verranno discussi i temi dei nuovi scenari dei mercati energetici, del bilanciamento della tutela delle diverse controparti dei mercati, della sostenibilità e della *smart regulation.*

OCSE – NER

La natura intergovernativa dell'OCSE non ha contemplato sino a oggi una interlocuzione con soggetti istituzionali non governativi. Tuttavia è emersa di recente una forte esigenza di confronto con le Autorità di regolazione (spesso indipendenti) che operano in settori molto rilevanti da un punto di vista economico e sociale (energia, comunicazioni, trasporti, acqua ecc.), con le quali l'OCSE non ha avuto sinora elementi di incontro. Per rispondere a questa esigenza è nato, a novembre 2011, nell'ambito del *Regulatory Policy Committe* (RPC) dell'OCSE, su proposta dell'Autorità, il *Network of Economic Regulators* (NER), con l'intento di ampliare il dibattito sulla *better regulation.* Nel settembre 2013 il NER ha così ricevuto, su impulso dell'Autorità, lo status di organo sussidiario dell'RPC, allo scopo di fornire assistenza tecnica nella definizione di buone pratiche di regolazione per i 34 Paesi membri. La creazione del NER risponde alla volontà di creare in sede OCSE un forum di esperti provenienti da enti regolatori per favorire il dialogo, la cooperazione e lo scambio di esperienze con i soggetti istituzionali che regolano il funzionamento di settori cruciali da un punto di vista economico e sociale, come energia, trasporti, telecomunicazioni e acqua. Nella riunione del 14 novembre 2013, presso la sede dell'OCSE di Parigi, l'Autorità è stata designata ai suoi più alti livelli come *Chairman*, assistita da un bureau composto dai alti rappresentanti dei regolatori di Australia (ACCC), Germania (BnetzA), Portogallo (ERSAR) e Regno Unito (Ofgem).

Evoluzione della legislazione italiana

Nel periodo aprile 2013 - marzo 2014, numerosi e significativi sono stati gli interventi normativi realizzati nell'ambito della legislazione energetica.

In primo luogo, è stato pubblicato, nella *Gazzetta Ufficiale* n. 134 del 10 giugno 2013, il decreto del Ministero dello sviluppo economico 27 febbraio 2013, n. 65, recante *Regolamento, di cui all'art. 16, comma 1, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, per la redazione del Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale*, che definisce un meccanismo per la valutazione e il monitoraggio del Piano di sviluppo delle reti di trasporto gas. Tale Piano viene trasmesso, da parte dei gestori di rete, alle Regioni, all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico (art. 3, comma 1, lettera c); il ministero e l'Autorità valutano il Piano, ciascuno secondo le proprie competenze, anche ai fini della sua coerenza con la strategia energetica nazionale (art. 4, comma 1). Il ministero valuta altresì, sentita l'Autorità, se il Piano contenga una adeguata stima dei fabbisogni in materia di investimenti e se esso sia coerente con il Piano decennale di sviluppo della rete a livello comunitario (art. 4, comma 2).

Per quanto riguarda il prescritto monitoraggio, il ministero e l'Autorità - laddove, all'esito del monitoraggio, emerga che il gestore di rete non abbia realizzato un investimento che, in base al Piano, avrebbe dovuto essere realizzato - possono imporre al gestore medesimo di realizzare l'investimento entro un termine definito (art. 5, comma 2). Il meccanismo definito dal decreto ministeriale si chiude con la previsione che, in caso di mancata ottemperanza alle disposizioni emanate in conseguenza del monitoraggio, l'Autorità possa irrogare sanzioni ex art. 45, comma 1, lettera b), del decreto legislativo n. 93/11 (art. 5, comma 3).

Di rilievo appaiono, altresì, le misure contenute nel decreto

legge 4 giugno 2013, n. 63, convertito con modificazioni nella legge 3 agosto 2013, n. 90, recante *Disposizioni urgenti per il recepimento della direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010, sulla prestazione energetica nell'edilizia per la definizione delle procedure d'infrazione avviate dalla Commissione europea, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale.* Tale provvedimento interviene nel settore della riqualificazione e dell'efficienza energetica del patrimonio immobiliare italiano, pubblico e privato, allo scopo di chiudere alcune procedure di infrazione, avviate dall'Unione europea nei confronti dell'Italia, in ordine al parziale recepimento della direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 maggio 2010, sulla prestazione energetica nell'edilizia.

Un altro intervento normativo di rilievo per i settori di competenza dell'Autorità è rappresentato dal decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito con modificazioni nella legge 9 agosto 2013, n. 98, recante *Disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia* (c.d. "decreto del fare").

Tra le varie disposizioni ivi contenute si segnala, in particolare, l'art. 4, comma 1, che interviene in materia di condizioni economiche di riferimento del gas naturale, incidendo sulla platea dei soggetti nei cui confronti l'Autorità può continuare a determinare i prezzi di riferimento. Sul diverso versante delle gare d'ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione gas, il successivo comma 5 prevede, invece, nei casi in cui gli enti locali concedenti non abbiano rispettato i termini per l'effettuazione delle gare stesse, che il gestore debba versare il 20% degli oneri spettanti agli enti stessi in un apposito capitolo della Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE). Si tratta, nella specie, degli oneri di cui all'art. 8, comma 4, del decreto ministeriale n. 226 del 2011, cioè della quota parte della remunerazione del capitale di località relativo ai servizi di distribuzione e misura, nonché della relativa quota di ammortamento annuale. All'Autorità è demandato, in particolare, il compito di stabilire le modalità con cui effettuare il versamento del 20% dei suddetti oneri, che sono destinati alla riduzione delle tariffe di distribuzione dell'ambito corrispondente.

Altra norma di rilievo, nell'ottica dell'*enforcement* dell'Autorità, è l'art. 5, il quale dispone l'allargamento della platea dei soggetti vigilati in relazione al divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo, di cui al comma 16 dell'art. 81 del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito con modificazioni dalla legge 6 agosto 2008, n. 133 (c.d. *Robin Hood Tax*). Tale previsione estende l'ambito dei soggetti vigilati alle imprese con volume di ricavi superiore a 3 milioni di euro, e con un reddito imponibile superiore a 300.000 €.

Vale, inoltre, evidenziare la legge 27 dicembre 2013, n. 147, recante *Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato* (c.d. "legge di stabilità").

Nella prospettiva del mercato energetico, appare particolarmente significativo l'art. 1, comma 153, il quale stabilisce che il Ministero dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità e sentito il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, definisca un sistema di remunerazione di capacità produttiva in grado di fornire gli adeguati servizi di flessibilità (c.d. *capacity payment*), nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico e la copertura dei fabbisogni effettuata dai gestori di rete, e senza aumento dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica per i clienti finali.

Sul fronte della distribuzione gas è poi meritevole di menzione il comma 319 del sopra richiamato art. 1 che, al fine di consentire il completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno, di cui all'art. 11 della legge 28 novembre 1980, n. 784, autorizza la concessione di contributi in conto capitale a determinati Comuni e ai loro consorzi, a valere sulle risorse del Fondo per lo sviluppo e la coesione, relative alla programmazione nazionale 2014-2020.

Il successivo comma 321, intervenendo sulla disciplina contabile applicabile alle Autorità indipendenti, ha quindi previsto, nell'ottica dell'indipendenza e dell'autonomia tipiche di questi organismi, che l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e le Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, tra cui Autorità, assicurino il rispetto dei vincoli di finanza pubblica individuando, però, secondo i rispettivi ordinamenti, misure di contenimento della spesa, anche alternative rispetto alle vigenti disposizioni in materia di finanza pubblica a esse applicabili.

Infine, il decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito con modificazioni nella legge 21 febbraio 2014, n. 9, recante *Interventi urgenti di avvio del Piano destinazione Italia, per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per la riduzione dei premi RC Auto, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed Expo 2015*, contiene numerose e rilevanti disposizioni in materia energetica, racchiuse essenzialmente nei diversi commi di cui si compone l'art. 1.

Nello specifico, il comma 1 ha previsto che l'Autorità aggiorni i criteri per la determinazione dei prezzi di riferimento per le forniture destinate ai clienti finali non riforniti sul mercato libero, tenendo conto delle mutazioni intervenute nell'effettivo andamento orario dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato.

Il comma 2 stabilisce, invece, che i prezzi minimi garantiti, definiti dall'Autorità, siano pari, per ciascun impianto, al prezzo zonale orario nel caso in cui l'energia ritirata sia prodotta da impianti che accedono a incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta, a eccezione dell'energia elettrica immessa da impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kw e da impianti idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kw.

Sempre in tema di energia rinnovabile, il comma 3 prevede una riduzione della componente A_3 della bolletta energetica, attraverso una possibile alternativa offerta ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili titolari di impianti che beneficiano di incentivi sotto diverse forme; in altri termini, i produttori possono continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo, oppure optare per una rimodulazione dell'incentivo, consistente nella fruizione di un incentivo ridotto di una percentuale specifica, a fronte però di una proroga di sette anni del periodo di incentivazione. La percentuale di riduzione, specifica per ciascuna tipologia di impianto, sarà definita con decreto del Ministero dello sviluppo economico di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, previo parere dell'Autorità.

Il comma 6-*bis* stabilisce che, al fine di promuovere la competitività delle imprese industriali, i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, applicati al consumo di gas, e i criteri di ripartizione dei medesimi oneri a carico dei clienti finali siano rideterminati dall'Autorità, tenendo conto della definizione di imprese a forte consumo di energia, secondo gli indirizzi emanati dal Ministero dello sviluppo economico.

Per consentire ai consumatori di sfruttare le occasioni offerte dalla liberalizzazione dei mercati energetici, il comma 6-*ter* mira a rendere più facilmente confrontabili le offerte contrattuali rivolte ai clienti finali per l'acquisto di gas o energia elettrica, prevedendo che l'Autorità identifichi le componenti di base di costo che dovranno essere esplicitate nelle stesse offerte, determinando, altresì, le sanzioni a carico dei soggetti venditori in caso di inottemperanza.

Ai sensi del comma 6-*quater*, spetta sempre all'Autorità il compito di promuove l'installazione dei contatori elettronici e provvedere affinché i dati di lettura dei contatori stessi siano resi disponibili ai clienti in forma aggregata e puntuale, in modo da consentire la facile lettura, da parte del cliente, dei propri dati di consumo e garantire la corrispondenza tra i consumi fatturati e quelli effettivi.

In tema di c.d. "imprese elettriche minori", il comma 6-*octies* stabilisce che il Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità, avvii un processo di progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso lo sviluppo di energia da fonti rinnovabili e definendo gli obiettivi temporali e le modalità di sostegno degli investimenti, anche attraverso la componente tariffaria UC_4.

Vi è poi (comma 11) un intervento di carattere pro-concorrenziale, diretto, nello specifico, a sopprimere la norma che prevedeva l'assegnazione tramite gara, da parte della Regione Sardegna, di una concessione integrata per la gestione della miniera di carbone del Sulcis. Conseguentemente, il comma 12 attribuisce alla Regione Sardegna, entro il 30 giugno 2016, la facoltà di bandire una gara per realizzare una centrale termoelettrica a carbone da realizzare sul territorio del Sulcis Iglesiente. Al vincitore della gara è assicurato l'acquisto, da parte del Gestore dei servizi energetici (GSE), dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dall'impianto, fino al ventesimo anno di esercizio, al prezzo di mercato maggiorato di un apposito incentivo. Il comma 13 pone, quindi, a carico del sistema elettrico italiano gli oneri derivanti dall'attuazione del predetto comma 12, con corrispondente prelievo sulle tariffe elettriche, secondo modalità definite dall'Autorità, mentre il successivo comma 14 rinvia a un decreto del Ministero dello sviluppo economico la determinazione degli elementi e dei criteri per la valutazione delle offerte di gara e le modalità dell'audit esterno cui il vincitore della gara è tenuto sottoporsi.

Sempre in un'ottica pro-concorrenziale, il comma 16 interviene, quindi, sulle norme che regolano le gare di ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, e in particolare sul calcolo del valore di riscatto che il distributore subentrante deve versare al gestore uscente. Al fine di dare impulso all'indizione di dette gare, il comma 16-*quater* dispone che i gestori uscenti anticipino alla stazione appaltante l'importo equivalente al corrispettivo *una tantum* per la copertura degli oneri di gara. Tale anticipazione verrà rimborsata, comprensiva di interessi, dal concessionario

subentrante all'atto dell'avvenuta aggiudicazione del servizio, con modalità definite dall'Autorità.

Altra rilevante disposizione (comma 16-*bis*) riguarda lo stoccaggio gas. Si prevede che i soggetti investitori, indicati all'art. 5, comma 1, lettera b), n. 1) e n. 3), del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 (clienti finali corrispondenti a piccole e medie imprese e alcuni clienti finali industriali), confermino al Ministero dello sviluppo economico la volontà di mantenere la partecipazione nello sviluppo di nuove capacità di stoccaggio ancora da realizzare. In vista della realizzazione di tale nuova capacità è, quindi, demandata all'Autorità la definizione del prezzo d'asta della procedura di gara prevista per la realizzazione della capacità di stoccaggio.

Per quanto concerne il mercato del gas naturale, il comma 16-*ter* prevede che qualsiasi soggetto che immette gas nella rete nazionale – e la cui quota superi il 10% - sia soggetto, dall'1 gennaio 2014 e per un periodo di tre anni, all'obbligo di offerta sul Mercato a termine gestito dal GME per un volume di gas corrispondente al 5% del totale annuo immesso, con contestuale offerta di acquisto sul medesimo mercato per un pari quantitativo e con una differenza di prezzo tra prezzo di vendita e prezzo di acquisto non superiore a un valore definito dal Ministero dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità, che stabilisce anche le modalità di adempimento del suddetto obbligo.

Infine, l'art. 13, al comma 13, ha modificato in Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico la denominazione dell'Autorità, confermando, altresì, il potere di regolazione e controllo del servizio idrico già intestato al regolatore energetico dalla normativa vigente.

Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni

Nel quadro dei complessivi rapporti istituzionali dell'Autorità, sviluppati nel corso del 2013, di seguito viene fornita una rassegna delle segnalazioni, dei pareri e delle proposte trasmesse a Parlamento, al Governo e alle altre istituzioni di volta in volta interessate a specifici temi di regolazione, nonché una sintesi delle audizioni tenute presso le commissioni parlamentari nel corso dell'ultimo anno.

Segnalazioni

Segnalazione su nuove funzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di teleriscaldamento e teleraffrescamento

Con la segnalazione 25 luglio 2013, 341/2013/I, l'Autorità, nell'esercizio dei suoi poteri ex art. 2, comma 6, della legge 14 novembre 1995, n. 481, ha sottoposto al Governo, e per opportuna conoscenza al Parlamento, una proposta normativa volta ad attribuirle funzioni di regolazione e controllo in materia

di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

Al riguardo, l'Autorità ha innanzitutto svolto una ricognizione sull'attuale disciplina normativa in materia di teleriscaldamento e teleraffrescamento, evidenziandone le lacune, specie a fronte dello sviluppo tecnologico che sta interessando tale settore e del rilievo economico dello stesso. In particolare, l'Autorità ha rilevato come le attività di teleriscaldamento e teleraffrescamento, pur rappresentando dei tipici servizi a rete, non siano soggette ad alcuna forma di regolazione e siano attualmente esercitate in regime di monopolio. In questo contesto l'Autorità ha quindi indicato la necessità di una pronta apertura alla concorrenza, che tenga altresì conto delle esigenze dei consumatori. In tale prospettiva, è stato sottolineato come il passaggio dal monopolio alla concorrenza richieda, come già avvenuto per altri servizi a rete, la presenza di un regolatore neutrale, dotato di elevata *expertise* tecnica. Alla luce di ciò, è stata segnalata l'opportunità di introdurre una previsione legislativa che attribuisca all'Autorità le funzioni di regolazione e controllo del servizio di teleriscaldamento o teleraffrescamento, da esercitarsi con i medesimi poteri previsti dalla legge n. 481/95, oltre che attività e competenze tecnico-amministrative aggiuntive per assicurare l'adeguato espletamento delle nuove funzioni.

Segnalazione su nuove funzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (regolamento (UE) 1227/2011)

Con la segnalazione 25 luglio 2013, 342/2013/I/com, l'Autorità, nell'esercizio dei suoi poteri ex art. 2, comma 6, della legge n. 481/95, ha sottoposto al Governo, e per opportuna conoscenza al Parlamento, una proposta normativa volta ad attribuirle funzioni di monitoraggio, controllo e sanzione, in attuazione delle norme contenute nel regolamento (UE) 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso.

In base a detto regolamento, infatti, le Autorità nazionali di regolamentazione settoriale possono svolgere le funzioni di monitoraggio delle attività di negoziazione di prodotti energetici all'ingrosso a livello nazionale (art. 13). Sempre ai sensi del predetto regolamento, gli Stati membri debbono altresì dotare le rispettive Autorità nazionali di regolamentazione, entro la data del 29 giugno 2013, dei poteri di indagine ed esecuzione necessari per l'espletamento delle funzioni relative all'attuazione del divieto d'abuso di informazioni privilegiate, del divieto di manipolazione del mercato, nonché dell'obbligo di pubblicità delle informazioni privilegiate (art. 13). A "chiusura" del sistema, l'art. 18 del regolamento prevede, infine, che gli Stati membri stabiliscano la disciplina sanzionatoria applicabile in caso di violazioni delle disposizioni contenute nel regolamento (UE) 1227/2011.

A fronte della scadenza prevista per l'implementazione delle disposizioni del suddetto regolamento, nonché in vista della prossima operatività del sistema di monitoraggio dei mercati energetici, l'Autorità ha segnalato l'opportunità di introdurre previsioni legislative idonee ad assicurare l'applicazione del regolamento medesimo, indicando i compiti che sarebbe necessario attribuire all'Autorità, quali, in particolare:

- monitorare le attività di negoziazione di prodotti energetici all'ingrosso a livello nazionale e assicurare la collaborazione ad ACER per il monitoraggio a livello europeo;
- verificare il rispetto dei divieti di cui agli artt. 3 e 5 (*insider trading* e manipolazione del mercato) e dell'obbligo di cui all'art. 4 (pubblicità delle informazioni privilegiate) del regolamento (UE) 1227/2011;
- effettuare indagini, anche in collaborazione con ACER e con gli altri regolatori nazionali;
- irrogare sanzioni in caso di violazione delle disposizioni del suddetto regolamento, nonché in caso di mancata ottemperanza agli obblighi informativi previsti dal regolamento stesso.

Per lo svolgimento dei suddetti compiti e funzioni, l'Autorità ha indicato la necessità di poter esercitare i medesimi poteri a essa attribuiti dalla legge n. 481/95, nonché dagli artt. 43 e seguenti del decreto legislativo n. 93/11, integrati dai poteri di indagine e di esecuzione di cui all'art. 13 del suddetto regolamento.

Per lo svolgimento di indagini relative a casi di sospetta violazione dei divieti di cui agli artt. 3 e 5 e dell'obbligo di cui all'art. 4 del suddetto regolamento, l'Autorità ha suggerito l'opportunità di potersi avvalere della collaborazione del GME. Infine, considerate le competenze tecnico-amministrative necessarie per l'adeguato espletamento delle nuove funzioni, l'Autorità ha anche segnalato la necessità di un lieve incremento del personale, senza peraltro aggravio di nuovi o maggiori oneri per il Bilancio dello Stato.

Segnalazione integrativa sul disegno di legge Conversione in legge del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, recante interventi urgenti di avvio del Piano destinazione Italia, per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per la riduzione dei premi RC Auto, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed Expo 2015

Con la segnalazione 13 febbraio 2014, 58/2014/I/gas, l'Autorità ha sottoposto al Governo, e per opportuna conoscenza al Parlamento, osservazioni integrative rispetto a quanto già evidenziato nella *Memoria per l'audizione presso la VI e la X Commissione della Camera dei deputati 9 Gennaio 2014, 1/2014/I/com* (Memoria), con riferimento al disegno di legge AC 1920-A, *Conversione in legge del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, recante interventi urgenti di avvio del Piano destinazione Italia, per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per la riduzione dei premi RC Auto, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed Expo 2015*. Con riferimento alle disposizioni dell'art. 1, comma 16, del suddetto decreto legge, in tema di valorizzazione delle reti di distribuzione del gas naturale, l'Autorità, oltre a confermare il proprio giudizio positivo sugli effetti di contenimento tariffario in relazione al trattamento dei contributi privati, ha voluto evidenziare le criticità emergenti dal testo della disposizione medesima, come risultante in esito all'emendamento 1151 (NF), già approvato dalle Commissioni VI finanze e X attività produttive. In particolare, l'Autorità ha segnalato le seguenti criticità: i) la mancata risoluzione della questione della perimetrazione dei casi in cui risultino ammissibili patti stipulati o clausole inserite nelle convenzioni e nei contratti di concessione; ii) la sovrapposizione di riferimenti per la valorizzazione delle reti; iii) le incongruenze della richiesta di verifica sui valori di rimborso da parte dell'Autorità prima della pubblicazione del bando di gara, che, oltre a essere assai onerosa, non risulta poi vincolante.

L'Autorità, infine, ha evidenziato come, sulla base del quadro normativo suscettibile di delinearsi per effetto del disegno di legge in questione, si determinerebbero incertezze in relazione sia all'effettiva valorizzazione delle reti messe a gara, sia al potenziale contenzioso amministrativo che potrebbe attivarsi in esito alle valutazioni dell'Autorità e a come queste saranno tenute in conto dalle stazioni appaltanti.

Pareri e proposte al Governo

Parere al Ministro dello sviluppo economico in relazione allo schema di decreto recante l'aggiornamento dei parametri per la verifica della convenienza economica per il sistema elettrico derivante dalla risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6

In data 12 settembre 2013, con il parere 383/2013/I/eel, l'Autorità si è espressa favorevolmente in relazione allo schema di decreto recante l'aggiornamento dei parametri per la verifica della convenienza economica per il sistema elettrico derivante dalla risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6, in applicazione di quanto previsto dall'art. 1, comma 2, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 marzo 2013.

Parere al Ministero dello sviluppo economico sulla lista delle unità termoelettriche essenziali al sistema gas

In data 8 ottobre 2013, con il parere 439/2013/I/gas, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico in relazione all'approvazione della lista di impianti per la fornitura del servizio di contenimento dei consumi di gas da parte del settore termoelettrico. Ciò secondo la procedura prevista dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 13 settembre 2013, che ha stabilito modalità per valutare, in base al rapporto costi/benefici, la possibilità di attivare una misura di contenimento dei consumi di gas da parte del settore termoelettrico nelle situazioni di emergenza.

Parere in merito alla conferma dell'esenzione concessa al gasdotto TAP con decreto del Ministero dello sviluppo economico in data 25 giugno 2013, a seguito della variazione dei titolari dell'esenzione

In data 28 ottobre 2013, con il parere 472/2013/I/gas, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico, ai sensi dell'art. 2, comma 1, del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 13 marzo 2013, recante la concessione di un'esenzione dalla disciplina di accesso ai terzi a favore di TAP AG, come integrato dal decreto del ministero stesso del 25 giugno 2013. In particolare, il parere dell'Autorità è stato espresso in merito alla conferma dell'esenzione rilasciata a favore di TAP con i precitati decreti ministeriali.

Parere al Ministero dello sviluppo economico in materia di modifiche al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico

In data 14 novembre 2013, con il parere 517/2013/I/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico in merito alle proposte di modifica al *Testo integrato della disciplina del mercato elettrico* (TIDME), ai sensi dell'art. 5, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Più in dettaglio, il parere dell'Autorità è stato espresso su due proposte di modifica del TIDME: la prima concernente l'eliminazione dell'istituto del Collegio dei Probiviri, previsto ai fini della risoluzione delle controversie fra il GME e gli operatori, relative all'interpretazione e all'applicazione del TIDME; la seconda concernente la revisione del mercato dei certificati verdi per conformarne il funzionamento alle disposizioni del decreto interministeriale 6 luglio 2012, relativo ai nuovi strumenti incentivanti per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare fotovoltaica.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto recante modalità e criteri per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2014

In data 12 dicembre, con il parere 571/2013/I/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole, ai sensi dell'art. 37, comma 3, del decreto legislativo n. 93/11, allo schema di decreto del Ministro dello sviluppo economico, recante *Modalità e criteri per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2014*, trasmesso all'Autorità medesima in data 26 novembre 2013.

Rilascio di parere al Ministero dell'economia e delle finanze, in merito allo schema di decreto ministeriale recante modalità e termini per i versamenti, da parte della Cassa conguaglio per il settore elettrico, delle somme destinate all'entrata del Bilancio dello Stato, per l'anno 2011

In data 27 dicembre 2013, con il parere 646/2013/I/com, l'Autorità ha espresso parere favorevole, al Ministero dell'economia e delle finanze, in merito allo schema di decreto ministeriale relativo alle modalità e ai termini per i versamenti, da parte della CCSE, delle somme destinate all'entrata del bilancio dello Stato, per l'anno 2011, ai sensi dell'art. 1, comma 298, della legge 30 dicembre 2004, n. 311, e dell'art. 1, comma 493, della legge 23 dicembre 2005, n. 266.

Parere al Ministro dello sviluppo economico, relativo al Piano di realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, presentato dalla società Eni

In data 28 marzo 2013, con il parere 136/2013/I/gas, l'Autorità ha espresso parere favorevole a un aggiornamento del Piano di realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, presentato dalla società Eni, in applicazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 130/10.

Proposta al Ministro dello sviluppo economico per la definizione delle modalità per l'aggiornamento dei valori di acconto e di conguaglio del costo evitato di combustibile, di cui al provvedimento CIP6

In data 7 novembre 2013, con il parere 503/2013/I/eel, l'Autorità ha formulato una nuova proposta al Ministro dello sviluppo economico per dare attuazione a quanto previsto dall'art. 5 del decreto legge n. 69/13, tenendo conto al contempo dell'effettiva struttura dei costi nel mercato del gas naturale dopo le più recenti evoluzioni introdotte dall'Autorità. Tale proposta ha sostituito quella precedente, di pari oggetto, formulata con il parere 535/2012/I/eel del 13 dicembre 2012.

Audizioni presso il Parlamento

Indagine conoscitiva sui prezzi dell'energia elettrica e del gas come fattore strategico per la crescita del sistema produttivo del Paese

Nell'audizione del 9 luglio 2013, presso la 10a Commissione industria, commercio e turismo del Senato della Repubblica, l'Autorità, nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sui prezzi dell'energia elettrica e del gas come fattore strategico per la crescita del sistema produttivo del Paese, ha svolto una serie di considerazioni relative a:

- il confronto tra i prezzi finali ai clienti domestici e quelli ai clienti del sistema produttivo del Paese;
- le principali voci che compongono il prezzo finale, in relazione ai rispettivi fondamentali;
- i nodi critici e le principali evoluzioni di alcuni specifici fenomeni quali, per esempio, gli oneri generali di sistema, le incentivazioni esplicite e implicite e la fiscalità nel gas.

Nella memoria dell'8 luglio 2013, 298/2013/I/com, predisposta per la suddetta audizione, l'Autorità ha esaminato le principali voci che compongono il prezzo dell'energia elettrica e quello del gas e prospettato un raffronto con i prezzi praticati a livello europeo.
Le dinamiche sottostanti ai prezzi applicati ai clienti finali sono riconducibili, essenzialmente, a tre macro categorie: i servizi di vendita, i servizi di rete e le imposte.
Queste tre componenti, nel 2012, hanno registrato nel settore elettrico trend differenziati: in leggero aumento i servizi di vendita, in forte incremento i servizi di rete per il crescente peso degli oneri di sistema e, infine, sostanzialmente stabili le imposte.
In particolare, l'Autorità ha rilevato come la crescita esponenziale degli oneri di sistema sulle bollette (+10% in 4 anni per la famiglia-tipo) stia progressivamente riducendo il peso delle componenti "di mercato" sul prezzo al consumo. Per di più, l'impatto degli oneri generali di sistema sui clienti finali è differenziato a seconda del tipo di utenza e l'incidenza dei costi non è allineata al peso in termini di consumo. Peraltro, sulla spesa complessiva dei clienti finali gravano anche i meccanismi di incentivazioni implicite, relativi ai servizi di rete e agli oneri generali, che non consentono di tener conto delle diverse tipologie di attività produttive svolte dai beneficiari e comportano un significativo effetto redistributivo. A tale riguardo, l'Autorità ha evidenziato l'opportunità che questi meccanismi debbano essere adeguati agli obiettivi di efficienza allocativa e di sostenibilità ambientale e che, dunque, debbano *in primis* essere resi espliciti e vincolati dagli assetti di rete o almeno essere limitati al livello delle relative incentivazioni esplicite.
Con riferimento al settore del gas, l'Autorità ha segnalato una diminuzione delle bollette, anche per effetto di una profonda riforma della filiera all'ingrosso introdotta dall'Autorità, che ha determinato, nell'anno di riferimento, il completo avvio del mercato di bilanciamento di merito economico. Alla fine del 2011 si era partiti con i prezzi italiani del gas all'ingrosso su valori ben superiori a quelli degli altri Paesi europei. Grazie all'avvio del mercato nazionale di bilanciamento di merito economico, nel 2012 lo spread di prezzo tra il mercato *spot* italiano e quello dei principali *hub* europei si è progressivamente ridotto fino ad azzerarsi. In merito alla problematica degli oneri di sistema nel mercato del gas, la situazione attuale è differente rispetto al mercato elettrico. Infatti, la quota dominante della spesa complessiva dei consumatori è rappresentata dalla materia prima e dalle imposte, mentre gli oneri generali di sistema costituiscono una quota molto ridotta della spesa totale. L'Autorità ha segnalato come tale situazione potrebbe però subire significativi cambiamenti per l'ulteriore e importante crescita attesa della componente parafiscale RE - a copertura degli interventi di efficienza energetica nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi - soprattutto per effetto dell'attivazione, nel 2013, del nuovo meccanismo di incentivazione degli interventi di efficienza

energetica e sviluppo delle fonti rinnovabili termiche di piccole dimensioni, il Conto energia termico (CET), i cui costi dovranno essere interamente finanziati attraverso le tariffe del gas naturale.

Memoria integrativa. Indagine conoscitiva sui prezzi dell'energia elettrica e del gas come fattore strategico per la crescita del sistema produttivo del Paese

Con la memoria integrativa del 10 settembre 2013, 378/2013/I/com, l'Autorità ha fornito alla 10a Commissione industria, commercio e turismo del Senato risposta ai diversi quesiti posti nel corso della precedente audizione del 9 luglio 2013.

In particolare, l'Autorità ha ricordato come la disciplina degli oneri di sbilanciamento per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, introdotta dalla delibera 281/2012/R/efr del 5 luglio 2012 e dai provvedimenti a essa collegati - annullati dal TAR Lombardia con sentenza n. 163 del 24 giugno 2013 -, sia orientata, da un lato, a garantire una maggiore responsabilizzazione dei produttori da fonti rinnovabili (c.d. "non programmabili") nella predisposizione di programmi di immissione di energia elettrica sulla base delle previsioni di produzione e, dall'altro, ad attribuire gradualmente a tali soggetti gli oneri indotti sul sistema elettrico per effetto dei propri sbilanciamenti, evitando che tali oneri continuino a gravare soltanto sulla collettività. L'Autorità ha poi risposto al quesito relativo alla delibera 28 giugno 2013, 279/2013/R/com, che prevede la riduzione della componente A_2 (oneri di *decommissioning* delle centrali nucleari), compensata con l'estensione della *Robin Hood Tax* alle piccole aziende rinnovabili.

Inoltre, l'Autorità ha fornito alcuni elementi in risposta alle domande relative alla promozione delle *Energy Service Companies* e del Finanziamento tramite terzi.

L'Autorità ha quindi ricostruito il contributo da essa recentemente fornito nel dibattito per la definizione di una strategia energetica nazionale. Si è soffermata, inoltre, sulle tematiche della generazione distribuita, sulle fatturazioni delle società di energia elettrica che operano sulla base dei consumi presunti, sulle misure per potenziare i meccanismi di tutela dei consumatori, sul rapporto tra il prezzo medio di mercato dell'energia elettrica e gli incentivi riconosciuti agli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile. Ancora, l'Autorità ha illustrato alcuni dati in merito al c.d. "regime di interrompibilità" nel settore elettrico, alle perdite di rete e ai costi sostenuti, dal 1992 a oggi, per incentivare la produzione di energia attraverso il meccanismo del CIP6.

L'Autorità ha infine fornito alcuni dati per chiarire l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica, rilevato sia sul mercato libero, sia sul mercato di maggior tutela.

Schema di decreto del Presidente della Repubblica recante Regolamento per l'individuazione degli attivi di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni (atto del Governo n. 40)

Nell'audizione del 12 dicembre 2013 presso l'8a e la 10a Commissione del Senato, l'Autorità ha offerto il proprio contributo in merito all'esame dello schema di decreto del Presidente della Repubblica recante *Regolamento per l'individuazione degli attivi di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni* (atto del Governo n. 40).

Nella memoria dell'11 dicembre 2013, 563/2013/I, predisposta per la suddetta audizione, l'Autorità ha inteso soffermarsi solo sulle questioni connesse con la sicurezza energetica, che il decreto legge 15 marzo 2012, n. 21, declina su due dimensioni: a) quella della sicurezza e della continuità degli approvvigionamenti energetici per il Paese; b) quella dell'operatività «*non condizionata da obiettivi ultronei*» delle reti e degli impianti (art. 2).

Con riferimento alle infrastrutture e alle attività correlate che lo schema di decreto del Presidente della Repubblica include tra gli attivi di rilevanza strategica nel settore energetico, l'Autorità ha innanzitutto sottolineato come la normativa e la regolazione di settore, complessivamente, contengano un'ampia serie di previsioni anche a tutela della sicurezza energetica. Ciò, in particolare, con riferimento al rischio di cambiamenti di destinazione delle infrastrutture che possano comportare una grave minaccia per la sicurezza. L'Autorità ha quindi rilevato che il richiamo, operato dall'art. 5 dello stesso schema di provvedimento, alla "inadeguatezza" della regolamentazione di settore, rispetto al fine di tutela degli interessi sottesi all'esercizio dei poteri speciali, sembra doversi riferire allo scrutinio del Governo in merito alla sussistenza dei profili indicati dall'art. 2, comma 7, del decreto legge n. 21/12, riguardanti aspetti estranei alle competenze del regolatore nazionale. A tale riguardo, l'Autorità, escludendo l'estensibilità di detta operazione nel senso di rendere possibile uno scrutinio del Governo sulle valutazioni effettuate dal

regolatore nazionale sulla scorta di disposizioni europee di settore, ha sottolineato l'opportunità di una formulazione finale del sopra citato art. 5 che precisi meglio tali aspetti.

Ciò posto, l'Autorità, in linea generale, ha ritenuto opportuna la scelta, operata nello schema di decreto del Presidente della Repubblica, di considerare di rilevanza strategica gli attivi di dispacciamento, trasmissione e trasporto, nonché di quelli di stoccaggio, al fine di tutelare la sicurezza energetica nazionale da possibili minacce connesse con un cambiamento nella loro titolarità o controllo. Infatti, tali infrastrutture sono uniche ed essenziali per assicurare la fornitura di energia elettrica e gas naturale in condizioni di sicurezza sul territorio nazionale, così che, per esempio, restrizioni artificiali della capacità di trasporto dall'estero potrebbero pregiudicare la sicurezza di approvvigionamento energetico per l'intero Paese.

Tuttavia, l'Autorità ha rilevato che, con riferimento al settore elettrico, non tutte le interconnessioni con l'estero rispettano il criterio di rilevanza e indispensabilità per la sicurezza energetica, così ritenendo che possano essere escluse dagli attivi di rilevanza strategica le linee di interconnessione la cui indisponibilità non pregiudichi la sicurezza del sistema.

Memoria per l'audizione presso la VI e la X Commissione della Camera dei deputati. Disegno di legge Conversione in legge del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, recante interventi urgenti di avvio del Piano destinazione Italia, per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per la riduzione dei premi RC Auto, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed Expo 2015

Nell'audizione del 13 gennaio 2014 presso la VI e la X Commissione della Camera, l'Autorità ha offerto un proprio contributo ai lavori delle commissioni medesime, in merito all'esame del disegno di legge *Conversione in legge del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, recante interventi urgenti di avvio del Piano destinazione Italia, per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per la riduzione dei premi RC Auto, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed Expo 2015.*

Nella memoria del 13 gennaio 2014, 1/2014/I/com, presentata per la suddetta audizione, l'Autorità si è soffermata sulle disposizioni del citato decreto legge, attinenti a tematiche ricomprese nelle proprie competenze e, segnatamente, su quanto disposto dall'art. 1 del decreto medesimo, nelle disposizioni in materia di: revisione da parte dell'Autorità dei c.d. "prezzi biorari", oggi in vigore per i clienti finali serviti in regime di maggior tutela (comma 1); revisione dei prezzi minimi garantiti alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (comma 2); rimodulazione temporale degli incentivi alla generazione elettrica da fonti rinnovabili (commi da 3 a 6); incentivazione, tramite le tariffe elettriche, della produzione di una centrale termoelettrica a carbone da realizzarsi in Sardegna (commi da 11 a 14); valorizzazione delle reti di distribuzione del gas naturale (comma 16).

In generale, l'Autorità ha evidenziato come alcuni degli interventi ricompresi nel perimetro del decreto legge in questione abbiano natura prettamente regolatoria e siano da tempo oggetto di indagine e di azione regolatoria da parte dell'Autorità, basata sull'andamento dei fondamentali economici e tecnici del settore. L'Autorità ha dunque sottolineato che decontestualizzare singoli elementi di regolazione, sovrapponendo provvedimenti normativi orientati ad accelerarne o modificarne il percorso definitorio, avrebbe il duplice effetto di determinare una perdita di omogeneità, coerenza e certezza del quadro di regole complessivo, da un lato, e di irrigidire il sistema cristallizzando in atti di normativa primaria soluzioni operative e meccanismi che per loro natura richiedono adattamenti dinamici in considerazione del mutevole contesto di settore e di mercato, dall'altro.

Con riferimento alle disposizioni in materia di revisione dei c.d. "prezzi biorari" (comma 1), l'Autorità ha sottolineato come la definizione e l'aggiornamento dei corrispettivi economici per il servizio di maggior tutela rientrino tra le competenze già assegnate dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, all'Autorità, la quale ha peraltro già esercitato tali competenze - da ultimo, a partire dal 2011 - anche tenendo conto dell'evoluzione degli elementi di contesto e consultando tutti i soggetti interessati. In particolare, l'Autorità ha evidenziato come, a valle del procedimento di consultazione istruito nella seconda metà del 2011, si sia ritenuto di confermare per il momento la vigente struttura dei prezzi biorari, decisa con la chiusura del relativo procedimento pubblicato con la delibera 22 maggio 2013, 215/2013/R/eel, preceduta da una fase di consultazione ampiamente partecipata. Di conseguenza, l'Autorità ha suggerito la soppressione delle suddette disposizioni in fase di conversione in legge del decreto legge.

Con riferimento alle disposizioni in materia di revisione dei prezzi minimi garantiti alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (comma 2), l'Autorità ha sottolineato come anche tale disposizione si inserisca in un percorso articolato che l'Autorità sta già conducendo da alcuni anni, in attuazione dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e che ha portato l'Autorità a completare il percorso di revisione dei prezzi minimi garantiti nell'ambito del ritiro dedicato con la delibera 19 dicembre 2013, 618/2013/R/efr.

L'Autorità ha altresì evidenziato che, per alcune fonti, i prezzi minimi garantiti sarebbero, su base annuale solare, complessivamente inferiori agli attuali prezzi di mercato dell'energia elettrica: in tali casi, viene comunque garantito ai produttori il ricavo complessivo che deriverebbe dall'applicazione dei prezzi di mercato. Il decreto legge, invece, ponendo i prezzi minimi garantiti sempre pari ai prezzi di mercato dell'energia, farebbe di fatto venir meno la finalità per cui sono nati, ossia per gli impianti che beneficiano di strumenti incentivanti. L'Autorità ha quindi avvertito che tali interventi richiederebbero approfondite analisi dei costi e che le disposizioni del comma 2 del decreto legge potrebbero compromettere l'equilibrio finanziario degli impianti che accedono solo in parte a strumenti incentivanti, i quali verrebbero comunque esclusi, per l'intera energia elettrica prodotta, dall'applicazione dei prezzi minimi garantiti tutelanti.

In conclusione, per le motivazioni sopra esposte, l'Autorità ha richiesto di ripristinare il quadro di regole precedente la pubblicazione del decreto legge.

Con riferimento alle disposizioni in materia di rimodulazione volontaria degli incentivi alla generazione elettrica da fonti rinnovabili (commi da 3 a 6), l'Autorità, osservando che il decreto legge introduce uno strumento volontario orientato a redistribuire nel tempo una parte degli oneri economici connessi con tali meccanismi di incentivazione, ha ricordato come essa stessa avesse già in passato segnalato al Governo l'opportunità di adottare misure operanti in tale direzione. Al riguardo, l'Autorità aveva anche avanzato specifiche proposte, in particolare con il parere espresso in merito allo schema di decreto per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili diverse da quella solare (delibera 8 maggio 2012, 182/2012/I/efr).

In conclusione, considerato che il decreto legge ha di fatto recepito la proposta dell'Autorità, si è concordato con tale previsione normativa.

Con riferimento alle disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da una centrale termoelettrica a carbone da realizzarsi in Sardegna (commi da 12 a 14), l'Autorità ha ritenuto che gli oneri connessi con questa previsione non debbano essere coperti attraverso le tariffe elettriche, in quanto non rispondenti a interessi generali del settore elettrico.

L'Autorità ha dunque richiesto l'eliminazione del comma 13 dell'art. 1 - che risulta in contrasto con l'obiettivo del provvedimento di ridurre i costi gravanti sulle tariffe elettriche - e conseguentemente di eliminare anche il secondo capoverso del comma 14 del medesimo art. 1. In tale contesto, l'Autorità ha comunque riconosciuto l'importanza di assicurare che l'impianto in questione sia soggetto alle previsioni normative e regolatorie previste per gli impianti di produzione, inclusa la disciplina del dispacciamento e gli oneri di sbilanciamento.

Con riferimento alle disposizioni in materia di valorizzazione delle reti di distribuzione del gas naturale (comma 16), l'Autorità ha evidenziato come la modifica introdotta dalla norma relativamente alla determinazione del valore di rimborso delle reti spettante al gestore uscente, potrebbe si operare un sostanziale ridimensionamento dei possibili aumenti tariffari ai quali, però, non corrisponderebbero incrementi o miglioramenti del servizio erogato, trattandosi in sostanza di mero trasferimento di risorse dai clienti del servizio a favore dei gestori uscenti. L'Autorità ha auspicato che tale effetto di contenimento tariffario, certo e consistente in relazione all'intervento operato dalla norma nella parte relativa al trattamento dei contributi privati, sia riconfermato. Invece, in relazione alla parte della norma che incide sulla determinazione del valore di rimborso nei casi in cui nelle convenzioni e nei contratti di concessione in essere non siano previste disposizioni specifiche, l'Autorità ha ritenuto che la medesima dovrebbe perimetrare con maggior certezza i casi in cui il valore di rimborso è posto pari al valore regolatorio, anche al fine di ridurre spazi per possibili contenziosi che potrebbero rallentare l'iter delle gare.

Rapporti con le altre istituzioni

L'Autorità interagisce e collabora con numerosi soggetti pubblici, con i quali svolge sia funzioni necessarie all'esercizio delle proprie attività istituzionali, così come definite dalla legge istitutiva e tese a diffondere la conoscenza dei settori regolati, sia funzioni di raccolta statistica, tese a minimizzare l'onere che grava sulle imprese regolate.

Guardia di Finanza

Anche nell'anno 2013 l'Autorità ha rafforzato la propria attività di controllo e di ispezione verso operatori, impianti, processi e servizi dei settori elettrico, gas e idrico, avvalendosi, tra gli altri, della collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati (NSTM) della Guardia di Finanza, ai sensi del Protocollo di intesa, adottato nel settembre 2001 e rinnovato ed esteso nel dicembre 2005 (delibera 15 dicembre 2005, n. 273). Nel 2013, è proseguita inoltre la collaborazione con la Guardia di Finanza per la vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo, di cui alla legge n. 133/08 (c.d. *Robin Hood Tax*)[19].

In particolare, l'Autorità ha continuato ad avvalersi del supporto degli ispettori messi in disponibilità di impiego dall'NSTM per effettuare le necessarie verifiche sui dati contabili trasmessi dalle imprese, nonché sul rispetto degli obblighi connessi con la vigilanza. Per una più puntuale descrizione delle attività svolte si rinvia alla relazione al Parlamento, trasmessa in data 27 dicembre 2013, che descrive gli esiti dell'attività di vigilanza svolta nell'anno 2013 in materia di traslazione della maggiorazione Ires sui prezzi al consumo (relazione 27 dicembre 2013, 629/2013/I/rht).

Cassa conguaglio per il settore elettrico

Fin dalla propria istituzione, l'Autorità vigila, unitamente al Ministero dell'economia e delle finanze, sulla CCSE, ente di diritto pubblico non economico, che esercita funzioni di istruzione ed esazione tariffaria, con conseguente ridistribuzione di natura contributiva e perequativa agli operatori del settore dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché attività istruttorie, di controllo, di verifica e di recupero finanziario di carattere coattivo delle componenti tariffarie e degli aiuti di Stato indebitamente percepiti. Ai sensi dell'art. 9 del decreto legislativo 26 gennaio 1948, n. 98, la CCSE esercita attività funzionali agli interessi generali perseguiti dall'Autorità nel rispetto delle delibere e secondo gli indirizzi dalla medesima disposti, ai sensi del regolamento di organizzazione e funzionamento, approvato con la delibera 21 dicembre 2009, GOP 64/09, in particolare gestendo i Conti amministrati, in base alla regolazione dell'Autorità contenuta nei *Testi integrati* e nelle varie delibere a essi collegati.

Università

Anche per l'anno 2013 l'Autorità si è avvalsa di Protocolli di intesa con le università italiane, al fine dello svolgimento di attività di interesse comune: il Politecnico di Milano, le Università Cattolica del Sacro Cuore, Bocconi e Statale di Milano, le Università La Sapienza e Tor Vergata di Roma, le Università Federico II e Parthenope di Napoli (Dipartimento per le tecnologie), l'Università di Genova (Dipartimento di macchine, sistemi energetici e trasporti), l'Università di Cassino, l'Università di Udine, il Politecnico di Torino e l'Università di Pavia.

L'Autorità si è avvalsa delle competenze specialistiche presenti presso alcune università a supporto della propria attività di regolazione e formazione; al contempo, i dirigenti e i funzionari dell'Autorità hanno svolto un ruolo attivo di formazione accademica.

19 Per una descrizione puntuale delle attività di vigilanza svolte in collaborazione con la Guardia di Finanza nell'anno appena trascorso e del loro impatto in termini di seguiti amministrativi, prescrittivi e sanzionatori, si rinvia al Capitolo 5.

La collaborazione fra l'Autorità e le università italiane definita dai Protocolli di intesa prevede anche la realizzazione di stage, presso gli Uffici dell'Autorità, per gli studenti che seguono corsi specialistici sui temi dell'energia, nonché l'attivazione di assegni di ricerca sui temi di punta della regolazione energetica. Nel 2013 - a completamento di un master organizzato da uno dei suddetti istituti universitari in materia di tutela della concorrenza e della regolazione dei mercati - è stato attivato un nuovo stage, mentre si è concluso quello dell'anno precedente.

Inoltre nel 2013, nel corso della frequenza di un master organizzato da uno dei suddetti istituti universitari in materia di appalti e contratti, sono stati attivati due tirocini curriculari.

Anche nell'anno di riferimento l'Autorità ha provveduto a finanziare direttamente diversi assegni di ricerca, della durata di un anno ed eventualmente rinnovabili, su tematiche di interesse istituzionale. In particolare sono stati rinnovati sette assegni di ricerca.

Ricerca sul sistema energetico

In attuazione della convenzione approvata con la delibera 31 ottobre 2012, 449/2012/A/efr, l'Autorità si è avvalsa della società Ricerca sul sistema energetico (RSE) per lo svolgimento delle seguenti attività:

- attività istruttoria a supporto delle decisioni dell'Autorità in merito alla valutazione delle proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo, di cui all'art. 6 delle *Linee guida*;
- attività di verifica tecnica finalizzata alla quantificazione dei risparmi energetici effettivamente conseguiti in applicazione di progetti, di cui all'art. 12 delle *Linee guida*;
- attività di controllo di cui all'art. 14 delle *Linee guida*, volta a verificare la correttezza e la veridicità delle dichiarazioni rese dai titolari di progetto ai fini della certificazione dei risparmi energetici.

Con l'art. 5, comma 1, del decreto ministeriale 28 dicembre 2012 è stata data attuazione all'art. 29, comma 1, lettera b), del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, che prevedeva il passaggio al GSE dell'attività di gestione del meccanismo di certificazione relativo ai certificati bianchi. Le attività della RSE nell'ambito della suddetta convenzione, pertanto, si sono esaurite nel mese di giugno 2013 a seguito dell'evasione delle ultime richieste pervenute all'Autorità entro metà gennaio 2013.

Altre istituzioni

Anche nel 2013 sono proseguite le collaborazioni fra l'Autorità e altre istituzioni tecniche ed economico-sociali, inquadrate in apposite convenzioni finalizzate a supportare le attività degli Uffici descritte nei Capitoli a seguire. In particolare, queste riguardano le cooperazioni:

- con il Comitato elettrotecnico italiano (CEI), sui temi delle connessioni con le reti elettriche, della qualità del servizio, della misura e dell'efficienza energetica. Tale cooperazione è contenuta nel nuovo Protocollo di intesa attivato con la delibera 9 maggio 2013, 195/2013/A;
- con il Comitato italiano gas (CIG), tramite la delibera 8 novembre 2010, GOP 61/10, sulla scorta del nuovo Protocollo di intesa, l'Autorità ha sottoscritto una collaborazione sui temi inerenti alla sicurezza a valle del punto di fornitura, per lo svolgimento di attività di analisi e procedure di accertamento documentale degli impianti interni di utenza alimentati a gas per mezzo di rete;
- con il CNCU, tramite apposito Protocollo di intesa attivato con la delibera 1 aprile 2009, GOP 15/09, sono state avviate attività relative all'informazione dei consumatori, all'educazione al consumo di energia, alla formazione delle associazioni dei consumatori e all'accesso alle forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie;
- con l'Associazione nazionale Comuni italiani (ANCI), tramite apposito Protocollo d'intesa attivato con la delibera 6 ottobre 2011, GOP 48/11, è stato approvato l'atto integrativo della convenzione di cui alla delibera 2 ottobre 2008, GOP 45/08, al fine di prevedere la copertura dei maggiori oneri connessi con l'ampliamento delle funzionalità del sistema informatico centralizzato, necessario per la gestione dei rapporti tra i Comuni chiamati ad accogliere le istanze di riconoscimento del bonus elettrico e le imprese distributrici di energia elettrica chiamate a erogare il bonus medesimo.

2.
Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 28 giugno 2012, 266/2012/R/com, finalizzato all'adozione di provvedimenti in materia di separazione amministrativa e contabile dei servizi idrici, nonché di revisione e semplificazione della normativa in materia di separazione contabile per i settori dell'energia elettrica e del gas, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha pubblicato il documento per la consultazione 28 febbraio 2013, 82/2013/R/com, con il quale ha illustrato i primi orientamenti in materia di obblighi di separazione contabile per gli esercenti i servizi idrici e in materia di revisione e semplificazione delle disposizioni vigenti di separazione contabile per gli esercenti nel settore dell'energia elettrica e del gas (*Testo integrato unbundling* - TIU; Allegato A alla delibera 18 gennaio 2007, n. 11). Il documento ha previsto diverse linee di intervento:

- la definizione della struttura di attività e comparti per la separazione del bilancio delle imprese operanti nei servizi idrici, prevendendo un livello aggiuntivo di separazione contabile rappresentato dall'Ambito territoriale integrato (ATO) in cui l'impresa opera; le regole di separazione contabile per i servizi idrici non differiscono da quelle già previste dal TIU per i settori elettrico e del gas;
- la revisione delle disposizioni della Parte III del TIU, in relazione alla struttura e al contenuto di attività e comparti relativi ai settori elettrico e del gas, alla luce di novità del quadro normativo e di nuove esigenze di regolazione dell'Autorità;
- la semplificazione e la razionalizzazione degli obblighi informativi stabiliti dall'Autorità per lo svolgimento delle sue funzioni, con la revisione delle soglie previste per l'applicazione del regime ordinario e del regime semplificato di separazione contabile, nonché della soglia prevista per l'esenzione dagli obblighi di invio dei conti annuali separati;
- la modifica di alcune disposizioni di tipo prettamente contabile previste dal TIU, finalizzate anch'esse alla semplificazione del processo di separazione contabile, nonché al miglioramento della qualità dell'informazione ottenuta, in una prospettiva che prevede l'intenzione da parte dell'Autorità di stabilire, con ulteriori provvedimenti integrativi delle disposizioni del TIU, regole di tenuta, da parte delle imprese, di una vera e propria contabilità di tipo regolatorio.

A valle della prima fase di consultazione, alla quale hanno partecipato numerosi soggetti, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 28 febbraio 2013, 36/2014/R/com, nel quale ha illustrato gli orientamenti finali in materia di revisione e di semplificazione della normativa di separazione contabile per i settori dell'energia elettrica e del gas. Nel documento, l'Autorità ha deciso di rimandare a successivi documenti per la consultazione la definizione e la pubblicazione degli orientamenti finali in materia di revisione degli obblighi di separazione funzionale per i settori elettrico e del gas, nonché di adozione di provvedimenti in materia di separazione contabile dei servizi idrici.

Gli orientamenti finali contenuti nel documento per la consultazione 36/2014/R/com prevedono:

- la revisione della struttura e del contenuto di attività e comparti, previsti dalla Parte III del TIU, relativi ai settori elettrico e del gas, alla luce delle novità contenute nel quadro normativo di riferimento, di nuove esigenze di regolazione e di esigenze di miglioramento della qualità delle informazioni di separazione contabile;
- la semplificazione degli obblighi informativi in materia di separazione contabile tramite la revisione delle soglie, previste dalle Parti V e VI del TIU, di applicazione del regime ordinario e del regime semplificato, nonché di esenzione dall'obbligo di predisposizione e di invio dei conti annuali separati;
- la semplificazione degli schemi relativi alla movimentazione delle immobilizzazioni;
- la modifica di alcune disposizioni, contenute sempre nelle Parti V e VI del TIU, relativamente ad aspetti di tipo prettamente contabile, finalizzate sia alla semplificazione del processo di separazione contabile, sia al miglioramento della qualità dell'informazione ottenuta;
- infine, la previsione di introdurre un manuale di contabilità regolatoria con regole di natura applicativa delle disposizioni di separazione contabile, oggetto di pubblicazione e successivi aggiornamenti da parte degli Uffici dell'Autorità.

Con la delibera 18 aprile 2013, 163/2013/R/com, l'Autorità ha emanato le disposizioni finali in merito agli obblighi di separazione contabile per il Gestore dei servizi energetici (GSE) e ai relativi obblighi di comunicazione (UGSE). Le disposizioni, che decorrono dall'esercizio 2013, sono volte ad assicurare:

- la corretta attribuzione dei costi sostenuti dal GSE nella gestione delle attività;
- l'assenza di discriminazioni e trasferimenti incrociati di risorse tra le attività svolte dal GSE;
- la disponibilità di informazioni utili alla quantificazione del capitale investito dal GSE per lo svolgimento delle attività oggetto di remunerazione a carico del sistema;
- un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale del GSE nelle diverse attività in cui opera, anche al fine di adottare una regolazione incentivante per il GSE basata su obiettivi pluriennali di recupero di efficienza.

Certificazione del gestore del sistema di trasmissione

A seguito del parere rilasciato dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 714/2009, con la delibera 5 aprile 2013, 142/2013/R/eel, l'Autorità ha adottato la decisione finale di certificazione per la società Terna in qualità di gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica in separazione proprietaria. La procedura di certificazione del gestore è stata finalizzata alla verifica del rispetto degli adempimenti, da parte dell'impresa, previsti dal modello di *ownership unbundling* ai sensi dell'art. 9, paragrafo 1, della direttiva 2009/72/CE, e dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, di recepimento di tale direttiva, tra i quali:

- l'indipendenza degli azionisti del gestore dagli interessi nell'attività di produzione o fornitura di elettricità o gas;
- lo svolgimento di tutti i compiti previsti nella gestione della rete dalla citata direttiva;
- la proprietà delle rete di trasmissione;
- l'indipendenza dei componenti degli organi amministrativi dell'impresa;

- il rispetto, da parte dei proprietari di porzioni rete di trasmissione, degli obblighi previsti a loro carico dal citato decreto legislativo n. 93/11;
- la capacità e l'autonomia decisionale in relazione alla predisposizione dei Piani decennali di sviluppo della rete;
- la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili trattate, ovvero della messa a disposizione non discriminatoria delle informazioni non riservate;
- i vincoli di riservatezza, ivi comprese le clausole contrattuali, previsti per il personale e per i collaboratori dell'impresa.

Regolamentazione delle reti e del sistema elettrico

Regolamentazione tecnica: servizio di dispacciamento

Revisione delle regole per il dispacciamento

Nel corso del 2013 è proseguita l'azione dell'Autorità orientata a incrementare l'efficienza del servizio di dispacciamento. In tale ambito si collocano i seguenti provvedimenti:

- il documento per la consultazione 5 dicembre 2013, 557/2013/R/eel, che illustra gli orientamenti finali dell'Autorità in merito alla revisione della vigente disciplina del dispacciamento, con specifico riferimento alla selezione e alla remunerazione dei servizi di flessibilità, di cui all'art. 34, comma 7-*bis*, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134;
- la delibera 30 maggio 2013, 231/2013/R/eel, relativa all'introduzione di un nuovo meccanismo per la misurazione e la valorizzazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza fornito dalle unità di produzione;
- le delibere 9 maggio 2013, 197/2013/R/eel, e 28 giugno 2013, 285/2013/R/eel, che hanno introdotto importanti modifiche alla disciplina degli sbilanciamenti effettivi con la finalità di minimizzare il rischio che, al manifestarsi di situazioni di vulnerabilità del sistema, gli operatori potessero trovare conveniente adottare comportamenti non efficienti, con conseguenti oneri per il sistema. Parallelamente, l'Autorità ha avviato una revisione organica della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, i cui principali criteri sono stati illustrati nel documento per la consultazione 7 agosto 2013, 368/2013/R/eel;
- la delibera 31 ottobre 2013, 483/2013/R/eel, con la quale l'Autorità ha esaminato e approvato le modifiche e le integrazioni al Codice di rete proposte da Terna nella consultazione avviata nel mese di luglio 2013.

Nel seguito si illustrano i contenuti di tali interventi.

Selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità

Con il documento per la consultazione 557/2013/R/eel, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti finali in merito alle modalità per la selezione e la remunerazione dei servizi di flessibilità introdotti dal decreto legge n. 83/12, «*al fine di garantire una maggiore efficienza delle infrastrutture energetiche nazionali e di contenere gli oneri indiretti dovuti alla crescita delle fonti rinnovabili non*

programmabili». Il documento fa seguito al primo documento per la consultazione 508/2012/R/eel del 29 novembre 2012.

Dopo un inquadramento del tema e una sintesi delle osservazioni degli operatori alle proposte avanzate nella precedente consultazione, il documento fornisce un sunto degli esiti più significativi dell'analisi dei servizi di flessibilità elaborata da Terna ai sensi del decreto legge n. 83/12 e dei successivi approfondimenti condotti dall'Autorità, con particolare riferimento:

- agli effetti della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili sull'attività di dispacciamento;
- alle caratteristiche dei servizi di flessibilità necessari alla gestione in sicurezza del sistema elettrico nel mutato contesto caratterizzato dall'elevata penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili;
- all'analisi dei parametri tecnici delle unità di produzione che compongono il parco impianti italiano, al fine di apprezzare la rispondenza dello stesso rispetto ai requisiti individuati da Terna e funzionali alla gestione in sicurezza del sistema.

Nell'ultima sezione sono state quindi illustrate le soluzioni avanzate dall'Autorità per la revisione della disciplina del dispacciamento, alla luce dell'evoluzione del contesto di mercato. Le principali innovazioni proposte possono essere riassunte come segue:

- per consentire agli operatori di formulare offerte che riflettano il più fedelmente possibile la struttura dei costi associati al diverso grado di flessibilità con cui viene fornito il servizio di riserva terziaria di sostituzione, l'Autorità ha proposto l'introduzione dell'offerta di *warming*[1] e di avviamento da caldo, orientata a incentivare le unità di produzione a ridurre i tempi di avviamento, consentendo agli operatori di riflettere più fedelmente la struttura dei costi sottostanti alle prestazioni fornite;
- per garantire la disponibilità delle risorse necessarie per la fornitura di adeguati margini a scendere, in particolare nei periodi di basso carico, l'Autorità ha proposto di estendere la partecipazione al Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) – su base volontaria – a tutte le unità di produzione con potenza compresa tra 10 MVA e 1 MVA (sia quelle alimentate a fonti rinnovabili programmabili, sia quelle alimentate a fonti rinnovabili non programmabili) e che rispettano gli altri requisiti attualmente previsti dal Codice di rete per la fornitura di servizi nell'MSD;
- al fine di preservare la sicurezza del sistema attraverso un maggiore coordinamento tra il Mercato infragiornaliero (MI) e l'MSD, anche in considerazione del possibile spostamento del termine di chiusura (*gate closure*) dell'MI più a ridosso del tempo reale, l'Autorità ha proposto l'introduzione, nella fase di programmazione dell'MSD, di offerte di capacità strutturate nella forma di opzioni.

Meccanismo di misurazione e valorizzazione del contributo alla regolazione primaria

Le quantità di energia associate ad azioni di regolazione primaria di frequenza[2] (fornite obbligatoriamente dalle unità di produzione) non sono attualmente misurate e sono, pertanto, assimilate agli sbilanciamenti e, come tali, soggette ai prezzi – e alle eventuali relative penalità implicite[3] – previsti dalla disciplina degli sbilanciamenti effettivi, di cui alla delibera 9 giugno 2006, n. 111. Nel documento per la consultazione 508/2012/R/eel, l'Autorità aveva proposto l'introduzione di un nuovo meccanismo di misurazione e valorizzazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza, volto alla sterilizzazione degli oneri di sbilanciamento dovuti all'utilizzo della riserva primaria. Tale meccanismo prevede:

1 La presentazione di un'offerta di *warming* implica la disponibilità del produttore di mantenere "caldo" il proprio impianto senza immettere energia elettrica nella rete, al fine di effettuare la manovra di avviamento, laddove richiesta da Terna, in tempi più rapidi (<120 minuti) rispetto a un avviamento da freddo. L'utilizzo di sistemi che consentono a un impianto di rimanere "caldo" senza immettere energia elettrica nella rete implica un extra consumo di combustibile nell'arco di tempo in cui l'impianto deve essere in grado di eseguire la manovra di avviamento "rapido" su richiesta di Terna, a prescindere dal fatto che la prestazione gli sia effettivamente richiesta (ossia a prescindere dal fatto che gli pervenga un ordine di avviamento).

2 La regolazione primaria di frequenza, attuata mediante l'utilizzo della riserva primaria di potenza (ossia mediante la messa a disposizione di una prefissata quota di capacità produttiva, non oggetto di contrattazione di mercato), è un servizio essenziale per il sistema. Esso è caratterizzato da un utilizzo dell'energia elettrica: a) continuativo e simmetrico rispetto al punto di lavoro, ai fini dell'assorbimento delle oscillazioni di frequenza del sistema (per il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi); b) direzionale in aumento o in diminuzione, per il controllo dei transitori rispettivamente di sotto-frequenza e sovra-frequenza, successivi a eventi di sistema (per esempio, avaria dei gruppi di generazione).

3 Per penalità implicite si fa riferimento ai prezzi di sbilanciamento duali previsti per le unità abilitate. Per le unità non abilitate i prezzi di sbilanciamento non sono penalizzanti.

- la rilevazione puntuale del valore locale di frequenza e del contributo alla regolazione primaria di frequenza di ciascuna unità di produzione;
- l'inclusione, nel programma di immissione di ciascuna unità di produzione, del contributo alla regolazione primaria di frequenza da queste eventualmente fornito;
- l'applicazione, alla sola quota di energia afferente al contributo alla regolazione primaria di frequenza, di un prezzo tale da remunerare, o quantomeno non penalizzare, le unità di produzione.

Tenuto conto delle osservazioni pervenute dagli operatori, con la delibera 231/2013/R/eel l'Autorità ha dato mandato a Terna di modificare il Codice di rete in modo da consentire l'implementazione del nuovo meccanismo di misurazione e remunerazione del contributo alla regolazione primaria entro l'1 aprile 2014. Con la delibera 483/2013/R/eel, sono state, tra l'altro, valutate positivamente le modifiche del Codice di rete proposte da Terna finalizzate alla definizione delle specifiche tecniche relative al citato meccanismo. Nel corso del mese di gennaio 2014, tuttavia, Terna ha segnalato all'Autorità che, in considerazione dei tempi di approvvigionamento e di implementazione necessari al recepimento nei sistemi informativi delle modifiche atte a consentire l'avvio del meccanismo, sarà possibile garantire la piena operatività dello stesso solo a decorrere dall'1 novembre 2014, e non dall'1 aprile 2014, come stabilito dall'Autorità.

Sulla scorta della segnalazione di Terna, con la delibera 20 febbraio 2014, 65/2014/R/eel, l'Autorità ha previsto l'introduzione di un meccanismo transitorio per la misurazione e la valorizzazione del contributo alla regolazione primaria. Ciò in quanto il mero rinvio della data di operatività del meccanismo a regime, e il conseguente mancato riconoscimento della remunerazione del contributo alla regolazione primaria nel periodo aprile-ottobre 2014, si configurerebbe come un fattore ingiustificatamente penalizzante per gli operatori che avessero già sostenuto gli investimenti necessari per richiedere l'abilitazione al meccanismo a regime.

Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi

Nel luglio 2012 l'Autorità, nell'ambito dell'esercizio della funzione di monitoraggio dei mercati elettrici, ha riscontrato nella zona Sardegna, e con riferimento ai primi mesi del 2012, una pressoché sistematica e consistente differenza positiva fra l'energia programmata in prelievo in esito al Mercato del giorno prima (MGP) dall'insieme degli utenti del dispacciamento in prelievo e l'energia misurata in prelievo afferente ai medesimi utenti. Tale differenza ha rappresentato un sistematico sbilanciamento che appare difficilmente ascrivibile a inevitabili errori nella programmazione dei consumi.

Nell'ambito di detta analisi è, inoltre, emerso come il prezzo dello sbilanciamento applicato alle unità di consumo fosse determinato considerando anche i prezzi e le quantità relativi all'utilizzo della riserva secondaria, la cui entità dipende, al limite, solo parzialmente dalla dimensione e dal segno dello sbilanciamento aggregato del sistema elettrico in una data zona. Nell'ambito di un sistema di valorizzazione degli sbilanciamenti della domanda (e della produzione da impianti non abilitati), che tende a premiare uno sbilanciamento di segno uguale a quello che caratterizza la movimentazione netta di risorse da parte di Terna nella medesima zona[4], considerare ai fini della determinazione del segno della movimentazione netta di risorse (e nei relativi prezzi di valorizzazione degli sbilanciamenti) anche le movimentazioni che non si sarebbero potute risparmiare con gli sbilanciamenti (e la cui dimensione quindi non dipende da questi ultimi) rischia di generare un'errata struttura di incentivi e di lasciare spazio a comportamenti dannosi per il sistema.

Sulla base di tali riscontri, l'Autorità, con la delibera 2 agosto 2012, 342/2012/R/eel, ha avviato un'istruttoria conoscitiva sulle dinamiche del mercato elettrico in Sardegna ed è contestualmente intervenuta con misure urgenti volte a prevenire simili condotte e a mitigarne gli effetti sugli oneri di sistema. In particolare, l'Autorità ha identificato come causa principale di quanto appena detto l'inclusione, nel calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale e del prezzo di sbilanciamento, di movimentazioni effettuate nell'MSD che non dipendono dallo sbilanciamento aggregato zonale. L'Autorità ha, pertanto, disposto l'immediata esclusione delle quantità e dei relativi prezzi, afferenti all'utilizzo della riserva secondaria, dal meccanismo di determinazione dei prezzi di sbilanciamento. Con la delibera 197/2013/R/eel, si è chiusa l'istruttoria conoscitiva ed è stato al contempo avviato un procedimento per la modifica organica della regolazione degli

4 Assumendo, quindi, che detto sbilanciamento riduca l'esigenza di movimentazione da parte di Terna e porti, dunque, un beneficio al sistema.

sbilanciamenti effettivi, finalizzata alla corretta attribuzione dei costi e dei benefici causati al sistema elettrico.

Nelle more della conclusione di tale procedimento, l'Autorità è intervenuta con urgenza per correggere alcuni elementi che continuavano a distorcere il processo di formazione dei prezzi di sbilanciamento nelle Isole maggiori. In particolare, con la delibera 285/2013/R/eel ha disposto l'esclusione, limitatamente alle macrozone Sicilia e Sardegna, di tutte le movimentazioni effettuate nella fase di programmazione dell'MSD (MSD *ex ante*) dal calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale. Ciò in quanto, dalle analisi svolte, è emerso come nelle Isole maggiori la quasi totalità delle movimentazioni effettuate nell'MSD *ex ante* non dipenda dallo sbilanciamento aggregato zonale.

Con il documento per la consultazione 368/2013/R/eel, è stata avviata una riflessione sui limiti dell'attuale disciplina degli sbilanciamenti effettivi, individuando gli interventi utili a predisporre un quadro regolatorio più robusto ed efficiente. Le principali proposte di intervento avanzate nel documento per superare le criticità della vigente disciplina possono essere riassunte come segue:

- per garantire la formazione di segnali di prezzo per la valorizzazione degli sbilanciamenti che riflettano il corretto valore dell'energia elettrica nel tempo reale, si è proposta l'introduzione di prezzi di sbilanciamento calcolati su base nodale. Ciò consentirebbe di tener conto degli effettivi ambiti geografici nei quali Terna acquista e vende energia ai fini del bilanciamento della rete in tempo reale;
- per rafforzare la disciplina degli sbilanciamenti effettivi rispetto all'esigenza di garantire la sicurezza del sistema elettrico, si è proposto di estendere a tutte le unità fisiche l'obbligo di definire i programmi di immissione (prelievo) utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti dalle medesime unità, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza;
- per consentire la possibilità di arbitraggio tra i prezzi registrati nei mercati dell'energia e quelli del tempo reale senza pregiudicare la sicurezza del sistema, si è proposto di introdurre la possibilità di presentare offerte virtuali nei mercati dell'energia, come già previsto nel disegno dei principali mercati statunitensi (*e.g.*, PJM e New England).

Modifiche e integrazioni al Codice di rete

Può considerarsi parte integrante del processo di efficientamento del servizio di dispacciamento anche la delibera 483/2013/R/eel, con la quale l'Autorità ha esaminato e approvato le modifiche e le integrazioni al Codice di rete proposte da Terna nella consultazione avviata nel mese di luglio 2013. In particolare, l'Autorità ha valutato positivamente i seguenti perfezionamenti del Codice di rete:

- la definizione delle specifiche tecniche relative al meccanismo facoltativo per la remunerazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza, introdotto con la delibera 231/2013/R/eel;
- il completamento delle regole relative alla remunerazione della manovra di cambio assetto, introdotta con la delibera 7 febbraio 2013, 46/2013/R/eel;
- il rilassamento dei valori massimi relativi ad alcuni dei parametri tecnici delle unità di produzione, valevoli ai fini del mercato elettrico (tempo di rampa, de-rampa e arresto).

Servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza

Con la delibera 28 ottobre 2010, ARG/elt 187/10, l'Autorità aveva disciplinato i servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza (c.d. "servizi di interrompibilità") per il triennio 2011-2013. Conseguentemente, con la delibera 28 dicembre 2013, 634/2013/R/eel, l'Autorità ha contestualmente:

- avviato un procedimento finalizzato alla formazione di uno o più provvedimenti aventi a oggetto la definizione di una nuova disciplina dei servizi di interrompibilità che entri in vigore dall'1 luglio 2014;
- prorogato fino al 30 giugno 2014 la scadenza dei vigenti contratti plurimensili, fatto salvo il diritto del titolare di recedere unilateralmente non oltre il 10 gennaio 2014, e assicurando che Terna continui a svolgere aste mensili per i mesi di febbraio, marzo, aprile, maggio e giugno dell'anno 2014, onde assicurare la continuità del servizio.

Nell'ambito del procedimento, è stato pubblicato il documento per la consultazione 27 dicembre 2013, 642/2013/R/eel, nel quale l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia di riforma

dei servizi di interrompibilità. Sulla base sia degli andamenti delle aste per l'assegnazione dei servizi di interrompibilità nel triennio 2011-2013, sia dell'analisi delle esigenze attuali e prospettiche dei servizi di interrompibilità, il documento prefigura modalità e criteri nuovi per l'assegnazione dei servizi di interrompibilità, da applicarsi a decorrere dal secondo semestre del 2014 in poi (ossia senza limiti di durata della nuova disciplina), che possono essere così schematizzati:

a) per la sola quota parte di fabbisogno annuale che Terna ritenga prudenzialmente possa estendersi su un periodo pluriennale senza comportare rischi di sovra-approvvigionamento: approvvigionamento del servizio di interrompibilità tramite asta pluriennale, organizzata nel mese di dicembre, per un prodotto di durata non superiore a 36 mesi a decorrere dal mese successivo a quello di svolgimento dell'asta e profilato secondo i coefficienti mensili pubblicati da Terna; tale prodotto assicurerebbe all'assegnatario una certezza di ricavi su base pluriennale, ma comporterebbe, al tempo stesso, l'assunzione di un impegno di medio termine;
b) per la restante quota parte di fabbisogno annuale: approvvigionamento del servizio di interrompibilità tramite asta annuale, organizzata nel mese di dicembre, per un prodotto di durata pari ai 12 mesi dell'anno successivo a quello di svolgimento dell'asta e profilato secondo i coefficienti mensili pubblicati da Terna;
c) facoltà di riacquistare da Terna (c.d. "cessione") la totalità o parte della potenza assegnata tramite l'asta pluriennale, in ciascun anno - a eccezione del primo - del periodo per cui il servizio è stato assegnato;
d) riassegnazione del servizio di interrompibilità sulla potenza riacquistata da Terna ai sensi del punto c), tramite le aste annuali di cui alla lettera b) e le aste infrannuali di cui alla lettera f);
e) facoltà di riacquistare da Terna (c.d. "cessione") la totalità o parte della potenza assegnata tramite l'asta annuale, in ciascun mese - a eccezione del primo - del periodo per cui il servizio è stato assegnato;
f) riassegnazione del servizio di interrompibilità sulla potenza riacquistata da Terna ai sensi del punto e) tramite aste infrannuali, organizzate nei mesi da gennaio a ottobre (10 aste infrannuali) per prodotti di durata pari ai rimanenti 12-*n* mesi dell'anno di svolgimento dell'asta (ove *n* è il mese di svolgimento dell'asta) e profilati secondo i coefficienti mensili pubblicati da Terna;
g) facoltà di riacquistare da Terna (c.d. "cessione") la totalità o parte della potenza assegnata tramite aste infrannuali, per tutti o parte dei mesi - a eccezione del primo - del periodo per cui il servizio è stato assegnato;
h) riassegnazione del servizio di interrompibilità sulla potenza riacquistata da Terna ai sensi del punto g), tramite le rimanenti aste infrannuali di cui al punto f);
i) obbligo di pagare a Terna, per ciascun MW di potenza riacquistato da Terna, il maggior valore fra:
   - il corrispettivo unitario mensile fissato nell'asta in cui tale MW è stato originariamente assegnato;
   - il corrispettivo unitario mensile nell'asta (annuale o infrannuale) in cui tale MW è stato riassegnato;
j) facoltà di riduzione temporanea della potenza contrattuale su base mensile (c.d. "rilascio") a eccezione del primo mese del periodo per cui il servizio è stato assegnato;
k) riassegnazione della potenza rilasciata a Terna tramite aste mensili, organizzate nei mesi da gennaio a dicembre (12 aste mensili) per prodotti di durata pari al mese successivo a quello di svolgimento dell'asta;
l) obbligo di pagare a Terna, per ciascun MW di potenza rilasciato a Terna, il maggior valore fra:
   - il corrispettivo unitario mensile fissato nell'asta in cui tale MW è stato originariamente assegnato;
   - il corrispettivo unitario mensile fissato nell'asta mensile in cui tale MW è stato riassegnato;
m) fissazione di un tetto annuale e di un tetto mensile alle ore di indisponibilità: il tetto mensile può essere superato fatto salvo che il corrispettivo mensile sia riconosciuto a titolo di acconto sulle sole ore corrispondenti al rispetto del tetto mensile, con eventuale conguaglio a fine anno per le ore eccedenti il tetto mensile, a condizione che il tetto annuale sia stato rispettato e che la potenza contrattuale sia stata assicurata sino alla scadenza del contratto;
n) pagamento in acconto del corrispettivo mensile al netto della parte variabile (1/12 del prodotto fra il corrispettivo unitario per interruzione e il numero standard di interruzioni annue).

A esclusione di quanto sopra, il documento ha confermato, in linea generale e per quanto compatibile con le disposizioni di cui

agli artt. 30 e 32 della legge 23 luglio 2009, n. 99, i criteri e le modalità vigenti nel triennio 2011-2013.

Aggregazione incentivante delle misure

Il *Testo integrato settlement* (TIS, delibera 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09) prevede un sistema di indennizzi connessi con l'inadempimento degli obblighi posti a carico delle imprese distributrici nell'ambito dell'attività di aggregazione delle misure. L'applicazione completa di tale sistema di indennizzi, introdotti con la delibera 4 agosto 2010, ARG/elt 129/10, è stata subordinata agli esiti del procedimento avviato con la delibera 3 febbraio 2010, ARG/elt 10/10, in materia di standardizzazione dei dati di misura, e all'implementazione di un insieme di disposizioni funzionali alla verifica del rispetto degli obblighi connessi con ciascun indennizzo. Con la delibera1 marzo 2012, 65/2012/R/eel, entrata in vigore nei primi mesi del 2013, l'Autorità ha concluso tale procedimento. Inoltre, con l'avvio della gestione dei processi di *settlement* nel Sistema informativo integrato (SII) (vedi il paragrafo "Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati al dettaglio"), è stato completato il quadro delle disposizioni necessarie alla verifica formale della sussistenza del diritto all'indennizzo.

Conseguentemente, con le delibere 11 luglio, 308/2013/R/com, e 27 dicembre 2013, 311/2013/R/eel, sono stati attivati tutti gli indennizzi automatici del TIS che risultavano ancora sospesi.

Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti

Nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

Il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, prevede l'introduzione di un nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica (mercato della capacità), finalizzato a incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento in capacità produttiva e in capacità di trasmissione dei diversi attori (Terna e gli operatori), riducendone i rischi e allo stesso tempo accrescendo la contendibilità del mercato. Il medesimo decreto prevede che l'Autorità definisca i criteri e le condizioni in base ai quali Terna è tenuta a elaborare lo schema di disciplina del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica, e che tale schema sia approvato con decreto del Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità.

Dopo un articolato processo per la consultazione (documenti 6 agosto 2008, DCO 27/08; 7 maggio 2009, DCO 10/09; 23 aprile 2010, DCO 9/10; 15 novembre 2010, DCO 38/10)[5], con la delibera 22 luglio 2011, ARG/elt 98/11, l'Autorità ha fissato i criteri e le condizioni per la disciplina del mercato della capacità, ivi incluso l'iter procedurale per la predisposizione del citato schema.

Nel mese di settembre 2012, Terna ha trasmesso lo schema di disciplina all'Autorità che, con la delibera 15 novembre 2012, 482/2012/R/eel, ne ha verificato positivamente la conformità ai criteri e alle condizioni fissati dalla delibera ARG/elt 98/11. A partire dal 23 novembre 2012, lo schema è stato sottoposto alla consultazione pubblica, che si è chiusa il 15 febbraio

5 Nel corso del citato processo di consultazione, l'Autorità ha delineato le molteplici concause per cui il mercato elettrico – in assenza di interventi regolatori – si rivela uno strumento inefficiente e inefficace di coordinamento delle scelte di investimento degli operatori (in capacità di generazione) e di Terna (in capacità di trasmissione).

2013. Dopo valutazioni e approfondimenti diversi, svolti con l'Autorità e il Ministero dello sviluppo economico su taluni aspetti di particolare rilievo, Terna ha trasmesso lo schema all'Autorità che, con la delibera 5 settembre 2013, 375/2013/R/eel, ne ha verificato positivamente la conformità ai criteri della delibera ARG/elt 98/11, fatte salve alcune modifiche richieste a Terna. L'approvazione di questo provvedimento segna il completamento degli interventi di competenza dell'Autorità per l'avvio di un mercato della capacità produttiva: lo schema di disciplina è stato, infatti, trasmesso da Terna al Ministro dello sviluppo economico per l'approvazione finale.

Nel corso del mese di dicembre 2013, il Parlamento ha approvato la legge 27 dicembre 2013, n. 147 (legge di stabilità), che all'art. 1, comma 153, dispone che «*Il Ministro dello sviluppo economico definisce entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e sentito il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, condizioni e modalità per la definizione di un sistema di remunerazione di capacità produttiva in grado di fornire gli adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico e la copertura dei fabbisogni effettuata dai gestori di rete e senza aumento dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica per i clienti finali, nell'ambito della disciplina del mercato elettrico, tenendo conto dell'evoluzione dello stesso e in coordinamento con le misure previste dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379*».

Con la delibera 16 gennaio 2014, 6/2014/R/eel, l'Autorità ha quindi avviato un procedimento finalizzato alla formulazione di una proposta che preveda:

- la costituzione di un segmento del mercato della capacità dedicato alla negoziazione di capacità produttiva idonea a fornire i sevizi di flessibilità necessari a coprire i fabbisogni di lungo termine stimati da Terna, a integrazione dello schema del nuovo mercato della capacità già trasmesso da Terna al Ministero dello sviluppo economico;
- la rimodulazione del meccanismo transitorio, di cui all'art. 5 del decreto legislativo n. 379/03, al fine di renderlo coerente con gli obiettivi del meccanismo di regime, ossia la fornitura anche di «*adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico*». L'Autorità ha, altresì, specificato che tale rimodulazione non deve prevedere aumenti dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica per i clienti finali, ma un'opportuna partecipazione di tutti gli altri soggetti.

Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e del sistema

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Criteri per la determinazione dei corrispettivi

In esito all'istruttoria sulle istanze di reintegrazione dei costi presentate dagli operatori per l'anno 2011, con la delibera 7 agosto 2013, 360/2013/R/eel, l'Autorità ha stabilito di:

- semplificare la metodologia di definizione del profilo quantitativo rilevante per il calcolo dei ricavi figurativi che sono attribuiti agli impianti in regime di reintegrazione nei giorni in cui non sono indispensabili e non sono offerti sull'MGP;
- modificare le modalità di calcolo dell'acconto semestrale del

corrispettivo di reintegrazione dei costi con riferimento agli anni dal 2013 incluso, così da tenere maggiormente conto dell'esposizione finanziaria cui sono soggetti gli utenti del dispacciamento nel periodo compreso tra l'inizio dell'anno cui si riferisce l'acconto e la data di erogazione dello stesso;

- applicare alle quantità di offerte accettate sull'MI, e strettamente necessarie a permettere l'implementazione tecnica delle offerte accettate sull'MSD, il criterio di valorizzazione delle quantità strettamente necessarie a rendere realizzabili programmi di indispensabilità sui mercati dell'energia; tale previsione è applicata a decorrere dall'anno 2013 incluso e con riferimento ai periodi rilevanti in cui, e alle quantità per le quali, le unità di produzione ammesse al regime di reintegrazione non siano singolarmente essenziali.

L'ultima misura sopra elencata è volta ad attenuare il rischio che si incrementino gli sbilanciamenti attesi e/o si riduca il corrispettivo di reintegrazione per porre in essere programmi sull'MI strettamente finalizzati - sulla base dei vincoli tecnici dell'unità di produzione - all'adempimento degli impegni richiesti da Terna sull'MSD.

Accogliendo un'istanza avanzata da alcuni utenti, l'Autorità ha inoltre stabilito che Terna renda note le ragioni dell'essenzialità della capacità di produzione essenziale per la sicurezza del sistema elettrico, in concomitanza con la notifica dei raggruppamenti minimi di impianti essenziali.

Al fine di tenere conto delle evoluzioni in materia di regolazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela, l'1 ottobre 2013 è entrata in vigore la riforma dei criteri di valorizzazione del gas naturale e del gas naturale da giacimenti minori isolati nell'ambito dell'implementazione della disciplina di remunerazione degli impianti di produzione essenziali (delibera 26 settembre 2013, 413/2013/R/eel), secondo la quale il valore del gas naturale è rilevante sia per la determinazione del costo variabile riconosciuto delle unità essenziali alimentate a gas naturale e soggette ai regimi tipici, sia per la definizione dei prezzi da applicare nei contratti previsti dai regimi alternativi.

Sino all'1 ottobre 2013, il valore della materia prima e della logistica internazionale del gas naturale e del gas naturale da giacimenti minori isolati per gli impianti essenziali è stato determinato secondo la metodologia di calcolo della componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso del gas naturale, considerata ai fini della vendita al dettaglio in regime di tutela (CCI). Il valore della logistica nazionale sino all'impianto di produzione, invece, è stato posto convenzionalmente pari al costo del trasporto nazionale di un impianto rappresentativo, definito dalla delibera 10 dicembre 2008, ARG/elt 175/08, e incrementato di una componente forfetaria, per includere gli effetti delle evoluzioni in materia di tariffe di trasporto successive al suddetto provvedimento.

Dall'1 ottobre 2013, il valore dei citati combustibili è pari - al netto delle accise - alla somma dei seguenti fattori:

- il valore della componente relativa all'approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso (C_{MEM});
- il valore della componente a copertura degli oneri e dei rischi delle attività connesse con le modalità di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso (CCR), al netto degli elementi attinenti a rischi cui gli utenti del dispacciamento in immissione non risultano esposti;
- la quota parte del valore della logistica nazionale *ante* riforma, che non è già inclusa nella componente C_{MEM}.

La nuova metodologia, che consente di riflettere meglio i segnali di prezzo forniti dai mercati del gas naturale, è stata oggetto di consultazione, con il documento 7 agosto 2013, 369/2013/R/eel.

Con le delibere 21 novembre 2013, 530/2013/R/eel, 28 novembre 2013, 546/2013/R/eel, 27 dicembre 2013, 635/2013/R/eel, 13 febbraio 2014, 55/2014/R/eel, l'Autorità ha infine:

- definito, per l'anno 2014, il rendimento standard, lo standard di emissione e lo standard della componente smaltimento per ciascuna unità essenziale;
- aggiornato i valori di componenti del costo variabile riconosciuto attinenti ad alcune unità di produzione essenziali per l'anno 2014, sulla base di istanze motivate presentate a Terna dai relativi utenti del dispacciamento;
- stabilito che la disciplina dei regimi tipici e dei regimi alternativi non sia applicata agli impianti (o raggruppamenti di impianti) essenziali che, con riferimento a un dato anno, sono esclusi dalla comunicazione con la quale l'Autorità invia agli utenti del dispacciamento interessati i valori dei parametri tecnico-economici per l'applicazione dei regimi alternativi; ciò in modo da assoggettare ai regimi di remunerazione della capacità essenziale esclusivamente gli impianti essenziali per

i quali l'Autorità abbia valutato opportuna, sotto il profilo economico, l'applicazione dei regimi medesimi.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico - Regime di reintegrazione dei costi

Ai sensi della delibera n. 111/06, a seguito di apposita istanza avanzata dagli utenti del dispacciamento interessati, sono stati determinati gli importi del corrispettivo di reintegrazione dei costi per l'anno 2011 con riferimento agli impianti San Filippo del Mela 220 kV e San Filippo del Mela 150 kV di Edipower e Augusta, Bari, Porto Empedocle, nonché Sulcis di Enel Produzione (delibera 7 agosto 2013, 360/2013/R/eel).

Rispetto alle istanze presentate da queste società, ai valori di alcune voci economiche rilevanti per il calcolo del corrispettivo sono state apportate rettifiche tali da contenere l'onere complessivo a carico del sistema elettrico. Le principali rettifiche sono state volte a:

- ridurre i costi fissi rilevanti per il corrispettivo di reintegrazione in caso di indisponibilità dello specifico impianto nell'anno 2011 superiore all'indisponibilità media nel triennio 2008-2010;
- imputare tra i costi fissi riconosciuti soltanto una quota della componente a copertura dell'ammortamento e della remunerazione del capitale in relazione ai cespiti che sono risultati soggetti ad ammortamento per una parte dell'anno;
- escludere dai costi fissi riconosciuti le sopravvenienze attive e passive e gli accantonamenti per rischi e oneri effettuati esclusivamente in applicazione dei principi generali sulla redazione del bilancio civilistico e non derivanti da specifici obblighi di legge.

Al fine di contenere l'onerosità dell'esposizione finanziaria cui sono esposti gli utenti del dispacciamento di impianti essenziali, in relazione alla differenza tra la parte dei costi che ha determinato un flusso di cassa negativo e i ricavi percepiti, l'Autorità ha previsto – a fronte di specifica richiesta degli utenti interessati - il riconoscimento di acconti del corrispettivo di reintegrazione dei costi rispetto ai seguenti impianti:

- Montemartini di Acea Energia Holding per gli anni 2010-2012 (delibere 16 maggio 2013, 208/2013/R/eel, e 12 dicembre 2013, 577/2013/R/eel), in seguito all'accordo raggiunto tra Acea Energia Holding e il precedente utente del dispacciamento, GdF-Suez Energia Italia, circa la titolarità dei corrispettivi di reintegrazione dei costi relativi agli anni 2010 e 2011;
- Augusta, Bari, Porto Empedocle e Sulcis di Enel Produzione e Centro Energia Ferrara e Trapani Turbogas di E.On Global Commodities – Italian Branch SE, per l'anno 2012 (delibere 6 giugno 2013, 242/2013/R/eel, e 577/2013/R/eel);
- San Filippo del Mela 220 kV e San Filippo del Mela 150 kV di Edipower, per gli anni 2012 e 2013 (delibere 242/2013/R/eel, 577/2013/R/eel e 55/2014/R/eel);
- Ottana di Ottana Energia per l'anno 2013 (delibera 55/2014/R/eel).

Con la delibera 635/2013/R/eel, l'Autorità ha ammesso al regime di reintegrazione dei costi gli impianti:

- San Filippo del Mela 220 KV di Edipower, San Quirico di Edison Trading, Assemini, Portoferraio e Sulcis di Enel Produzione e Ottana di Ottana Energia, sino al 31 dicembre 2014;
- San Filippo del Mela 150 KV di Edipower, sino al 30 giugno 2015;
- Montemartini di Acea Energia Holding, sino al 31 dicembre 2023.

Nel valutare le istanze di ammissione pluriennale al regime di reintegrazione, si è tenuto conto delle indicazioni espresse da Terna in merito alla probabilità che le unità dichiarate essenziali per l'anno 2014 possano risultare indispensabili anche oltre detto termine.

L'Autorità ha invece rigettato l'istanza di ammissione per l'impianto Torviscosa avanzata da Edison Trading, a causa del fatto che il valore del corrispettivo di reintegrazione per l'anno 2014 stimato per tale impianto fa ritenere preferibile - in termini di beneficio atteso per il consumatore - che l'impianto in questione sia espunto dall'elenco degli impianti essenziali e, dunque, liberato dai vincoli di offerta previsti dagli artt. 64 e 65 della delibera n. 111/06.

Per quanto attiene all'impianto Montemartini, è stata accolta la richiesta del relativo utente del dispacciamento di modificare i criteri di determinazione del corrispettivo di reintegrazione dei costi a decorrere dall'anno 2013 incluso, uniformandoli a quelli

attualmente in vigore per gli altri impianti soggetti al regime di reintegrazione.

Il corrispettivo dell'impianto Montemartini per gli anni antecedenti al 2013 era calcolato secondo la c.d. "metodologia *stranded cost*", in base alla quale, tra l'altro, il valore dei costi fissi riconosciuti in ciascun anno era ottenuto applicando al livello dei costi fissi, riconosciuti su base annua nell'anno precedente, una formula di *price cap* e i costi fissi dell'anno base coincidevano con quelli definiti per l'anno 2004 nell'ambito della valutazione dei costi non recuperabili ex legge 17 aprile 2013, n. 83. A differenza della metodologia *stranded cost*, i criteri già applicati agli altri impianti permetteranno di includere nel calcolo del corrispettivo gli investimenti in capitale fisso effettuati successivamente all'anno 2003 o da effettuare in futuro.

Per evitare che la sostituzione dei criteri di determinazione del corrispettivo causino distorsioni sull'evoluzione della remunerazione dell'unità in questione (con ingiustificati oneri per il sistema), l'utente del dispacciamento ha, tra l'altro, accettato che:

- ai fini della determinazione del corrispettivo di reintegrazione per gli anni dal 2013 incluso, il valore del capitale investito utilizzato nell'ambito della metodologia *stranded cost* (capitale originario) sia ridotto, sino al completamento dell'ammortamento del capitale medesimo, in misura sufficiente a rendere l'importo complessivo dei costi fissi per l'anno 2013, definiti secondo il nuovo metodo, non superiore all'importo totale dei costi fissi, che risulterebbe dall'applicazione della metodologia *stranded cost* per il medesimo anno;
- dall'anno 2024 – qualora l'impianto sia ancora soggetto al regime di reintegrazione - o, se antecedente, dall'anno di esclusione del capitale originario dal novero delle immobilizzazioni che rilevano per la redazione del bilancio civilistico, il citato capitale assuma un valore nullo ai fini della determinazione del corrispettivo di reintegrazione.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regimi alternativi

Con la delibera 10 ottobre 2013, 444/2013/R/eel, sono stati definiti i valori dei parametri tecnico-economici – vale a dire le quantità di potenza minima d'impegno, il corrispettivo riconosciuto a fronte dell'impegno, le coperture in energia, i prezzi massimi a salire e i prezzi minimi a scendere – caratterizzanti, per l'anno 2014, i c.d. "regimi alternativi", funzionali a porre gli utenti del dispacciamento titolari di impianti (o raggruppamenti di impianti) essenziali nelle condizioni di valutare l'eventuale adesione a detti regimi (per maggiori dettagli si rinvia alla *Relazione Annuale* degli anni 2012 e 2013).

Successivamente, con la delibera 530/2013/R/eel l'Autorità ha aggiornato i valori dei menzionati parametri tecnico-economici, al fine di tenere conto della scelta di alcuni utenti del dispacciamento di aderire ai regimi alternativi solo per la quota parte della capacità indicata nella delibera 444/2013/R/eel.

Con la delibera 530/2013/R/eel sono inoltre state rigettate le proposte di strutture di corrispettivi alternative rispetto a quelle definite dall'Autorità con la delibera 444/2013/R/eel, presentate da Edison Trading e da E.On Global Commodities – Italian Branch SE, consentendo tuttavia una riapertura dei termini per l'adesione ai regimi alternativi alle condizioni definite dall'Autorità.

Infine, in occasione dell'approvazione degli schemi contrattuali elaborati da Terna e destinati a disciplinare i rapporti tra detta società e gli utenti del dispacciamento titolari di capacità di produzione elettrica essenziale soggetta ai regimi alternativi, l'Autorità ha stabilito di apportare ai citati schemi alcune modifiche e integrazioni in tema di metodologia di determinazione del costo variabile standard dell'impianto turbogas tipo (con riferimento ai valori delle componenti "materia prima", "commercializzazione materia prima" e "trasporto materia prima"), in modo da rendere le clausole contrattuali coerenti con la riforma della valorizzazione del gas naturale introdotta con la delibera 413/2013/R/eel (delibera 19 dicembre 2013, 610/2013/R/eel).

Emergenza gas – Disciplina delle offerte e determinazione dei maggiori oneri per gli impianti di produzione interessati

Il decreto legge n. 83/12, convertito con modificazioni dalla legge n. 134/12, al fine di ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico in situazioni di emergenza gas senza porre a rischio la sicurezza delle forniture di energia elettrica a famiglie e imprese, prevede che il Ministro dello sviluppo economico, sulla base degli elementi evidenziati dal Comitato per l'emergenza gas e da Terna, entro il 31 luglio di ogni anno individui con proprio decreto:

- le esigenze di potenza produttiva, alimentabile con olio combustile e con altri combustibili diversi dal gas naturale, di cui garantire la disponibilità;
- le procedure atte a identificare gli specifici impianti di produzione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW, destinati a far fronte a emergenze gas nel successivo anno termico.

Lo stesso decreto legge prevede altresì che i gestori dei suddetti impianti ne garantiscano la disponibilità per il periodo intercorrente tra l'1 gennaio e il 31 marzo di ciascun anno termico, e che tali impianti possano essere chiamati in esercizio in via di urgenza, nell'arco del predetto periodo, solo per il tempo necessario al superamento della situazione di emergenza gas.

Il decreto legge n. 83/12 stabilisce, infine, che l'Autorità definisca le modalità per il dispacciamento dei suddetti impianti, nonché le modalità per il riconoscimento dei costi sostenuti per i medesimi in ciascun anno termico, quali oneri generali per la sicurezza del sistema del gas naturale, in analogia con quanto previsto per la reintegrazione dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 13 settembre 2013 ha disciplinato le procedure atte a identificare gli impianti di produzione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW, destinati a far fronte alle eventuali emergenze gas nell'anno termico 2013-2014. Sulla base delle predette procedure, Terna ha definito la lista delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas da sottoporre all'approvazione del Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità. Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 13 settembre 2013, sebbene sia per molti aspetti del tutto analogo al decreto del Ministero dello sviluppo economico 23 novembre 2012, diversamente da questo:

- non fissa il contributo di contenimento dei consumi di gas naturale da parte del settore termoelettrico nelle situazioni di emergenza gas, bensì istituisce una valutazione costi/benefici circa l'attivazione del servizio di contenimento dei consumi di gas; solo ove detta valutazione dia esito positivo, il Ministero dello sviluppo economico approva la lista definitiva delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas e attiva il servizio di contenimento dei consumi di gas;
- prevede che l'Autorità proceda alla copertura degli oneri derivanti dal servizio di contenimento dei consumi di gas anche tramite le entrate provenienti dal servizio di bilanciamento effettuato da Snam Rete Gas e dai proventi relativi al gas risparmiato valorizzato al costo opportunità.

In esito alla valutazione costi/benefici, con lettera indirizzata all'Autorità, il Ministero dello sviluppo economico ha fissato pari a 13 milioni di m^3/giorno il contributo di contenimento dei consumi di gas naturale da parte del settore termoelettrico nelle situazioni di emergenza gas, con riferimento all'anno termico 2013-2014 (il contributo per l'anno termico 2012-2013 era stato invece fissato pari a 18 milioni di m^3/giorno). Con la delibera 8 ottobre 2013, 439/2013/I/gas, l'Autorità ha espresso al Ministro dello sviluppo economico parere positivo sulla lista di unità essenziali per la sicurezza del sistema gas trasmessa dallo stesso ministero.

La lista è composta esclusivamente da unità di produzione nella titolarità della società Enel Produzione, che possono essere esercite con deroghe ai limiti stabiliti in sede di Autorizzazione integrata ambientale (AIA) e che garantiscono, nell'insieme, la disponibilità di una potenza elettrica netta di 3.150 MW. Con la delibera 19 dicembre 2013, 615/2013/R/eel, l'Autorità ha approvato la disciplina di regime sia delle modalità per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta dalle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas, sia delle modalità per il riconoscimento dei costi sostenuti in ciascun anno termico per assicurare la disponibilità delle medesime unità durante il periodo di criticità (1 gennaio - 31 marzo).

La disciplina approvata dall'Autorità prevede che, qualora il Ministero dello sviluppo economico dichiari l'emergenza gas, le unità essenziali per la sicurezza del sistema gas siano offerte dai rispettivi utenti del dispacciamento:

- in vendita sull'MGP a un prezzo pari al corrispettivo variabile;
- in vendita sull'MI a un prezzo pari al corrispettivo variabile;
- in vendita e in acquisto sull'MSD a un prezzo pari al corrispettivo variabile.

Il costo variabile riconosciuto a ciascuna unità essenziale per la sicurezza del sistema gas è determinato in misura pari al minor valore fra il corrispettivo variabile offerto nelle procedure di selezione e il costo variabile accertato dall'Autorità, secondo i medesimi criteri di cui all'art. 65 della delibera n. 111/06.

Il costo fisso riconosciuto a ciascuna unità essenziale per la sicurezza del sistema gas è determinato in misura pari al minor valore fra il corrispettivo fisso offerto nelle procedure di selezione e il costo fisso accertato dall'Autorità, secondo i medesimi criteri di cui all'art. 65 della delibera n. 111/06.

Fatta salva la vigente disciplina in materia di corrispettivi di sbilanciamento effettivo nel mercato elettrico, in ogni periodo rilevante del mercato elettrico incluso nel periodo di emergenza gas, l'utente del dispacciamento di un'unità essenziale per la sicurezza del sistema gas è tenuto a versare a Terna una penale pari al prodotto fra:

- il Costo variabile virtuale (CVV), calcolato ai sensi dell'art. 4 dell'Allegato A alla delibera 615/2013/R/eel;
- la potenza indisponibile, misurata come l'eventuale differenza positiva fra la potenza contrattualizzata e la potenza massima erogabile risultante dal Registro delle unità di produzione dinamico.

L'ammontare delle penali liquidate e fatturate da Terna in ordine cronologico non può superare il costo fisso riconosciuto.

Regolamentazione tecnica: norme in materia di qualità dei servizi

Il *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015* (TIQE), approvato con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11, promuove il miglioramento della qualità e della continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica tramite i seguenti principali meccanismi:

- regolazione incentivante la riduzione della durata e del numero delle interruzioni;
- standard individuali per utenti MT, differenziati per tipologia di rete, e incentivo alla riduzione di quelli con eccessivo numero di interruzioni;
- standard individuali sul tempo massimo di ripristino dell'alimentazione per utenti MT e BT;
- avvio di un sistema di monitoraggio dei buchi di tensione.

Continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

Con la delibera 26 luglio 2012, 311/2012/R/eel, come previsto dal TIQE, sono stati determinati gli obiettivi di miglioramento annuo (livelli tendenziali) di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica per il periodo 2012-2015, gli ambiti territoriali soggetti a incentivazione speciale (premio aggiuntivo per gli ambiti lontani dal livello obiettivo a inizio 2012 e che lo raggiungeranno entro il 2015) e gli ambiti territoriali soggetti alla decelerazione dell'incentivazione (riduzione dei premi per il periodo 2012-2015 per gli ambiti con livello di continuità migliore del livello obiettivo per tutto il periodo 2008-2011). Gli obiettivi di miglioramento riguardano Enel Distribuzione e 28 altre imprese di distribuzione di energia elettrica.

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto il programma di sette verifiche ispettive previsto dalla delibera 22 maggio 2013, 219/2013/E/eel. Fra queste, quattro hanno riguardato Enel Distribuzione relativamente ai centri di telecontrollo di Latina, Milano, Napoli e Perugia e tre altre imprese distributrici: A.C.S.M., ASTEA e SELNET. Come già avvenuto in esito ai controlli degli anni precedenti, per le imprese già soggette storicamente alla regolazione incentivante, nessun controllo ha riscontrato errori di registrazione tali da invalidare i dati comunicati dalle imprese. Si conferma quindi l'impegno delle

imprese distributrici nell'assicurare il requisito essenziale di ogni meccanismo incentivante, cioè la corretta registrazione dei dati su cui si basano premi e penalità.

Sulla base dei dati trasmessi all'Autorità dalle imprese distributrici soggette alla regolazione, e a seguito delle verifiche ispettive su tali dati, con la delibera 31 ottobre 2013, 478/2013/R/eel, l'Autorità ha concluso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2012, dei premi e delle penalità relativi ai recuperi di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e alla regolazione incentivante la riduzione del numero di utenti in media tensione con numero di interruzioni superiore ai livelli specifici. Sono stati erogati 104 milioni di euro di premi a fronte dei miglioramenti della continuità del servizio, di cui 51,5 per la durata delle interruzioni e 52,5 per il numero di interruzioni. Per l'anno 2012, il pagamento della penalità è differito in tre rate uguali da versare alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) in riferimento agli anni 2013, 2014 e 2015. Le penalità ammontano, rispettivamente, a 4,9 milioni di euro all'anno per ogni anno del periodo 2013-2015 (in totale pari a 14,7 milioni di euro) per la durata delle interruzioni e a 5,5 milioni di euro all'anno per ogni anno del periodo 2013-2015 (in totale pari a 16,5 milioni di euro) per il numero delle interruzioni. In relazione all'incentivo per la riduzione del numero di utenti MT con numero di interruzioni superiore ai livelli specifici, sono stati erogati premi per 5,1 milioni di euro.

Con la delibera 12 settembre 2013, 381/2013/R/com, l'Autorità ha intimato alle imprese distributrici Comune di Anversa Degli Abruzzi, Comune di Rocca Pia e Comune di Santo Stefano di Sessanio l'adempimento degli obblighi di comunicazione dei dati di qualità del servizio di distribuzione di energia elettrica; gli obblighi di comunicazione previsti dalla regolazione sono strumentali anche alla verifica, da parte dell'Autorità, dell'attuazione della regolazione. Con la delibera 14 novembre 2013, 512/2013/S/eel, è stata irrogata una sanzione amministrativa pecuniaria ad ACEA Distribuzione per violazione in materia di registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio del 2012, l'Autorità ha realizzato la prima graduatoria a livello nazionale delle imprese di distribuzione di energia elettrica in relazione al numero e alla durata delle interruzioni, disponibile all'indirizzo http://www.autorita.energia.it/it/dati/inter_continuita.htm, dalla quale emerge che le famiglie e i piccoli consumatori di energia elettrica che beneficiano della migliore continuità del servizio abitano prevalentemente in aree urbane del Nord Italia, e sono serviti da imprese di distribuzione con la maggior parte di rete interrata.

Registrazione del numero effettivo di clienti disalimentati con l'utilizzo dei misuratori elettronici

Con la delibera 18 dicembre 2006, n. 292, l'Autorità ha introdotto un incentivo economico per la rilevazione degli utenti BT effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico mediante l'utilizzo dei misuratori elettronici e dei sistemi preposti alla loro telegestione, prevedendo nel contempo una tempistica di messa in servizio accelerata per tali misuratori e in particolare il rispetto di una soglia minima dell'85% al 31 dicembre 2009 (in tal caso l'obbligo di utilizzo dei misuratori elettronici decorre dall'1 gennaio 2010) o al 31 dicembre 2010 (in tal caso l'obbligo di utilizzo dei misuratori elettronici decorre dall'1 gennaio 2011 e l'incentivo è ridotto di un terzo).

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto quattro verifiche ispettive previste dalla delibera 7 febbraio 2013, 49/2013/E/eel, per altrettante imprese cui è stato erogato l'incentivo. L'esito della verifica ispettiva è risultato non conforme, in relazione alle disposizioni di cui ai Titoli I e III della delibera 10 dicembre 2009, ARG/elt 190/09, per C.E.G. Società Cooperativa Elettrica Gignod e per Società Nolana per Imprese Elettriche. Per Agsm Distribuzione, la verifica ispettiva ha evidenziato una lieve differenza tra il numero di misuratori elettronici installati comunicato all'Autorità e quello rilevato in sede di verifica ispettiva, imputabile a un mero errore materiale.

A seguito delle verifiche ispettive condotte:

- con la delibera 30 maggio 2013, 228/2013/R/eel, l'Autorità ha disposto la restituzione di parte dell'incentivo erogato all'impresa Agsm Distribuzione con la delibera 15 dicembre 2011, ARG/elt 184/11;
- con la delibera 4 luglio 2013, 289/2012/E/eel, l'Autorità ha disposto la restituzione dell'incentivo erogato all'impresa C.E.G. Società Cooperativa Elettrica Gignod con la delibera 19 ottobre 2010, ARG/elt 179/10;
- con la delibera 4 luglio 2013, 290/2012/E/eel, l'Autorità ha disposto la restituzione dell'incentivo erogato all'impresa

Società Nolana per Imprese Elettriche con la delibera ARG/elt 179/10.

Con la delibera 20 febbraio 2014, 62/2014/S/eel, è stato avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi nei confronti di ACEA Distribuzione per violazioni in materia di messa in servizio e lettura dei misuratori elettronici di energia elettrica di bassa tensione.

Aggiornamento della regolazione vigente della qualità della tensione

Le finalità della regolazione della qualità della tensione sono quelle di assicurare un livello adeguato di qualità della tensione e di ridurre le differenze di prestazione tra le reti di distribuzione di energia elettrica dell'intero territorio nazionale, di disporre di indicatori di qualità affidabili, comparabili e verificabili, al fine di consentire una adeguata informazione agli utenti interessati dai disturbi di qualità della tensione, e di costituire un punto di partenza per la disponibilità e per la pubblicazione di dati, anche comparativa, nonché per la successiva introduzione di elementi di regolazione. Ai sensi del punto 4 della delibera ARG/elt 198/11, l'Autorità, nel febbraio 2012, ha istituito un Tavolo di lavoro coordinato dalla società Ricerca sul sistema energetico (RSE) e partecipato dalle imprese distributrici e da Terna, finalizzato alla definizione sia delle specifiche tecniche delle apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione per le reti MT, sia dei criteri per l'attribuzione dell'origine dei buchi di tensione registrati sulle sbarre MT di cabina primaria. Il documento è disponibile per gli operatori dall'agosto 2012 ed è scaricabile dal sito dell'Autorità. Nel dicembre 2013 i lavori del Tavolo di lavoro sono stati ripresi per dare attuazione, anche in un'ottica di semplificazione, alle disposizioni relative alle modalità di accesso ai dati di monitoraggio e ai relativi obblighi di comunicazione all'Autorità da parte delle imprese distributrici. Al riguardo, l'obiettivo del Tavolo di lavoro è la realizzazione di una base dati unica nazionale, alimentata dai dati registrati dalle imprese distributrici, che RSE dovrà realizzare nell'ambito della Ricerca di sistema.

Continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

Con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11, è stata approvata la *Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015*, che promuove il miglioramento della qualità e della continuità del servizio di trasmissione di energia elettrica tramite un sistema incentivante (premi e penalità) riferito all'indicatore di energia non servita, calcolato su base nazionale. In attuazione della delibera ARG/elt 197/11, con la delibera 25 ottobre 2012, 435/2012/R/eel, sono stati definiti gli obiettivi di miglioramento annuo dell'indicatore di energia non servita, per il periodo 2012-2015.

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto una verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione, prevista dalla delibera 19 settembre 2013, 398/2013/E/eel, circa i dati di continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica comunicati dalla medesima impresa nell'anno 2013 e riferiti all'anno 2012.

A seguito dei dati comunicati da Terna e della predetta verifica ispettiva, con la delibera 20 marzo 2014, 118/2014/R/eel, l'Autorità ha determinato i premi relativi alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2012, complessivamente pari a 19.040.000 €.

Monitoraggio dell'indisponibilità degli elementi costituenti la Rete di trasmissione nazionale

Il decreto legislativo n. 93/11, in attuazione della direttiva 2009/72/CE, dispone che l'Autorità assicuri condizioni regolatorie appropriate per il funzionamento efficace e affidabile delle reti dell'elettricità, tenendo conto degli obiettivi a lungo termine.

In esito al documento per la consultazione 21 giugno 2012, 256/2012/R/eel, con la delibera 31 gennaio 2013, 28/2013/R/eel, è stato sviluppato il Titolo 6, *Indisponibilità degli elementi costituenti la RTN*, della delibera ARG/elt 197/11 e sono stati introdotti:

- indicatori di indisponibilità e di disponibilità degli elementi della Rete di trasmissione nazionale (RTN);
- un indicatore del tempo medio di riparazione dei guasti e delle anomalie gravi degli elementi della RTN, da classificarsi per insiemi omogenei degli elementi della RTN, per cause e per conseguenze delle indisponibilità.

La nuova disciplina entrerà in vigore l'1 gennaio 2014 e prevede obblighi di pubblicazione da parte di Terna a decorrere dal giugno 2015. Con ciò l'Autorità ha inteso approfondire aspetti

che, pur non avendo una diretta ripercussione sulla continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica ai singoli utenti, incidono sulle economicità, efficienza ed efficacia del servizio di trasmissione nel suo complesso, ritenendo fondamentale disporre di un quadro generale delle possibili condizioni che determinano una limitazione all'utilizzo della rete di trasmissione, al fine di una miglior comprensione dei vincoli operativi della rete e dei costi associati alle attività manutentive e di riparazione dei guasti.

Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti

Tariffe per il servizio di trasmissione

Con la delibera 20 dicembre 2012, 565/2012/R/eel, l'Autorità, in sede di aggiornamento delle tariffe di trasmissione per l'anno 2013, ha confermato anche per il 2013 la struttura monomia della tariffa di trasmissione, avviando contestualmente approfondimenti in merito alle criticità segnalate da Terna in relazione alla possibilità di determinare in modo omogeneo e univoco la potenza disponibile nei punti di interconnessione.

In esito a tali approfondimenti, con il documento per la consultazione 17 ottobre 2013, 455/2013/R/eel, recante *Interventi straordinari di adeguamento della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica*, l'Autorità, con riferimento al servizio di trasmissione, ha proposto:

- il mantenimento, anche per i restanti anni del quarto periodo di regolazione (2014 e 2015), della struttura monomia della componente CTR applicata dal gestore del sistema di trasmissione nei punti di interconnessione con le reti di distribuzione, confermando contestualmente il meccanismo di garanzia dei ricavi della trasmissione, di cui all'art. 4 della delibera 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08;
- l'introduzione della componente TRAS binomia per i clienti connessi in AT/AAT, sulla base del criterio di invarianza dei costi di trasmissione complessivamente attribuiti a tale categoria di clienti AT/AAT.

Con la delibera 19 dicembre 2013, 607/2013/R/eel, sono state aggiornate, per l'anno 2014, le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, sulla base dei criteri di regolazione tariffaria approvati con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 (Allegato A, *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica* - TIT), per il periodo di regolazione 2012-2015.

Per quanto concerne il servizio di trasmissione, l'Autorità ha previsto in particolare di:

- confermare il mantenimento della struttura monomia della componente tariffaria CTR (di cui all'art. 16 del TIT);
- al fine di migliorare la *cost reflectivity* della struttura tariffaria e fornire ai clienti finali i segnali di costo connessi con l'effettivo impegno della rete, introdurre, a partire dall'anno 2014, la componente TRAS in forma binomia per le tipologie di utenza connesse in AT/AAT, sulla base del criterio di invarianza dei costi di trasmissione complessivamente attribuiti a tale tipologia di utenza, prevedendo in particolare che la componente in potenza (TRASP) sia definita in funzione della potenza impegnata dai medesimi clienti finali;
- rideterminare, ai fini dell'aggiornamento della componente CTR, i volumi di riferimento, assumendo i dati di consuntivo

relativi agli ultimi dodici mesi disponibili, al fine di tener conto dei minori volumi di energia movimentati sulla RTN;

- riconoscere a Terna gli investimenti afferenti all'opera di interconnessione tra Italia e Montenegro, attraverso una specifica componente tariffaria (maggiorazione della componente UC_3) che garantisce una separata evidenza del gettito associato a tali investimenti, risolutivamente condizionando l'efficacia di tale riconoscimento all'eventuale parere negativo del Consiglio di Stato sulla valenza giuridica dell'Accordo intergovernativo tra Italia e Montenegro ai fini del riconoscimento tariffario degli oneri connessi con le opere situate oltre i confini nazionali.

Meccanismi di garanzia dei ricavi riconosciuti per la trasmissione

Con la delibera ARG/elt 199/11 (comma 4.5), l'Autorità, nelle more dell'introduzione di una tariffa di trasmissione binomia, aveva prorogato per l'anno 2012 le disposizioni che prevedevano, per il periodo 2009-2011, un meccanismo facoltativo di garanzia sul livello dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione rispetto alla variabilità dei volumi di energia elettrica. Ai sensi di tali disposizioni, con la delibera 607/2013/R/eel, contestualmente all'aggiornamento delle tariffe di trasmissione per l'anno 2014, l'Autorità ha determinato le partite economiche a garanzia dei ricavi riconosciuti a Terna per il servizio di trasmissione per l'anno 2012.

Il meccanismo di garanzia dei ricavi riconosciuti, di cui all'art. 4 della delibera ARG/elt 188/08, è stato prorogato anche per il 2013 con la delibera 565/2012/R/eel, in considerazione del mantenimento della struttura monomia delle componenti CTR e TRAS. Con la già richiamata delibera 607/2013/R/eel, in considerazione della mancata introduzione della componente CTR binomia, l'Autorità ha confermato anche per gli anni 2014 e 2015, in un'ottica di stabilità regolatoria, il meccanismo di garanzia dei ricavi della trasmissione, di cui all'art. 4 della delibera ARG/elt 188/08, integrando le relative disposizioni nell'ambito del TIT.

Regolazione tariffaria per l'incentivazione degli investimenti nella Rete di trasmissione nazionale

Con la delibera 31 gennaio 2013, 40/2013/R/eel, l'Autorità ha individuato gli interventi di sviluppo della RTN, strategici per il sistema elettrico nazionale, per il periodo 2012-2015, inclusi nella tipologia I=3, e le relative *milestone* e date obiettivo, in coerenza con il principio di selettività con particolare riferimento agli interventi volti a risolvere le principali congestioni presenti nel sistema elettrico italiano.

Con la delibera 24 ottobre 2013, 469/2013/R/eel, è stato accertato lo stato di raggiungimento delle *milestone* degli investimenti strategici di sviluppo della RTN relativi al primo semestre dell'anno 2013 e, in coerenza con le disposizioni di cui all'art. 29 del TIT e al punto 4 della delibera 40/2013/R/eel, è stato disposto il riconoscimento al gestore del sistema di trasmissione dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso, relative agli investimenti inclusi nella tipologia I=3, a valere sulle tariffe di trasmissione 2014.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Con riferimento al servizio di distribuzione, con la delibera ARG/elt 199/11, l'Autorità ha definito il quadro della regolazione tariffaria per l'accesso e l'uso delle reti di distribuzione di energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, confermando, in coerenza con i precedenti periodi di regolazione, il "disaccoppiamento" tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. "tariffa obbligatoria") e le tariffe definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributrice (c.d. "tariffe di riferimento").

Con la delibera 28 marzo 2013, 122/2013/R/eel (rettificata successivamente con la delibera 16 maggio 2013, 203/2013/R/com), sono state definite le tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica e quelle relative alla copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione di energia elettrica, per l'anno 2013.

In relazione alle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione, con la citata delibera 122/2013/R/eel, l'Autorità ha:

- fissato i parametri delle tariffe di riferimento per l'anno 2012 nei confronti di 44 imprese distributrici rispetto alle quali, nella precedente delibera 26 aprile 2012, 157/2012/R/eel, non era stato possibile determinare le tariffe per indisponibilità o incongruità dei dati necessari alla loro determinazione;
- fissato i parametri delle tariffe di riferimento nei confronti di 106 imprese distributrici per l'anno 2013;
- rinviato la determinazione nei confronti di 21 imprese

distributrici in relazione alle quali permanevano incongruenze connesse con la determinazione del capitale investito.

In relazione a queste ultime 21 imprese, la medesima delibera 122/2013/R/eel ha disposto lo svolgimento di ulteriori opportuni approfondimenti istruttori, principalmente volti a verificare le informazioni patrimoniali dichiarate ai fini degli aggiornamenti tariffari.

Con la delibera 31 ottobre 2013, 479/2013/R/eel, è stato disposto il riconoscimento della maggiore remunerazione, di cui al comma 11.4 dell'Allegato A alla delibera 28 dicembre 2007, n. 348, per gli anni 2010 e 2011, in relazione agli investimenti incentivati entrati in esercizio negli anni 2008 e 2009 e aventi i requisiti di cui ai commi 11.5 e 11.6 del medesimo Allegato A.

In particolare, con la delibera 479/2013/R/eel è stato previsto il riconoscimento della maggiore remunerazione nei confronti di una impresa distributrice, mentre altre 24 imprese sono state escluse dal meccanismo di riconoscimento per mancanza dei suddetti requisiti di ammissibilità o per mancato invio della documentazione attestante i requisiti medesimi. È tuttora in corso un'istruttoria nei confronti di una impresa che ha inviato la documentazione nei termini previsti dal comma 1.4 della delibera 479/2013/R/eel.

Con riferimento alle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione di energia elettrica, l'Autorità, con la delibera 607/2013/R/eel, ha disposto l'aggiornamento per l'anno 2014 dei corrispettivi per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione sulla base dei criteri di regolazione tariffaria approvati con la delibera ARG/elt 199/11, per il periodo di regolazione 2012-2015.

In particolare, le tariffe relative al servizio distribuzione e di misura sono riviste su base annuale, prevedendo:

- la riduzione, in termini reali, della parte di tariffa che remunera i costi operativi, secondo il meccanismo del *price cap*;
- l'adeguamento della restante parte della tariffa, a copertura di ammortamenti e remunerazione del capitale investito, per tener conto dei nuovi investimenti realizzati, a favore della sicurezza, della concorrenza e della qualità del servizio.

Nell'ambito dell'aggiornamento delle tariffe obbligatorie, con la delibera 607/2013/R/eel è stato anche aggiornato il tasso di remunerazione del capitale investito netto relativo ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura per il biennio 2014 e 2015, come previsto dall'Allegato A e dall'Allegato B alla delibera ARG/elt 199/11.

Gli approfondimenti disposti dalla delibera 122/2013/R/eel, con riferimento alle 21 imprese per le quali la determinazione delle tariffe di riferimento per gli anni 2012 e 2013 risultava sospesa, sono stati conclusi in tempo utile per la definizione delle tariffe di riferimento relative al servizio di distribuzione e alla copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione per l'anno 2014, approvate con la delibera 3 aprile 2014, 154/2014/R/eel.

In particolare, preliminarmente alla determinazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2014, l'Autorità, con la delibera 3 aprile 2014, 152/2014/R/eel, ha rideterminato le tariffe di riferimento per l'anno 2012 e 2013 con riferimento alle imprese distributrici per le quali, alla data della delibera 122/2013/R/eel, non risultava completato l'iter procedurale finalizzato alla determinazione degli ammontari di perequazione specifica aziendale.

Con la delibera 3 aprile 2014, 153/2014/R/eel, inoltre, l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento per gli anni 2012 e 2013, relative alle imprese la cui tariffa era stata sospesa con la delibera 122/2013/R/eel. Sono rimaste sospese le tariffe di sole tre imprese distributrici, nei confronti delle quali gli approfondimenti istruttori non si sono conclusi in tempi compatibili con l'approvazione della delibera in oggetto.

La delibera 153/2014/R/eel prevede, peraltro, che le tariffe superiori al doppio del valore medio nazionale siano approvate in via provvisoria e, qualora risultino superiori al triplo del valore medio nazionale, siano limitate d'ufficio a tale valore triplo, salvo conferma, ovvero revisione, in esito alla conclusione di una apposita Indagine conoscitiva finalizzata ad acquisire maggiori elementi informativi riguardo alle cause che determinano, per alcune imprese, un livello di costi per utente, per lo svolgimento del servizio di distribuzione, significativamente più elevato della media nazionale.

Modifica del trattamento dei contributi a forfait e meccanismo di integrazione dei ricavi da contributi di connessione a forfait

Con le delibere 607/2013/R/eel e 154/2014/R/eel, l'Autorità ha dato corso alle proposte illustrate nel documento per la

consultazione 21 luglio 2011, DCO 29/11, e riprese nel più recente documento per la consultazione 455/2013/R/eel, prevedendo che, a partire dall'aggiornamento delle tariffe relative al servizio di distribuzione per l'anno 2014, i contributi a forfait per il servizio di connessione siano portati in detrazione dal capitale investito, anziché dai costi operativi.

Tale modifica è stata introdotta al fine di contenere i rischi di mancata copertura dei costi operativi sopportati dalle imprese distributrici a seguito della significativa contrazione delle richieste di connessione, dovuta al peggioramento della crisi economica. In tale contesto, infatti, a partire dall'anno 2012 si è registrato un progressivo scostamento tra il livello dei ricavi da connessione a forfait, attesi e presi a riferimento nella determinazione delle tariffe di riferimento, e quelli effettivamente incassati dalle imprese. Sempre al fine di contenere i rischi di mancata copertura dei costi operativi sopportati dalle imprese distributrici, la delibera 607/2013/R/eel ha previsto, per l'anno 2013, un meccanismo facoltativo di garanzia dei ricavi da contributi a forfait che incide sulla differenza tra i volumi di servizio stimati ed effettivi, in analogia ai meccanismi già attivati per il biennio 2010-2011, ai sensi della delibera 29 dicembre 2009, ARG/elt 203/09.

Regime di perequazione specifica aziendale

Nel corso del 2013, l'Autorità ha definito, secondo le modalità previste dalla delibera 22 giugno 2004, n. 96, il fattore di correzione specifico aziendale per l'anno 2004, destinato a coprire lo scostamento dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione riconosciuti dai vincoli tariffari, non coperti dai meccanismi del regime generale di perequazione, per le società di distribuzione elettrica AMEA ed EST Reti Elettriche.

Nel corso del medesimo anno, l'Autorità ha proceduto all'aggiornamento, ai sensi delle delibere 11 dicembre 2007, n. 316, e n. 348/07, del suddetto fattore per gli anni dal 2005 fino al 2011 per tutte le altre 12 imprese di distribuzione elettrica già ammesse al regime di perequazione specifica aziendale.

Determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite a Enel

Nel corso del 2013 è proseguita l'attività finalizzata alla determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel. L'Autorità, a valle della conclusione delle istruttorie condotte dalla CCSE, ha approvato le delibere che fissano le aliquote di integrazione tariffaria per quattro imprese elettriche minori per l'anno 2011. La CCSE ha inoltre avviato le istruttorie per l'approvazione delle aliquote 2011 per le rimanenti imprese isolane. Con tali provvedimenti, l'Autorità ha recuperato per quasi tutte le imprese elettriche minori il ritardo nella determinazione di tali aliquote, riconducibile all'elevato ricorso al contenzioso giudiziario da parte delle imprese regolate, nonché alle conseguenti difficoltà istruttorie.

Reti interne d'utenza

Con riferimento alle Reti interne d'utenza (RIU) di cui alla legge n. 99/09, la prima delibera di censimento delle RIU, ARG/elt 52/10 del 12 aprile 2010, ha previsto che l'Autorità valuti le future richieste di inserimento nel novero delle RIU e ne trasmetta l'elenco aggiornato al Ministero dello sviluppo economico. Inoltre, nell'ambito dei compiti che la predetta legge affida all'Autorità, vi è quello di vigilanza sul corretto rispetto della disciplina in materia di RIU.

In particolare:

- a seguito del procedimento avviato con le delibere 7 febbraio 2013, 44/2013/R/eel, e 22 maggio 2013, 213/2013/R/eel, l'Autorità ha escluso la rete della società Cofely Italia dall'elenco delle RIU;
- con le delibere 6 febbraio 2014, 37/2014/R/eel, 38/2014/R/eel e 39/2014/R/eel, l'Autorità ha archiviato le istanze di modifica delle RIU della società Versalis di Venezia Porto Marghera e di Porto Torres, nonché della società Fiat Group Purchasing di Pomigliano d'Arco e Acerra;
- con la delibera 6 febbraio 2014, 43/2014/R/eel, l'Autorità ha archiviato l'istanza per l'inserimento della rete della società Munksjo Italia nel novero delle RIU;
- con le delibere 6 febbraio 2014, 41/2014/R/eel e 42/2014/R/eel, l'Autorità ha aggiornato i soggetti titolari delle RIU situate nei comuni di Castelmassa e di Fossalta di Portogruaro.

Regolazione dell'energia reattiva

Con la delibera ARG/elt 199/11, inerente sia alle disposizioni per

l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, sia alle disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, l'Autorità ha stabilito di procedere, con successivi provvedimenti, alla regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo.

A tal fine, con la delibera 2 maggio 2013, 180/2013/R/eel, è stata definita la regolazione tariffaria per i prelievi di energia reattiva nei punti di prelievo connessi in media e bassa tensione che decorrerà dal 2016, al fine di consentire ai clienti finali di adeguare i propri impianti, e permettere alle imprese di distribuzione e vendita di adeguare i propri sistemi di misura e fatturazione, rinviando a un successivo provvedimento la puntuale determinazione dei corrispettivi.

La stessa delibera ha inoltre disposto lo svolgimento dei necessari approfondimenti, attualmente in corso, per la fissazione delle regole da applicare ai prelievi di energia reattiva nelle reti in alta e altissima tensione, ai transiti di energia reattiva nei punti di interconnessione tra reti e alle immissioni di energia reattiva nei punti di prelievo, ai fini dell'adozione di provvedimenti per la fissazione delle regole per il quinto periodo di regolazione.

Interventi e disposizioni a favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici in Emilia Romagna, Lombardia e Veneto

A seguito degli eventi sismici che, a partire dal 20 maggio 2012 e nei giorni successivi, hanno interessato le regioni Emilia Romagna, Lombardia e Veneto, coinvolgendo 86 comuni delle province di Bologna, Ferrara, Mantova, Modena, Reggio Emilia e Rovigo, e in considerazione della normativa primaria, l'Autorità, nel corso dell'anno 2012, in analogia a quanto realizzato in passato per l'evento sismico dell'Aquila, è intervenuta con differenti provvedimenti a favore delle popolazioni colpite.

Dopo i primi provvedimenti d'urgenza del 2012, volti principalmente alla sospensione sia dei termini di pagamento delle fatture relative alla fornitura di energia elettrica, di gas e del servizio idrico integrato, sia dei termini di scadenza per la presentazione delle domande di rinnovo del bonus elettrico e del bonus gas per i clienti residenti nei comuni interessati dai fenomeni sismici, nell'anno 2013 l'Autorità ha emanato provvedimenti volti a introdurre agevolazioni tariffarie e conseguenti meccanismi perequativi per la copertura di tali agevolazioni.

Con le delibere 16 gennaio 2013, 6/2013/R/com, e 15 marzo 2013, 105/2013/R/com, l'Autorità, dando attuazione a quanto previsto dall'art. 8, comma 2, del decreto legge 6 giugno 2012, n. 74, ha stabilito che le popolazioni colpite dal sisma del 20 maggio 2012 abbiano diritto a rateizzazioni automatiche senza interessi, per un periodo minimo di due anni (un anno per il servizio idrico), da applicarsi sia alle forniture in servizio di tutela, sia sul libero mercato, oltre che all'azzeramento dei costi per eventuali nuovi connessioni, subentri o volture, richiesti da soggetti la cui abitazione è inagibile, e alla riduzione del 50% delle tariffe di rete e degli oneri generali in bolletta.

In ragione del protrarsi delle difficoltà sociali ed economiche connesse con gli eventi sismici che gravano sui ceti meno abbienti, a seguito di una specifica segnalazione del Presidente della Regione Emilia Romagna, in qualità di commissario delegato ai sensi dell'art. 1, comma 2, del decreto legge n. 74/12, con la delibera 21 novembre 2013, 529/2013/R/com, l'Autorità ha adottato ulteriori forme di tutela per i clienti ancora ubicati in moduli temporanei abitativi, adibiti a civile abitazione, situati nei comuni danneggiati dagli eventi sismici, prevedendo per il periodo invernale ulteriori agevolazioni tariffarie a loro favore.

Oneri connessi con le attività nucleari residue (A_2)

Con la delibera 9 maggio 2013, 194/2013/R/eel, l'Autorità, tenendo conto delle osservazioni pervenute dalla Sogin e dai ministeri interessati, ha approvato i criteri di efficienza economica per il secondo periodo di regolazione che va dall'1 gennaio 2013 al 31 dicembre 2016. Con la delibera 22 maggio 2103, 223/2013/R/eel, l'Autorità ha altresì determinato a consuntivo gli oneri nucleari per l'anno 2012.

La definizione dei parametri quantitativi ai fini dell'applicazione dei criteri di efficienza economica del secondo periodo di regolazione, nonché delle *milestone* per il meccanismo di premio/penalità legato all'avanzamento delle attività di smantellamento, è stata tuttavia condizionata dalle problematiche emerse in sede di aggiornamento del programma a vita intera da parte della Sogin, e si è conclusa solo alla fine dell'anno 2013 con l'approvazione della delibera 27 dicembre 2013, 632/2013/R/eel, che ha fissato:

- le *milestone* per gli anni 2014-2016 ai fini del calcolo del

premio/penalità (in considerazione della data di approvazione del provvedimento, il meccanismo di premio/penalità è stato annullato per l'anno 2013);

- i *driver* e i parametri quantitativi di base per il riconoscimento a consuntivo dei costi commisurabili;
- i parametri quantitativi di base e l'obiettivo di recupero di produttività (X) per il riconoscimento a consuntivo dei costi efficientabili.

Le *milestone* per gli anni 2014-2016 sono state fissate tenendo conto degli esiti di un Tavolo tecnico di confronto con l'ISPRA e il Ministero dello sviluppo economico e la medesima Sogin. L'Autorità ha altresì determinato a preventivo gli oneri nucleari per l'anno 2013 (vedi la delibera 21 novembre 2013, 527/2013/R/eel).

Nel corso del 2013, sono state inoltre adottate alcune misure legislative che hanno inciso sulle disponibilità finanziarie del Conto A_2.

L'art. 15, comma 3, lettera g), del decreto legge 31 agosto 2013, n. 102 (c.d. "decreto IMU") ha previsto che agli oneri derivanti dal medesimo decreto si provveda, «*quanto a 300 milioni di euro, per l'anno 2013, mediante il versamento all'entrata del Bilancio dello Stato pari a 300 milioni di euro, a valere sulle disponibilità dei conti bancari di gestione riferiti alle diverse componenti tariffarie, intestati alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con apposita delibera, provvede a imputare la suddetta somma a riduzione delle disponibilità dei predetti conti, assicurando l'assenza di incrementi tariffari*».

A tal proposito, si ricorda che già da diversi anni è previsto che parte del gettito della componente tariffaria A_2 e della componente tariffaria MCT sia destinata direttamente al Bilancio dello Stato, in virtù di quanto previsto dalle leggi finanziarie 2005 e 2006 (legge 30 dicembre 2004, n. 311, e legge 23 dicembre 2005, n. 266), per un totale di circa 135 milioni/anno (100 in capo al Conto A_2 e 35 in capo al Conto MCT).

A seguito del ricevimento, in data 2 dicembre 2013, della richiesta, da parte del Ministero dell'economia e delle finanze, di versamento al Bilancio dello Stato della somma di 300 milioni prevista dal "decreto IMU", con la delibera 19 dicembre 2013, 605/2013/R/com, l'Autorità ha disposto che i suddetti oneri siano posti a carico dei Conti A_2 e MCT, utilizzando transitoriamente le somme già raccolte per far fronte al pagamento degli oneri relativi alle leggi finanziarie 2005 e 2006 di competenza degli anni 2011, 2012 e, in quota parte, 2013.

Poiché le somme di cui sopra dovranno essere ricostituite, a norma di legge, senza dar luogo a incrementi tariffari, in futuri aggiornamenti nel corso del 2014 l'Autorità rinvierà possibili riduzioni delle componenti tariffarie interessate per un valore e un periodo coerente con l'importo da ricostituire.

In data 7 novembre 2013 è, altresì, pervenuto all'Autorità lo schema di decreto ministeriale, recante modalità e termini per i versamenti da parte della CCSE delle somme destinate all'entrata del Bilancio dello Stato, per l'anno 2011, ai sensi delle ricordate leggi finanziarie 2005 e 2006. Con la delibera 27 dicembre 2013, 646/2013/I/com, l'Autorità ha espresso parere favorevole al suddetto schema di decreto, condizionandolo al trattenimento transitorio di 135 milioni di euro dai versamenti spettanti al GSE da parte della CCSE, in relazione alle partite afferenti al Conto A_3.

Oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili (A_3)

Nel 2013 è stato confermato il progressivo peggioramento del fabbisogno economico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (Conto A_3), già evidenziato nel corso dell'anno precedente (vedi pag. 59, vol. II, della *Relazione Annuale* 2013). Inoltre, nel 2013 la domanda di energia elettrica ha registrato, analogamente al 2012, una ulteriore dinamica negativa rispetto all'anno precedente, con una conseguente riduzione del gettito delle componenti tariffarie direttamente applicate al consumo.

Nel corso del 2013 l'Autorità ha, pertanto, attuato l'adeguamento graduale e programmato della componente tariffaria A_3, iniziato con la delibera 27 settembre 2012, 383/2012/R/com, con l'obiettivo di assicurare la copertura degli oneri di competenza 2013 e di ottenere un gettito adeguato a compensare il deficit accumulato nel periodo *ante* 2012 (pari a circa 1,5 miliardi di euro). Nella seconda parte dell'anno, detto percorso è stato definito tenendo conto anche degli oneri in quel momento stimabili, in capo al Conto A_3, per l'anno successivo (2014), nella prospettiva di una tendenziale stabilizzazione nel medio termine dell'aliquota della medesima componente tariffaria.

In totale, nel corso del 2013, l'aliquota della componente tariffaria A_3 è stata aumentata di circa il 16% (aliquota IV trimestre 2013

rispetto all'aliquota IV trimestre 2012). L'aliquota prevista a partire dal IV trimestre 2013 è stata dimensionata per ottenere un gettito annuo di oltre 13 miliardi di euro. A tali livelli la componente tariffaria A_3, nella spesa annua dell'utente domestico tipo, è più onerosa della somma di tutti i corrispettivi per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura.

La tavola 2.1 sintetizza gli oneri posti in capo al Conto A_3 nel 2013 (dati di preconsuntivo), confrontati con quelli del 2012.

TAV. 2.1

Dettaglio degli oneri A_3

Milioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2012		2013	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	406	4.1	387	3.2
Ritiro certificati verdi	1.392	14.0	1.409	11.8
Fotovoltaico	6.161	61.8	6.616	55.4
Ritiro dedicato	80	0.8	338	2.8
Tariffa omnicomprensiva	786	7.9	1.521	12.7
FER incentivi amministrati ex decreto legislativo n. 28/11	0	0.0	62	0.5
Funzionamento GSE e altro	26	0.3	10	0.1
Scambio sul posto	93	0.9	104	0.9
TOTALE RINNOVABILI	8.944	89.7	10.447	87,4
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	724	7.3	633	5.3
Oneri CO_2 assimilate	198	2.0	85	0.7
Copertura certificati verdi assimilate	43	0.4	113	0.9
Risoluzione CIP6	64	0.6	456	3.8
TOTALE ASSIMILATE	1.029	10,3	1.287	10,8
Conguagli CIP6 per effetto di contenziosi e deroghe			218	1,8
TOTALE ONERI A_3	9.973	100,0	11.952	100,0

Agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica

Fino al 31 dicembre 2013, le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema sono state applicate in misura ridotta per le attività ad alto consumo elettrico, identificate unicamente sulla base dei livelli di consumo, in applicazione di quanto previsto dall'ultimo periodo dell'art. 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Già nel 2012 l'Autorità, a valle dell'attività ricognitiva sulla ripartizione tra le varie categorie di utenze del carico relativo agli oneri generali di sistema (delibera 26 aprile 2012, 159/2012/R/com), aveva evidenziato sia un aggravio sui clienti in bassa tensione, in particolare su quelli non domestici, a vantaggio delle utenze in alta e altissima tensione, sia l'inadeguatezza del criterio di agevolazione basato esclusivamente sui livelli di consumo (comunicazione 13 dicembre 2012 dell'Autorità al Ministro dello sviluppo economico e al Ministro dell'economia e delle finanze).

Le sopra ricordate disposizioni del decreto legislativo n. 79/99 sono state modificate con il decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro dello sviluppo economico, del 5 aprile 2013, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge n. 83/12, convertito con modificazioni con la legge n. 134/12. Detto decreto ha individuato due tipologie di "imprese energivore":

- le imprese con un utilizzo annuo di energia elettrica o di altra energia, pari ad almeno 2,4 GWh, e contemporaneamente un'incidenza del costo dell'energia complessivamente utilizzata nell'anno, rispetto al fatturato, non inferiore al 3% (imprese a forte consumo di energia);
- le imprese con un utilizzo annuo di energia elettrica pari ad almeno 2,4 GWh e contemporaneamente un'incidenza del costo dell'energia elettrica utilizzata, rispetto al fatturato, non inferiore al 2% (imprese a forte consumo di energia elettrica).

Il decreto 5 aprile 2013 istituisce presso la CCSE l'elenco delle imprese energivore di entrambe le tipologie, aggiornato annualmente sulla base delle dichiarazioni, da parte delle imprese interessate, relativamente ai dati di fatturato e ai costi energetici dell'anno precedente. Le modalità operative per la costituzione

e l'aggiornamento dell'elenco, nonché la trasmissione dei dati risultanti agli enti interessati, sono identificate dall'Autorità.

Per le imprese a forte consumo di energia elettrica, i suddetti provvedimenti hanno altresì previsto che l'Autorità debba rideterminare i criteri di ripartizione degli oneri generali del sistema elettrico, secondo indirizzi del Ministro dello sviluppo economico, e che dalla data di entrata in vigore della rideterminazione degli oneri generali è abolito quanto previsto dall'ultimo periodo dell'art. 3, comma 11, del decreto legislativo n. 79/99.

Ai sensi di quanto sopra, il 24 aprile 2013 il Ministro dello sviluppo economico ha trasmesso all'Autorità un primo atto di indirizzo, che prevede riduzioni degli oneri generali per le imprese a forte consumo di energia elettrica, modulate sulla base dell'incidenza del costo dell'energia elettrica utilizzata rispetto al fatturato (intensità di costo dell'energia elettrica), e in particolare riduzioni:

- pari al 15% con intensità di costo dell'energia elettrica compresa tra il 2% e il 6%;
- pari al 30% con intensità di costo dell'energia elettrica compresa tra il 6% e il 10%;
- pari al 45% con intensità di costo dell'energia elettrica compresa tra il 10% e il 15%;
- pari al 60% con intensità di costo dell'energia elettrica superiore al 15%.

Le agevolazioni esistenti per le soglie di consumo più elevate sono confermate solo per le imprese a forte consumo di energia elettrica, mentre per le altre imprese è previsto un riallineamento ai valori medi di settore nel caso in cui abbiano goduto di tali agevolazioni. Con la comunicazione del 27 maggio 2013 al Ministro dello sviluppo economico, l'Autorità ha, tra l'altro, evidenziato che il primo atto di indirizzo non consente di operare alcuna selettività tra i beneficiari. Peraltro l'Autorità aveva precedentemente già espresso perplessità in merito alla selettività dei criteri fissati dal decreto 5 aprile 2013 (comunicazione del 23 aprile 2013 dell'Autorità al Ministro dello sviluppo economico). Le osservazioni dell'Autorità sono state in parte recepite dal secondo atto di indirizzo trasmesso dal Ministro dello sviluppo economico in data 24 luglio 2013, che ha, tra l'altro, previsto:

- l'accesso alle agevolazioni per le sole imprese a forte consumo di energia elettrica che hanno un codice ATECO prevalente, riferito ad attività manifatturiere;
- l'esclusione dalle agevolazioni dell'energia prelevata dalle imprese a forte consumo di energia elettrica da punti di prelievo in bassa tensione.

Immediatamente a valle del secondo atto di indirizzo, in data 25 luglio 2013 l'Autorità ha individuato la decorrenza per le agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica a partire dall'1 luglio 2013 (delibera 25 luglio 2013, 340/2013/R/eel) e ha avviato una pubblica consultazione in tema di modalità operative per la costituzione e l'aggiornamento dell'elenco delle imprese energivore (documento per la consultazione 25 luglio 2013, 329/2013/R/eel). Sulla base dei risultati della consultazione di cui sopra, nonché di incontri tecnici con rappresentanti delle diverse istituzioni interessate, con la delibera 3 ottobre 2013, 437/2013/R/eel, l'Autorità ha definito le modalità operative per la prima costituzione dell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica, successivamente integrate con la delibera 17 ottobre 2013, 461/2013/R/eel.

In sede di prima attuazione dell'elenco, la raccolta dati gestita dalla CCSE è stata focalizzata solo sulle imprese a forte consumo di energia elettrica, rinviando a fasi successive la raccolta dei dati per le imprese a forte consumo di energia, in quanto per queste ultime non sono ancora stati adottati i provvedimenti legislativi necessari a definirne le agevolazioni. Ciò ha comportato anche una semplificazione dei dati da raccogliere, che in questa prima fase riguardano esclusivamente i costi dell'energia elettrica. Ai sensi di quanto previsto dal decreto 5 aprile 2013, la prima costituzione dell'elenco è relativa ai dati a consuntivo 2012.

La CCSE ha realizzato, tramite accesso via web, un sistema telematico finalizzato alla raccolta delle dichiarazioni delle imprese relative all'anno 2012, secondo le modalità stabilite con le delibere 437/2013/R/eel e 461/2013/R/eel; il sistema è stato disponibile per le imprese per l'invio delle dichiarazioni dal 21 ottobre 2013 al 2 dicembre 2013, periodo durante il quale l'Autorità e la CCSE hanno anche tenuto seminari illustrativi e predisposto risposte a domande frequenti (FAQ) pubblicate sul sito della CCSE.

A completamento del quadro regolatorio, con la delibera 24 ottobre 2013, 467/2013/R/com, l'Autorità ha definito le modalità per il riconoscimento delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica per i primi due anni di attuazione (2013 e 2014), prevedendo, al termine del periodo di prima applicazione,

la verifica dell'efficacia delle modalità operative identificate e la definizione, a regime, del sistema delle agevolazioni.

Le disposizioni della delibera 467/2013/R/com tengono conto di quanto emerso in sede di incontri tecnici con le istituzioni interessate in merito alla necessità di assicurare il principio di effettività dei consumi di energia elettrica cui si applicano le agevolazioni; pertanto, in ciascun periodo, queste dovranno essere riconosciute alle imprese che risultano a forte consumo di energia elettrica sulla base di dati di consumo effettivi, rilevati a consuntivo nel medesimo periodo. La delibera 467/2013/R/com prevede che:

- le agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica sono relative alle aliquote espresse in c€/kWh delle componenti tariffarie A_2, A_3, A_4, A_5 e A_S;
- dette agevolazioni sono riconosciute direttamente dalla CCSE con un meccanismo di acconto/conguaglio; in particolare, l'acconto relativo al secondo semestre 2013 è effettuato prendendo a riferimento i dati di consumo (effettivi) del 2012, salvo procedere alla successive verifiche e ai conseguenti conguagli in forza dei dati effettivi del secondo semestre 2013, nel corso del 2014;
- gli oneri per il riconoscimento delle agevolazioni sono esplicitati in una nuova componente di tipo parafiscale A_E, a carico di tutte le utenze non beneficiarie delle medesime agevolazioni; detta componente è stata attivata a partire dall'1 gennaio 2014;
- l'effetto abrogativo dell'ultimo periodo dell'art. 3, comma 11, del decreto legislativo n. 79/99, decorre dal medesimo 1 gennaio 2014; e, pertanto, dalla medesima data, per i punti di prelievo in media, alta o altissima tensione nella titolarità di imprese non a forte consumo di energia elettrica sono abolite le esenzioni sugli alti consumi e si applica quanto previsto dal primo atto di indirizzo.

Alla quantificazione di cui sopra si è provveduto con la delibera 27 dicembre 2013, 641/2013/R/com, sulla base dei primi risultati pervenuti dalla CCSE. Detta quantificazione ha comportato un aumento pari a +1,6% della spesa dell'utente domestico tipo, solo in parte controbilanciato dal forte calo dei costi di approvvigionamento. La componente tariffaria A_E ha un impatto sulla spesa annua dell'utente domestico tipo pari all'1,44% (al lordo delle imposte) ed è, al riguardo, seconda soltanto alla componente tariffaria A_3 (dato riferito al primo trimestre 2014).

In data 14 febbraio 2014 la CCSE ha trasmesso i dati definitivi della prima raccolta dati, sintetizzati nella tavola 2.2. Sulla base di tali dati, gli oneri a oggi prevedibili per le agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica risultano pari a circa 300 milioni di euro per il secondo semestre 2013 e a circa 600 milioni di euro per l'anno 2014. La componente tariffaria A_E, come quantificata dalla delibera 641/2013/R/com, appare adeguata ai fini di coprire i suddetti oneri.

TAV. 2.2

Sintesi della prima serie di dichiarazioni delle imprese energivore

Milioni di euro

CLASSE DI ENERGIVORITÀ	Numero imprese	Numero punti MT	Energia agevolata MT (TWh)	Numero punti AT/AAT	Energia agevolata AT/AAT (TWh)
Intensità di costo dell'energia elettrica tra 2% e 6%	1.877	3.145	15	123	5
Intensità di costo dell'energia elettrica tra 6% e 10%	612	973	6	60	4
Intensità di costo dell'energia elettrica tra 10% e 15%	268	338	3	57	6
Intensità di costo dell'energia elettrica > 15%	229	306	2	112	16
TOTALE IMPRESE A FORTE CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA (sulla base delle dichiarazioni relative al 2012)	2.986	4.762	26	352	31

Incentivazione reti attive e smart grids

In coerenza con gli obiettivi vincolanti dettati dall'Unione europea, in un'ottica prospettica che traguarda una penetrazione molto consistente di fonti rinnovabili, l'Autorità, con la delibera 25 marzo 2010, ARG/elt 39/10, ha definito la procedura e i criteri di selezione degli investimenti incentivati, relativi all'introduzione di tecnologie innovative sulla rete di distribuzione (*smart grids*), prevedendo un approccio per "progetti pilota". Coerentemente con quanto previsto da tale procedura, alcune imprese hanno presentato istanza per l'ammissione al trattamento incentivante.

Sulla base dell'analisi delle istanze, con la delibera 8 febbraio 2011, ARG/elt 12/11, l'Autorità ha pubblicato una graduatoria, stilata sulla base del rapporto tra l'indicatore dei benefici e il costo del progetto pilota (IP) relativi a ciascun progetto, ammettendo al trattamento incentivante otto progetti.

Con la delibera 4 luglio 2013, 296/2013/R/eel, l'Autorità ha preso atto della rinuncia da parte di A.S.S.M. di realizzare il proprio progetto pilota *smart grids*.

Data la natura sperimentale dei progetti pilota, sono state giustificate alcune varianti tecniche ed economiche migliorative, nonché una dilazione nei tempi originariamente previsti in fase di istanza, al fine di una utile conclusione della sperimentazione.

La delibera ARG/elt 39/10 ha previsto che ogni sei mesi ciascuna impresa ammessa al trattamento incentivante *smart grids* debba inviare agli Uffici dell'Autorità una relazione di avanzamento del progetto. Allo scopo di iniziare l'attività di disseminazione, l'Autorità ha pubblicato sul proprio sito internet le relazioni di avanzamento dei progetti al 30 giugno 2013, unitamente a schede sintetiche descrittive dei progetti. Inoltre, è stata organizzata, in collaborazione con Enel Distribuzione, Federutility e Politecnico di Milano, una giornata tecnica di studio sui progetti pilota *smart grids*, in occasione della quale sono stati presentati pubblicamente i progetti e il loro stato di avanzamento, le criticità incontrate e i primi orientamenti sulle prospettive future. Le sperimentazioni si concluderanno a fine 2014. Il monitoraggio del funzionamento delle reti attive permetterà di verificare l'impatto effettivo delle soluzioni tecniche adottate, per una successiva implementazione su più larga scala.

A valle delle sperimentazioni, l'Autorità valuterà i risultati e renderà pubblici gli esiti dei singoli progetti, per permettere la disseminazione delle esperienze. Tali evidenze concorreranno alla formulazione di una più mirata regolazione incentivante degli investimenti connessi con l'evoluzione delle reti di distribuzione verso il modello delle *smart grids*, anche alla luce delle nuove disposizioni di legge in tema di promozione delle fonti rinnovabili e di evoluzione dei mercati elettrici.

Iniziative a sostegno della mobilità elettrica

Già nel corso del 2010, l'Autorità aveva avviato alcune iniziative a sostegno dello sviluppo della mobilità elettrica, con riferimento sia alla ricarica "privata" dei veicoli elettrici (con la delibera 19 aprile 2010, ARG/elt 56/10), sia a quella "pubblica" (con la delibera 15 dicembre 2010, ARG/elt 242/10), di cui si è dato conto nella *Relazione Annuale* 2011. Successivamente, con la delibera 13 luglio 20111, ARG/elt 96/11 (di cui si è dato conto nella *Relazione Annuale* 2012), l'Autorità ha effettuato la selezione dei progetti pilota, ammettendo alle agevolazioni tariffarie cinque progetti, riconducibili ai tre modelli organizzativi di riferimento: modello distributore (un progetto), modello *service provider* in esclusiva (due progetti), modello *service provider* in concorrenza (due progetti).

Uno dei due progetti afferenti al modello *service provider* in esclusiva (Comune di Parma) è stato in seguito escluso dalle agevolazioni con la delibera 25 luglio 2013, 326/2013/R/eel; il provvedimento, che conclude il procedimento avviato con la delibera 9 maggio 2013, 193/2013/R/eel, è motivato dal mancato invio, da parte del titolare di progetto, dei rapporti semestrali sullo stato di avanzamento delle attività, condizione necessaria per l'erogazione delle agevolazioni e per il monitoraggio da parte del regolatore.

Con la determinazione 28 maggio 2013, 1/2013 - DIEG (che segue l'analoga precedente determinazione 31 ottobre 2012, 9/2012 - DIEG, relativa all'anno 2011 e al primo semestre del 2012), è stato quantificato l'ammontare delle agevolazioni da riconoscere ai progetti pilota per il secondo semestre dell'anno 2012.

Dall'esame dei rapporti semestrali (giunti al IV Rapporto, relativo allo stato di avanzamento dei progetti al mese di giugno 2013), è emerso un generalizzato ritardo nella diffusione dei veicoli elettrici, sia rispetto a quanto previsto nell'ambito dei progetti pilota, sia a quanto previsto in generale dalle stesse case costruttrici. La ridottissima diffusione dei veicoli elettrici implica peraltro un minore fabbisogno di postazioni di ricarica e un loro ridotto fattore di utilizzo; tale situazione ha d'altra parte contribuito a determinare (secondo quanto riferito da alcuni proponenti) un rallentamento

del piano di installazione delle stazioni di ricarica pubbliche rispetto al *roll-out* inizialmente previsto, piano che sconta in ogni caso un generalizzato ritardo rispetto alle previsioni effettuate in fase di selezione dei progetti medesimi. Le motivazioni del ritardo nell'avvio delle attività risultano legate, oltre alla citata ridotta disponibilità di veicoli elettrici, anche agli aspetti tecnico-burocratici necessari all'installazione delle infrastrutture di ricarica sul suolo pubblico e alle tempistiche di contrattualizzazione dei partecipanti ai progetti pilota.

Con riferimento alla tariffa di rete per la ricarica pubblica di veicoli elettrici (tariffa di applicabilità generale), si registra un incremento particolarmente elevato del relativo valore tra l'inizio dell'anno 2011 e la fine dell'anno 2013, crescita che è da ascrivere in massima parte all'aumento della componente tariffaria A_3 nel periodo di riferimento. Tale situazione rischia evidentemente di determinare una riduzione della convenienza dell'opzione "veicolo elettrico" rispetto all'alternativa "veicolo efficiente a combustione interna", e impone una riflessione sul dimensionamento, ovvero sulla struttura di detta tariffa, riflessione che potrà avvenire nel quadro più generale sia del procedimento di riforma generale delle tariffe domestiche avviato con la delibera 16 maggio 2013, 204/2013/R/eel, sia degli sviluppi della normativa primaria rilevante (vedi art. 17-*septies* della legge n. 134/12).

Sperimentazione in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica

Con la precedente *Relazione Annuale* si è dato conto dell'attività condotta dall'Autorità relativamente all'introduzione sperimentale sulla RTN di sistemi di accumulo (SdA), finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili (SdA c.d. *energy intensive*) e a incrementare le caratteristiche di sicurezza e le capacità di difesa delle reti medesime (SdA c.d. *power intensive*).

Per quanto concerne i sistemi di accumulo *energy intensive*, con la delibera 12 luglio 2012, 288/2012/R/eel, e con la determinazione 19 ottobre 2012, 8/2012 - DIEG, sono stati definiti la procedura e i criteri di selezione dei progetti pilota di SdA sulla RTN da ammettere al trattamento incentivante; successivamente, con la delibera 21 febbraio 2013, 66/2013/R/eel, sono stati approvati i progetti selezionati tra quelli rientranti nel Piano di sviluppo 2011 di Terna, approvato dal Ministero dello sviluppo economico. Nel corso dell'anno Terna ha pertanto avviato le attività previste ai fini della realizzazione degli SdA approvati con la delibera 66/2013/R/eel, procedendo in particolare con:

- l'identificazione dei siti per la realizzazione dei sei progetti autorizzati;
- l'espletamento degli iter autorizzativi;
- la scelta della tecnologia (tramite procedura di gara pubblica) e l'esecuzione dei test in fabbrica;
- l'avvio dei lavori con l'esecuzione delle opere civili.

Per quanto concerne i sistemi di accumulo *power intensive*, con la delibera 7 febbraio 2013, 43/2013/R/eel, sono stati ammessi al trattamento incentivante due progetti pilota in SdA *power intensive*, inseriti nel Piano di difesa 2012 di Terna, approvato dal Ministero dello sviluppo economico. I progetti in questione sono distinti, per tecnologia ma soprattutto per esigenze funzionali e finalità, rispetto a quelli di tipo *energy intensive* e sono inseriti nel Piano di Sviluppo. Terna, sulla base delle problematiche rilevate nei sistemi elettrici delle Isole maggiori, ha infatti proposto di sviluppare SdA per una potenza complessiva (a regime) di 40 MW, con caratteristiche *power intensive*, contraddistinti da prestazioni ultrarapide, localizzati in Sardegna e Sicilia, laddove sono state riscontrate rilevanti criticità dovute alla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili che comportano problematiche di esercizio in sicurezza, quali la bassa inerzia tipica dei sistemi isolani e la limitata capacità di regolazione disponibile dovuta al basso contributo alla regolazione delle risorse rinnovabili.

Sulla base di quanto sopra richiamato, l'Autorità ha proceduto all'approvazione di due progetti pilota di SdA con capacità massima pari a 8 MW ciascuno, previsti nell'ambito del Piano di difesa 2012-2015 approvato dal Ministero dello sviluppo economico, che presumono l'installazione di SdA di tipo elettrochimico con caratteristiche *power intensive* in Sicilia e in Sardegna.

Con la citata delibera 43/2013/R/eel, l'Autorità ha quindi proceduto all'approvazione dei due progetti di SdA *power intensive* sulla base della documentazione di progetto prodotta da Terna, rimandando a una successiva determinazione del Direttore della Direzione infrastrutture, *unbundling* e certificazione la definizione:

- delle modalità operative della sperimentazione;
- degli indicatori di monitoraggio;
- degli obblighi informativi.

Procedimento di revisione delle tariffe domestiche e sperimentazione tariffaria per pompe di calore utilizzate come unico sistema di riscaldamento

Con la delibera 204/2013/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per le utenze domestiche in bassa tensione, nonché di revisione dell'articolazione delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali del sistema elettrico. Tale procedimento è finalizzato agli obiettivi generali di allineamento delle tariffe ai costi, di utilizzo razionale delle risorse e di promozione delle iniziative di efficienza energetica e di sviluppo delle fonti rinnovabili; il procedimento prevede anche la possibilità di attivare misure specifiche già a partire dall'anno 2014, in modo da dare graduale attuazione agli obiettivi delineati, nelle more della definizione della regolamentazione tariffaria per il successivo periodo di regolazione (2016-2019). Nell'ambito del procedimento avviato con la succitata delibera 204/2013/R/eel, con l'art. 8 della delibera 607/2013/R/eel, l'Autorità ha previsto che dall'1 luglio 2014 venga avviata una sperimentazione tariffaria su scala nazionale rivolta ai clienti domestici che utilizzano, nell'abitazione di residenza, pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento delle proprie abitazioni. Ai clienti che aderiranno alla sperimentazione tariffaria verrà applicata la tariffa di rete D_1, caratterizzata dall'assenza di progressività del costo del kWh rispetto ai consumi complessivi annui, che invece contrassegna le tariffe di rete D_2 e D_3, attualmente applicate ai clienti domestici.
Gli elementi chiave di tale sperimentazione tariffaria saranno i seguenti:

- adesione volontaria dei clienti;
- limitazione ai soli clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche nell'abitazione di residenza come unico sistema di riscaldamento delle proprie abitazioni;
- applicazione della tariffa D_1 così come definita all'art. 30 del *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica* (TIT);
- assenza della necessità di installare un nuovo punto di prelievo dedicato alla pompa di calore (diversamente da quanto finora previsto per coloro che richiedono l'applicazione della tariffa "bassa tensione altri usi" per i soli consumi della pompa di calore);
- applicazione, da parte delle aziende distributrici, di un sistema di monitoraggio dei consumi elettrici ai clienti coinvolti;
- termine della sperimentazione fissato alla fine dell'attuale periodo di regolazione tariffaria (31 dicembre 2015), in quanto dal successivo periodo di regolazione verranno applicate le nuove tariffe domestiche di rete, definite in esito al procedimento 204/2013/R/eel.

In attuazione di tale delibera, tramite la pubblicazione il 13 febbraio 2014 del documento per la consultazione 52/2014/R/eel, l'Autorità ha presentato i propri primi orientamenti in merito all'esatta delimitazione dell'insieme di clienti domestici che potrà accedere alla sperimentazione, alla definizione delle modalità di monitoraggio da implementare presso i clienti partecipanti e alla fissazione dei criteri di calcolo delle aliquote delle componenti A e UC (oneri generali di sistema) applicabili ai clienti partecipanti. Il provvedimento finale inerente a tali aspetti verrà quindi assunto entro il 30 aprile 2014.

Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Integrazione dei Mercati del giorno prima italiano e sloveno: market coupling sulla frontiera Slovenia-Italia

Il *market coupling* tra l'MGP gestito dalla Borsa elettrica italiana (Gestore dei mercati energetici - GME) e l'MGP gestito dalla Borsa elettrica slovena (BSP), per l'assegnazione implicita dei diritti di transito giornalieri sull'interconnessione italo-slovena, è entrato in operatività l'1 gennaio 2011 (delibere 13 settembre 2010, ARG/elt 143/10, e 16 dicembre 2010, ARG/elt 243/10). Il meccanismo del *market coupling* sull'interconnessione Italia-Slovenia è strutturato secondo quanto pattuito rispettivamente nel *Master Agreement* (MA) e nel *Pentalateral Agreement* (PA). Il MA fissa i principali obiettivi e criteri cui deve uniformarsi il modello di *market coupling* sull'interconnessione Italia-Slovenia, nonché le condizioni minime cui i soggetti firmatari del MA sono pronti ad assumersi i rispettivi impegni per l'implementazione del suddetto modello. Il PA fissa le regole e le procedure finalizzate all'efficace ed efficiente attuazione del modello di *market coupling* sull'interconnessione Italia-Slovenia, nonché i reciproci diritti e obblighi dei TSO e delle Borse nell'esecuzione delle citate regole e procedure.

L'accordo iniziale italo-sloveno aveva durata annuale, ma è stato prorogato più volte fino al 31 dicembre 2013. Con la delibera 9 dicembre 2013, 609/2013/R/eel, l'Autorità ha approvato gli accordi per la prosecuzione del *market coupling* sull'interconnessione Italia-Slovenia dal 2014 in avanti.

Rispetto agli accordi stipulati per il 2013, quelli approvati con tale provvedimento prevedono:

- il subentro di BSP (la Borsa slovena) a ELES (il TSO sloveno) nel ruolo di *Central Counter Party* (soggetto che agisce da controparte centrale per le importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling*) per la Slovenia;
- la valorizzazione delle importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling* al valor medio tra i prezzi orari registrati nella zona importatrice ed esportatrice; ciò al fine di consentire:
  - in caso di importazione dalla Slovenia, a BSP di entrare nella disponibilità della quota parte di rendita di congestione di competenza di ELES, a partire dal secondo giorno lavorativo successivo al giorno in cui è stata conclusa la transazione;
  - in caso di esportazione dall'Italia, al GME di entrare nella disponibilità della quota parte di rendita di congestione di competenza di Terna, a partire dal secondo giorno lavorativo successivo al giorno in cui è stata conclusa la transazione;
- il rinnovo automatico del MA e del PA fino al completamento operativo del progetto regionale *Italian Borders Working Table* (IBWT), che prevede l'integrazione del mercato elettrico italiano con quelli dei Paesi confinanti attraverso il meccanismo di *market coupling*; si prevede, comunque, la possibilità per le parti di recedere dall'accordo qualora il progetto regionale IBWT non fosse completato entro il 2016 e previa autorizzazione delle Autorità di regolazione competenti.

L'avvio del *market coupling* ha avuto un crescente impatto positivo sull'efficienza economica nell'allocazione della capacità transfrontaliera.

Anzitutto, il *market coupling* ha determinato, sulla frontiera italo-

slovena, flussi commerciali di energia coerenti con i differenziali di prezzo tra le rispettive Borse elettriche. Ciò è dovuto anche alla crescita esponenziale della quota media di capacità assegnata attraverso aste esplicite annuali e mensili che, non essendo utilizzata dagli acquirenti, viene rivenduta su base giornaliera tramite il *market coupling* (*Use-It Or Sell-It*: UIOSI): 20% nel 2011, 95% nel 2012 e 98% nel 2013. Ciò significa che attualmente l'allocazione della capacità sulla frontiera italo-slovena ha luogo per intero tramite *market coupling*. Di pari passo è cresciuta anche la capacità media allocata a livello giornaliero: 126 MW nel 2011, 404 MW nel 2012 e 418 MW nel 2013. Infine, si è registrato anche un non trascurabile numero di ore di convergenza dei prezzi, pari al 20% e al 12% delle ore dell'anno, rispettivamente nel 2012 e nel 2013.

Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari

Procedimento di valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale

Con la delibera 22 marzo 2012, 102/2012/R/eel, l'Autorità ha ritenuto opportuno adottare specifiche disposizioni in relazione alle modalità di consultazione pubblica dello schema di Piano decennale, ai sensi dell'art. 36, comma 13, del decreto legislativo n. 93/11, in considerazione del fatto che le tematiche oggetto della consultazione presentano un elevato livello di complessità e di rilevanza strategica ai fini dello sviluppo del sistema elettrico. L'Autorità, nel mese di maggio 2012, a valle delle opportune verifiche di coerenza, ha reso disponibile sul proprio sito internet, ai fini della consultazione, lo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN, relativo all'anno 2012. Nell'ambito della consultazione sono state organizzate dall'Autorità, coerentemente a quanto previsto dalla delibera 102/2012/R/eel, due sessioni pubbliche di presentazione dello schema di Piano 2012 da parte di Terna, con la partecipazione dei soggetti interessati, rappresentativi del sistema elettrico (operatori e consumatori e loro associazioni). È stata inoltre prevista la possibilità, per tutti i soggetti interessati, di far pervenire a Terna eventuali quesiti specifici sullo schema di Piano 2012, le cui risposte, elaborate da Terna, sono state pubblicate sui siti internet dell'Autorità e di Terna.

Il procedimento di valutazione dello schema di Piano decennale 2012 da parte dell'Autorità si è concluso con l'adozione del parere 22 maggio 2013, 214/2013/I/eel. Tale parere è stato trasmesso al Ministro dello sviluppo economico e alla società Terna, e verrà pubblicato sul sito internet dell'Autorità successivamente all'approvazione del Piano decennale di sviluppo della RTN 2012 da parte del Ministro dello sviluppo economico.

Promozione della concorrenza e tutela dell'ambiente

Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati al dettaglio

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

L'attività di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine da parte dell'Autorità si svolge con cadenza periodica (settimanale o mensile), col supporto degli Uffici di GME e Terna. Come previsto dalla delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, tale attività è imperniata sull'analisi di una reportistica settimanale/mensile, predisposta dai predetti Uffici sulla base delle metodologie definite dall'Autorità, che consente di evidenziare eventuali anomalie e di avviare ulteriori approfondimenti, propedeutici all'eventuale apertura di apposite istruttorie.

Sono inoltre previsti *ex lege* alcune relazioni e qualche rapporto informativo, di carattere prevalentemente tecnico, che l'Autorità predispone e trasmette alle commissioni parlamentari competenti e al Ministero dello sviluppo economico per fornire informazioni sullo stato dei mercati.

In particolare, nel rapporto riservato al Ministero dello sviluppo economico del 25 luglio 2013 (331/2013/I/eel), previsto dall'art. 11, comma 1, del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, l'Autorità ha approfondito molte tematiche afferenti al mercato elettrico. Nello specifico, viene fornita un'analisi quantitativa svolta sulla base dei dati di monitoraggio relativi agli anni 2011 e 2012 in merito:

- all'evoluzione del parco di generazione nazionale, con particolare riferimento ai livelli di adeguatezza del sistema elettrico nel Continente e nelle due Isole maggiori;
- all'evoluzione della RTN, con particolare riferimento agli interventi infrastrutturali necessari a ridurre le congestioni presenti sulla rete rilevante;
- all'evoluzione della struttura del mercato, con particolare riferimento al livello di concorrenzialità presente nelle diverse zone di mercato;
- all'andamento dei prezzi nell'MGP e nell'MSD, con particolare riferimento alla situazione delle due Isole maggiori e all'effetto della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili sugli esiti del mercato e sull'attività di dispacciamento.

Attuazione del regolamento europeo REMIT

Il regolamento (UE) 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT), ha definito regole europee volte a prevenire pratiche abusive nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale. In particolare, il REMIT introduce regole specifiche che:

- vietano gli abusi di mercato, nella fattispecie la manipolazione di mercato e l'*insider trading*;
- istituiscono un sistema di monitoraggio dei mercati energetici all'ingrosso da parte dell'Agenzia per la cooperazione dei regolatori per l'energia (ACER), in stretta collaborazione con le Autorità di regolazione nazionale, al fine di individuare e prevenire le suddette pratiche abusive;
- prevedono che ciascun Stato membro doti la propria Autorità di regolazione nazionale dei poteri di indagine e di esecuzione necessari per l'espletamento di tale funzione, al fine di controllare l'attuazione del divieto di abusi di mercato.

Nelle more dell'attribuzione nazionale dei poteri di indagine e di esecuzione, necessari per il controllo del divieto di abusi di mercato, con la delibera 11 luglio 2013, 301/2013/A, l'Autorità ha costituito un gruppo di lavoro interdirezionale con la finalità di avviare le attività di propria competenza in vista della completa operatività della disciplina europea. In particolare, l'Autorità ha previsto che il gruppo di lavoro sia deputato a:

- aggiornare i sistemi di raccolta delle informazioni e di registrazione degli operatori, massimizzando le sinergie con le anagrafiche e le raccolte dati esistenti;
- cooperare con ACER e le altre Autorità nazionali di regolazione, oltre che con le autorità finanziarie e le Autorità garanti della concorrenza, coerentemente con le modalità previste dal REMIT;
- valutare criteri e modalità per l'applicazione dell'obbligo, in capo agli operatori di mercato, di pubblicazione delle informazioni privilegiate.

Nel dare corso alle attività previste, l'Autorità intende promuovere misure per l'efficace applicazione delle disposizioni del REMIT, individuare le principali implicazioni sull'attività degli operatori, nonché raccogliere informazioni e valutazioni dei soggetti interessati su numerosi aspetti legati all'implementazione della disciplina europea nel contesto italiano.

In particolare, con il documento per la consultazione 101/2014/E/com del 13 marzo 2014, l'Autorità ha avviato un confronto con gli operatori di mercato soggetti all'obbligo di pubblicazione delle informazioni privilegiate, allo scopo di individuare le principali implicazioni di tale obbligo sull'attività degli operatori, in modo da poterle eventualmente trasferire presso le competenti istituzioni europee. La consultazione è anche finalizzata a presentare alcune ipotesi circa l'utilizzo di piattaforme centralizzate per la pubblicazione delle informazioni privilegiate.

Monitoraggio del mercato al dettaglio

Il monitoraggio dei mercati al dettaglio è previsto dal decreto legislativo n. 93/11 (per un'illustrazione di maggior dettaglio si rimanda alla *Relazione Annuale* 2012, pagg. 66 e 67, vol. II).

Con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11, l'Autorità ha individuato, ai fini del monitoraggio, i soggetti obbligati, vale a dire gli esercenti la vendita e le imprese distributrici tenuti all'invio dei dati di base necessari per il calcolo degli indicatori di mercato, funzionali allo svolgimento di tale attività da parte dell'Autorità, nonché l'insieme minimo di indicatori e le relative modalità di calcolo. Inoltre, sono state definite le attività di rilevazione dei dati di base (quali dati raccogliere, con che cadenza e con quali modalità), nonché le modalità di pubblicazione e aggiornamento degli esiti del monitoraggio della vendita al dettaglio.

Nel mese di gennaio 2012, l'Autorità ha avviato la raccolta sistematica dei dati di base, che è poi continuata anche relativamente all'anno 2013. Tale raccolta è funzionale alla pubblicazione, da parte dell'Autorità, sia del Rapporto sul monitoraggio *retail* che riporterà gli indici misurati, sia alla relativa analisi circa l'evoluzione delle condizioni di funzionamento dei mercati della vendita al dettaglio, con particolare riferimento al grado di apertura e ai livelli di concorrenzialità e trasparenza, nonché al grado di partecipazione e di soddisfazione dei clienti finali.

Inoltre, per l'anno 2013, l'Autorità ha identificato i soggetti obbligati all'invio dei dati oggetto del monitoraggio a partire dall'anno 2014, pubblicando sul sito internet l'elenco di tali soggetti. Nello specifico, risultano obbligati complessivamente 121 soggetti. Con riferimento al solo settore dell'energia elettrica, risultano obbligati 13 distributori di energia elettrica e 53 venditori di energia elettrica. Di questi ultimi, soltanto quattro sono monofornitura, mentre i rimanenti vendono sia energia elettrica, sia gas naturale. Le raccolte dei dati, riferite alle informazioni rilevanti a partire dall'1 gennaio 2014, hanno avuto inizio dal mese di aprile 2014.

Con la delibera 7 agosto 2013, 366/2013/E/com, è stata chiusa l'Indagine conoscitiva dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale, in merito alla quale si rimanda al Capitolo 5 (vedi il paragrafo "Indagini e misure imposte per la promozione della concorrenza").

Sistema informativo integrato

Nel corso del 2013, con la delibera 14 febbraio 2013, 57/2013/R/com, sono state definite, con riferimento al settore elettrico, le modalità di implementazione dei processi afferenti alla determinazione e alla messa a disposizione del SII dei dati rilevanti ai fini del *settlement*. Il passaggio al SII di tali processi, superata

una fase iniziale di sperimentazione, è stato completato nel mese di giugno e l'esecuzione degli stessi nell'ambito del sistema avviene quindi in via ufficiale, dal mese di luglio 2013.

La gestione di tali processi nel SII ha consentito di migliorare lo svolgimento delle sessioni di *settlement* mensile e di correggere tempestivamente gli eventuali errori, prodotti dalle modalità di gestione adottate nell'ambito del tradizionale rapporto fra imprese distribuitici e utenti. Con la delibera 57/2013/R/com sono state inoltre definite le modalità di dettaglio di aggiornamento del Registro centrale ufficiale (RCU), ossia l'elenco dei dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali.

In previsione della completa gestione nel SII dei processi finalizzati alla gestione dei clienti finali, con la delibera 18 aprile 2013, 166/2013/R/com, è stato previsto che il contenuto dell'RCU sia integrato con l'informazione relativa alla controparte commerciale, associata a ciascun punto di prelievo. Tale previsione è stata introdotta per consentire ai venditori di energia elettrica, anche nei casi in cui non risultino titolari del contratto di dispacciamento, un ruolo attivo nel sistema, in particolare con riferimento ai processi di natura prettamente commerciale. Per assicurare che tali controparti commerciali siano correttamente associate ai relativi punti di prelievo e ai clienti finali, la delibera prevede norme dettagliate circa l'attività di abbinamento e di aggiornamento della suddetta associazione.

Infine, con il documento per la consultazione 28 novembre 2013, 547/2013/R/com, sono state delineate le proposte dell'Autorità in merito alle successive fasi di implementazione del SII, che prevedono la progressiva gestione nel sistema di ulteriori processi finalizzati. Nell'ambito degli orientamenti illustrati nel documento, l'Autorità ha stabilito, coerentemente con quanto esposto nel precedente documento per la consultazione 15 settembre 2011, DCO 35/11, di implementare prioritariamente i processi di *switching* e di voltura contrattuale. Nel documento, inoltre, le proposte in materia di *switching* sono state formulate anche con l'obiettivo di tener conto delle previsioni in tema di tempistiche per il cambiamento del fornitore, introdotte con la direttiva europea 2009/72/CE e con il decreto legislativo n. 93/11 di recepimento della stessa.

Promozione della tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita

Regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di Sistemi semplici di produzione e consumo e nel caso di reti private

Il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 (come modificato dal decreto legislativo 29 marzo 2010, n. 56), la legge n. 99/09 e il decreto del Ministro dello sviluppo economico 10 dicembre 2010 hanno introdotto nella legislazione nazionale, tra l'altro, i Sistemi efficienti di utenza (SEU), i sistemi a essi equiparati e le RIU, attribuendo all'Autorità il compito di definire i criteri e le condizioni per l'erogazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento.

A seguito della conclusione del contenzioso inerente al decreto ministeriale 10 dicembre 2010[6], nell'anno 2013 l'Autorità ha proseguito le proprie attività per attuare quanto previsto dalle predette disposizioni normative, dapprima pubblicando i

6 Il TAR Lazio si è espresso con la sentenza n. 6407/2012 sul ricorso presentato da Enel Distribuzione avverso il decreto ministeriale 10 dicembre 2010.

documenti per la consultazione 2 maggio 2013, 183/2013/R/eel, e 16 maggio 2013, 209/2013/R/eel, e successivamente pubblicando la delibera 16 dicembre 2013, 578/2013/R/eel.

In particolare, con il documento per la consultazione 183/2013/R/eel l'Autorità ha innovato gli orientamenti presentati nel documento per la consultazione 4 agosto 2011, DCO 33/11, al fine di tener conto delle nuove disposizioni normative (ivi incluse quelle derivanti dal decreto legislativo n. 93/11) e della sentenza del TAR Lazio n. 6407/2012, presentando gli orientamenti finali relativi al completamento del quadro definitorio in materia di Reti elettriche pubbliche, reti in assetto di Sistemi di distribuzione chiusi (SDC, suddivisi in RIU e Altre reti private) e Sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC). In tale ambito, l'Autorità ha presentato una ricostruzione dell'evoluzione normativa (alla base dei predetti orientamenti finali) che ha interessato, nel corso degli anni, la regolazione dell'attività di distribuzione e di autoapprovvigionamento di energia elettrica. Nella parte introduttiva del documento, l'Autorità ha altresì evidenziato la necessità che il Parlamento e il Governo valutino l'opportunità di modificare la normativa laddove prevede, per i SEU, i sistemi a essi equiparati e le RIU, benefici tariffari correlati alle configurazioni di rete adottate e agli assetti societari. Tale previsione, infatti, non consente un'applicazione selettiva di detti benefici che tenga conto delle diverse tipologie di attività produttive svolte dai beneficiari. Inoltre, a parità di oneri complessivi, la presenza di esoneri tariffari comporta l'aumento del valore medio unitario delle componenti tariffarie per gli utenti che non rientrano nei regimi agevolati.

Con il successivo documento per la consultazione 209/2013/R/eel, l'Autorità, fermo restando il quadro definitorio già presentato nel documento per la consultazione 183/2013/R/eel, ha presentato gli orientamenti finali in materia di regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di configurazioni impiantistiche rientranti nella categoria degli SSPC, ivi inclusi i SEU.

La delibera 578/2013/R/eel, in vigore dall'1 gennaio 2014, ha fatto seguito ai precedenti documenti per la consultazione, dando piena attuazione a quanto previsto dal decreto legislativo n. 115/08 per la parte relativa alla definizione e alla regolazione dell'attività di autoapprovvigionamento e quindi degli SSPC, rinviando invece a un successivo provvedimento la regolazione degli SDC (ivi incluse le RIU).

In particolare, con la delibera 578/2013/R/eel:

- sono state razionalizzate, in relazione agli SSPC e compatibilmente con la normativa vigente, le definizioni delle configurazioni impiantistiche e degli assetti societari ammissibili che, in quanto tali, possono essere realizzate;
- è stato stabilito un ordine di priorità nell'applicazione delle predette definizioni, affinché i sistemi che possono rientrare in più casistiche vengano classificati nell'ambito della tipologia che consente i maggiori benefici per gli operatori;
- sono state definite le modalità con cui la regolazione vigente trova applicazione per gli SSPC, esplicitando gli schemi contrattuali che possono essere applicati, con particolare riferimento al caso in cui un cliente finale e un produttore tra loro diversi operino in relazione al medesimo punto di connessione;
- sono state esplicitate le modalità di applicazione delle tariffe di trasmissione e di distribuzione, nonché degli oneri generali di sistema nei casi di SSPC, distinguendo le casistiche per le quali la normativa vigente ha previsto esoneri tariffari, cioè SEU e Sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SEESEU), da quelli in cui gli oneri generali di sistema trovano applicazione sui consumi totali di energia elettrica;
- si è data attuazione alle disposizioni di cui al decreto legislativo n. 115/08 nelle parti in cui demandano all'Autorità l'eventuale estensione dell'insieme dei SEESEU ammessi a beneficiare del trattamento tariffario previsto per i SEU, al fine di prevedere sia meccanismi di salvaguardia per le realizzazioni avviate in data antecedente alla data di entrata in vigore del medesimo decreto, sia la definizione di diverse tipologie di SEESEU;
- si è previsto che le qualifiche da cui derivano esoneri tariffari siano assegnate dal GSE che, oltre a rivestire caratteri di terzietà rispetto al cliente/produttore e al gestore di rete, risulta il soggetto in grado di svolgere tale compito nel modo più efficiente e meno oneroso per il sistema, disponendo già di buona parte dei dati necessari.

Definizione del valore dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW per i quali è consentito l'accesso al ritiro dedicato

L'Autorità, sin dalle prime applicazioni, nel definire le condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica previste dall'art. 13,

commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e dal comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239, ha ritenuto opportuno tenere conto delle peculiarità di impianti di ridotte dimensioni caratterizzati da elevati costi di esercizio e manutenzione, nonché limitata produzione annua (impianti con produzioni annue di pochi milioni di kWh). A tale scopo, ha previsto l'introduzione di una forma di tutela per gli impianti alimentati da risorse rinnovabili marginali o residuali che, diversamente, non potrebbero coprire i propri costi di gestione, assicurando la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni indipendentemente dall'andamento del mercato elettrico. Tale forma di tutela si è esplicitata nell'introduzione di prezzi minimi garantiti da applicare agli impianti di produzione da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW. I predetti prezzi sono correlati ai soli costi di gestione degli impianti e, in quanto tali, soggetti a variabilità nel tempo.

Inizialmente, in fase di prima applicazione, non disponendo di tutti i dati necessari per una corretta definizione, i prezzi minimi garantiti non sono stati differenziati per fonte (con l'eccezione della fonte idroelettrica[7]), mentre, con la delibera 28 luglio 2011, ARG/elt 103/11, l'Autorità aveva definito, con effetti a partire dal 2012, i valori dei prezzi minimi garantiti differenziati per fonte sulla base dei costi operativi degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, come raccolti e analizzati dal Dipartimento energia del Politecnico di Milano (vedi lo studio allegato al documento per la consultazione 6 aprile 2011, DCO 9/11, che ha preceduto la delibera). La delibera ARG/elt 103/11, al fine di prevedere una transizione graduale dai prezzi minimi indifferenziati per fonte a quelli correlati ai costi operativi specifici per ogni singola fonte, ha mantenuto un prezzo minimo garantito di base, non strettamente correlato ai costi operativi e posto convenzionalmente pari a 76,2 €/MWh, ovvero pari al valore dell'ultimo scaglione progressivo applicato nell'anno 2011 e in linea con il prezzo di mercato medio atteso.

Successivamente, con il documento per la consultazione 31 ottobre 2013, 486/2013/R/efr, l'Autorità ha indicato gli orientamenti in merito al completamento del percorso già avviato, finalizzato alla definizione di prezzi minimi garantiti unicamente correlati ai predetti costi di gestione e di combustibile. Al tempo stesso, questi ultimi dati di costo sono stati rivisti e aggiornati, sulla base di un ulteriore studio effettuato dal Dipartimento energia del Politecnico di Milano.

A conclusione della consultazione, con la delibera 28 luglio 2011, 618/2013/R/efr, l'Autorità ha definito la nuova struttura e i nuovi valori dei prezzi minimi garantiti differenziati per fonte, da applicarsi a decorrere dall'anno 2014. In particolare:

- è stato eliminato il prezzo minimo garantito di base correlato ai prezzi medi di mercato dell'energia elettrica nell'anno in cui viene effettuata la ridefinizione, poiché tale prezzo non è rappresentativo dei costi operativi;
- sono stati definiti una nuova struttura e nuovi valori dei prezzi minimi garantiti differenziati per fonte che riflettono i costi di esercizio e di combustibile;
- si è previsto che i valori dei prezzi minimi garantiti siano aggiornati su base annuale, per gli anni successivi all'anno 2014, applicando, ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale. Fanno eccezione i valori dei prezzi minimi garantiti previsti per gli impianti idroelettrici per i quali non si aggiorna, in aumento, la parte dei valori dei prezzi minimi garantiti a copertura dei canoni relativi alle concessioni idroelettriche, nonché dei costi relativi alla tassazione sull'immobile (pari a 25 €/MWh);
- è stata consentita l'applicazione dei prezzi minimi garantiti a tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili che hanno diritto ad accedere al ritiro dedicato, anche qualora scegliessero di destinare la propria energia elettrica immessa a un *trader* o accedendo direttamente ai mercati organizzati dell'energia elettrica.

Aggiornamento del limite massimo per la restituzione degli oneri generali di sistema nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili che accedono allo scambio sul posto

Il servizio di scambio sul posto è un istituto regolatorio erogato dal GSE, che consente di compensare le partite di energia elettrica

7 In particolare, i prezzi minimi garantiti erano definiti per i primi due milioni di kWh immessi in rete annualmente dagli impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 1 MW e da ciascun impianto di potenza nominale elettrica fino a 1 MW alimentato da fonti rinnovabili diverse dalla fonte idrica.

immessa in rete in un'ora con l'energia prelevata dalla rete in un'ora diversa da quella in cui avviene l'immissione.

Con la delibera 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr, l'Autorità aveva aggiornato, con effetti dall'anno 2013, le modalità di erogazione del servizio di scambio sul posto, pur continuando a prevedere una compensazione economica tra l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata. In particolare, era stato previsto che la restituzione degli oneri generali di sistema avvenisse entro un limite massimo, definito annualmente[8] e da aggiornare per gli anni successivi all'anno 2013 a seguito di analisi relative ai costi medi di investimento e di esercizio, nonché ai ricavi complessivi degli impianti ammessi a beneficiare dello scambio sul posto; ciò anche al fine di tenere conto dell'impatto complessivo degli oneri generali di sistema sulle bollette elettriche.

Con il documento per la consultazione 488/2013/R/efr, l'Autorità ha reso noti i propri orientamenti in relazione all'aggiornamento del limite massimo per la restituzione degli oneri generali di sistema, sulla base dei dati riportati nello studio effettuato dal Dipartimento energia del Politecnico di Milano (il medesimo impiegato anche ai fini della ridefinizione dei prezzi minimi garantiti).

Con la delibera 19 dicembre 2013, 614/2013/R/efr, a conclusione della consultazione di cui sopra, l'Autorità ha aggiornato il limite massimo, da applicarsi a decorrere dall'anno 2014, per la restituzione degli oneri generali di sistema nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili che accedono allo scambio sul posto. In particolare si è previsto che:

- nel caso degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, non venga applicato alcun limite massimo, al fine di tutelare gli impianti di minore potenza generalmente installati in ambiti residenziali o in piccole imprese, indipendentemente dal regime incentivante al quale accedono tali impianti;
- nel caso degli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW che percepiscono gli incentivi per l'energia elettrica prodotta, non siano restituiti gli oneri generali di sistema;
- nel caso degli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW che non percepiscono gli incentivi per l'energia elettrica prodotta, il valore per il calcolo del limite massimo sia pari alla differenza positiva tra il costo totale di produzione dell'impianto di più recente realizzazione per il quale è disponibile tale costo (pari a 174 €/MWh) e il prezzo medio di mercato delle ore comprese tra le 8 e le 20, rilevato nell'anno solare precedente a quello di applicazione del medesimo limite;
- nel caso degli impianti eolici, idroelettrici e alimentati da biomasse (biogas, biomasse e bioliquidi) di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW che percepiscono gli incentivi per l'energia elettrica prodotta; i valori per il calcolo del limite massimo siano pari alla differenza positiva tra il costo totale di produzione medio degli impianti più recenti tra quelli che hanno avuto accesso allo scambio sul posto (pari a 234 €/MWh per gli impianti eolici, a 284 €/MWh per gli impianti idroelettrici e a 209 €/MWh per gli impianti termoelettrici alimentati da biomasse) e la somma del prezzo medio di mercato dell'energia elettrica e del prezzo di ritiro dei certificati verdi, da parte del GSE, registrati nell'anno solare precedente a quello di applicazione del medesimo limite;
- nel caso degli impianti eolici, idroelettrici e alimentati da biomasse (biogas, biomasse e bioliquidi) di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW che non percepiscono gli incentivi per l'energia elettrica prodotta, i valori per il calcolo del limite massimo siano pari alla differenza positiva tra il costo totale di produzione medio degli impianti più recenti tra quelli che hanno avuto accesso allo scambio sul posto (pari a 234 €/MWh per gli impianti eolici, a 284 €/MWh per gli impianti idroelettrici e a 209 €/MWh per gli impianti termoelettrici alimentati da biomasse) e il prezzo medio di mercato dell'energia elettrica rilevato nell'anno solare precedente a quello di applicazione del medesimo limite;
- nel caso di impianti diversi da quelli di cui sopra di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW o alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 200 kW, non siano restituiti gli oneri generali di sistema.

8 Per l'anno 2013 il limite massimo era stato definito per i soli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW ed era convenzionalmente correlato al valore dei nuovi strumenti incentivanti, in attesa di completare appositi studi che consentissero di verificare i costi medi di investimento e di esercizio, nonché i ricavi complessivi degli impianti ammessi a beneficiare dello scambio sul posto.

Ulteriori interventi relativi agli impianti di generazione distribuita per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale

Con la delibera 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel, l'Autorità era intervenuta in passato approvando la *Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita* (Allegato A70 al Codice di rete di Terna) e definendo opportune tempistiche per una sua rapida implementazione, distinguendo tra impianti di nuova realizzazione e impianti esistenti.

In particolare, erano state definite le caratteristiche che i nuovi *inverter*, ovvero le nuove macchine rotanti, e i nuovi sistemi di protezione d'interfaccia devono avere per poter essere installati sui nuovi impianti di produzione di energia elettrica da connettere con le reti di bassa e media tensione; inoltre, sono stati definiti gli interventi di *retrofit* sugli impianti esistenti di potenza superiore a 50 kW connessi con le reti di media tensione per l'adeguamento, ad alcune delle predette caratteristiche, degli *inverter*, ovvero delle macchine rotanti, e dei sistemi di protezione d'interfaccia già installati.

Con la delibera 6 giugno 2013, 243/2013/R/eel, l'Autorità è nuovamente intervenuta integrando la delibera 84/2012/R/eel. In particolare, sono stati previsti gli interventi di *retrofit* anche sugli impianti esistenti di potenza fino a 50 kW connessi con le reti di media tensione e sugli impianti di potenza superiore a 6 kW connessi con le reti di bassa tensione, per l'adeguamento degli *inverter* e dei sistemi di protezione d'interfaccia già installati, affinché i predetti impianti rimangano connessi con la rete almeno all'interno dell'intervallo di frequenza 49 Hz – 51 Hz[9].

Prime disposizioni per l'installazione e l'utilizzo di sistemi di accumulo

Con il documento per la consultazione 19 dicembre 2013, 613/2013/R/eel, l'Autorità ha definito i primi orientamenti finalizzati a far sì che i sistemi di accumulo possano essere gestiti nell'ambito dell'erogazione del pubblico servizio, con particolare riferimento alle condizioni per l'accesso e l'utilizzo delle reti. Tali disposizioni non riguardano i sistemi di accumulo realizzati da gestori di rete nell'ambito dei progetti pilota per i quali l'Autorità ha definito i criteri di selezione, ma unicamente i sistemi di accumulo installati da soggetti diversi dai gestori di rete singolarmente, oppure presso un centro di consumo o un impianto di produzione di energia elettrica.

L'Autorità, in particolare, in consultazione ha indicato che:

- i sistemi di accumulo siano trattati, dal punto di vista regolatorio, come veri e propri impianti di produzione di energia elettrica (o nuovi gruppi nell'ambito di impianti già esistenti);
- la richiesta di connessione per i sistemi di accumulo debba essere presentata ai sensi del *Testo integrato delle connessioni attive* (TICA, Allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08) e che, transitoriamente, trovino applicazione le condizioni economiche e procedurali previste per la cogenerazione ad alto rendimento;
- nel solo caso in cui i prelievi di energia elettrica siano destinati ad alimentare esclusivamente i sistemi di accumulo, non si applichino le tariffe di trasmissione e di distribuzione, nonché gli oneri generali di sistema, analogamente a quanto già vigente per i prelievi degli impianti di pompaggio;
- un'unità di produzione caratterizzata da sistemi di accumulo sia considerata, in generale, un'unità di produzione programmabile e che, transitoriamente e fino al completamento di valutazioni in merito alle modalità di installazione e di utilizzo dei sistemi di accumulo anche ai fini della fornitura di servizi di rete, un'unità di produzione caratterizzata da diversi gruppi di generazione, tra cui almeno un sistema di accumulo, sia considerata un'unità di produzione programmabile o non programmabile in funzione della tipologia degli altri gruppi di generazione che la costituiscono;
- il servizio di misura dell'energia elettrica prelevata e immessa in rete dai sistemi di accumulo sia erogato secondo quanto previsto dal *Testo integrato di misura dell'energia elettrica* (TIME, Allegato B alla delibera ARG/elt 199/11) e che il servizio di misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo sia erogato, per affinità, secondo quanto previsto dall'Allegato A-*bis* alla delibera n. 88/07;
- le apparecchiature di misura dell'energia elettrica assorbita

9 Nel caso degli impianti tradizionali, qualora esistano particolari limiti della macchina, il produttore può adeguare l'intervallo di frequenza a valori più ristretti, specificando, in fase di dichiarazione dell'adeguamento effettuato al gestore di rete, i nuovi ampliati limiti di frequenza entro cui la macchina è in grado di rimanere in servizio a seguito dell'adeguamento, ed evidenziando il periodo di tempo massimo oltre il quale tali limiti ampliati non possono essere mantenuti.

e rilasciata dai sistemi di accumulo e/o dell'energia elettrica immessa nella rete elettrica e prelevata dalla rete elettrica debbano essere installate solo qualora tali misure siano necessarie ai fini dell'accesso ai mercati delle singole unità di produzione di energia elettrica, oppure nei casi in cui i sistemi di accumulo siano installati in presenza di un impianto di produzione di energia elettrica che beneficia di strumenti incentivanti o di regimi commerciali speciali;

- in presenza di impianti incentivati, oppure che accedono a regimi commerciali speciali (ritiro dedicato) o di cogenerazione ad alto rendimento, il GSE sviluppi, ove necessario, appositi algoritmi finalizzati ad applicare tali incentivi o regimi speciali solo all'energia elettrica prodotta da impianti ammessi a beneficiarne e non anche all'energia elettrica prelevata, convertita in diverse forme energetiche accumulabili e successivamente reimmessa in rete.

Testo unico produzione

Nell'anno 2013, l'Autorità ha nuovamente aggiornato il *Testo unico produzione*, raccogliendo in un unico documento la regolazione di interesse per la produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento e integrando le principali disposizioni adottate in materia dall'Autorità. Con la predisposizione di questo documento si è voluto fornire uno strumento completo a quanti operano nel settore, rendendo disponibile una guida aggiornata dell'attuale quadro regolatorio e normativo; il documento ha finalità puramente ricognitive e il suo obiettivo principale è quello di soddisfare le esigenze di carattere conoscitivo ed esplicativo, più volte rappresentate dai numerosi soggetti interessati all'attività di produzione di energia elettrica.

I principali aggiornamenti introdotti nell'edizione dell'anno 2013 del *Testo unico produzione* si riferiscono:

- alle novità introdotte nell'anno 2012 al TICA (Allegato A alla delibera ARG/elt 99/08) per la definizione di nuovi strumenti per superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche;
- alle nuove modalità di valorizzazione economica, introdotte nel 2012 (delibera 5 luglio 2012, 281/2012/R/efr, attualmente oggetto di impugnativa) e implementate a decorrere dall'anno 2013, degli sbilanciamenti effettivi delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
- ai requisiti tecnici che gli impianti di generazione distribuita devono rispettare per essere connessi con le reti di bassa e media tensione (delibera 84/2012/R/eel);
- alle revisioni, previste dalla delibera 570/2012/R/efr a decorrere dall'anno 2013, delle modalità di erogazione dello scambio sul posto.

Nuova proposta al Ministro dello sviluppo economico per la definizione delle modalità per l'aggiornamento dei valori di acconto e di conguaglio del Costo evitato di combustibile per impianti CIP6

Con la delibera 7 novembre 2013, 503/2013/I/eel, l'Autorità ha presentato al Ministro dello sviluppo economico una nuova proposta per implementare quanto previsto dal decreto legge 21 giugno 2013, n. 69 (nella versione risultante dopo la conversione nella legge 9 agosto 2013, n. 98), tenendo conto al contempo dell'effettiva struttura dei costi nel mercato del gas naturale dopo le più recenti evoluzioni. Questa nuova proposta è stata implementata con decreto ministeriale del 31 gennaio 2014.

In particolare, i valori trimestrali del Costo evitato di combustibile (CEC) da riconoscere in acconto, espressi in c€/kWh con due cifre decimali, sono pari al prodotto tra:

- il prezzo medio del combustibile convenzionale trimestrale, espresso in c€/m^3 con due cifre decimali;
- i valori del consumo specifico, espresso in m^3/kWh, non oggetto di modifica rispetto a quanto già indicato nelle precedenti proposte e implementato con il decreto ministeriale 20 novembre 2012.

Il prezzo medio del combustibile convenzionale ai fini della determinazione del CEC viene posto pari, ogni trimestre, alla somma delle seguenti componenti, ciascuna espressa in c€/m^3 con due cifre decimali:

- la componente convenzionale relativa al valore della materia prima gas naturale (CEC_t^{gas}), calcolata in modo differente nel caso di impianti di termovalorizzazione dei rifiuti e di impianti alimentati da rifiuti situati in zone di emergenza relativa al ciclo dei rifiuti, ovvero nel caso degli altri impianti, come previsto dal decreto legge n. 69/13;

- la componente relativa al trasporto (CEC_t^{trasp});
- la componente relativa al margine di commercializzazione all'ingrosso (CEC_t^{com}), mantenendo quindi la struttura già adottata negli anni scorsi per il CEC.

Ai fini della determinazione delle predette componenti, è stato implementato quanto previsto dal decreto legge n. 69/13, tenendo conto al contempo dell'effettiva struttura dei costi nel mercato del gas naturale.

Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

Nel 2013 l'Autorità ha continuato a svolgere le funzioni del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE), affidatele in via transitoria con decreto del Ministro dello sviluppo economico del 21 giugno 2007. In particolare, in tale ambito l'Autorità:

- ha predisposto lo schema del Piano operativo annuale 2013 della Ricerca di sistema elettrico;
- ha inviato al Ministero dello sviluppo economico uno schema di bando di gara per la selezione dei progetti di ricerca di interesse dell'utente elettrico e di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica, predisposto dalla Segreteria operativa presso la CCSE sulla base dei criteri approvati dall'Autorità;
- ha elaborato nuove modalità di rendicontazione e nuovi criteri per la determinazione delle spese ammissibili per le attività di ricerca svolte nell'ambito degli accordi di programma stipulati dal Ministero dello sviluppo economico nell'ambito della Ricerca di sistema elettrico;
- ha organizzato le attività di valutazione e verifica dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma in essere tra Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR, nonché sui progetti ammessi a finanziamento dallo stesso ministero a seguito di procedura concorsuale;
- ha approvato gli esiti delle verifiche sullo stato di avanzamento e sul conseguimento dei risultati finali per tutti i progetti di ricerca finanziati a valere sul Fondo per la Ricerca di sistema elettrico e ha disposto il pagamento delle quote riconosciute a seguito delle attività di verifica in itinere o finali.

Il quadro normativo e le modalità organizzative della Ricerca di sistema elettrico sono gli stessi già ampiamente illustrati nella *Relazione Annuale* dell'Autorità degli anni precedenti.

Il gettito della componente tariffaria A_5 (che alimenta l'apposito fondo istituito presso la CCSE) per effetto di quanto disposto con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/com 201/11, nel corso del 2013 è stato di circa 43 milioni di euro, come mostrato nella figura 2.1, dove vengono riportati l'andamento del gettito e le erogazioni approvate a partire dal 2000.

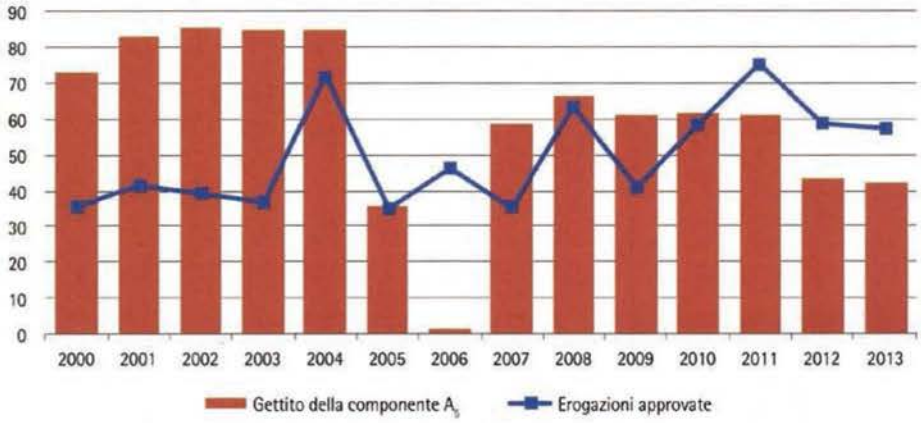
Piano operativo annuale 2013 della Ricerca di sistema elettrico

Con la delibera 1 agosto 2013, 351/2013/rds, l'Autorità ha inviato al Ministro dello sviluppo economico una proposta di Piano operativo annuale della Ricerca di sistema elettrico per l'annualità 2013. Il Piano, approvato in forma modificata con decreto del medesimo ministro, è stato pubblicato nei primi mesi del 2014.

Fig. 2.1

Gettito della componente A_5 ed erogazioni approvate

Milioni di euro



Fonte: CCSE.

Il Piano approvato dal Ministro dello sviluppo economico è dotato di risorse per 108,6 milioni di euro.

Al finanziamento dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli Accordi di programma con CNR, RSE ed ENEA sono destinati 58,6 milioni di euro, mentre 50 milioni di euro sono destinati al finanziamento di progetti selezionati attraverso procedura concorsuale, 16 milioni per il finanziamento di progetti di ricerca fondamentale a totale beneficio degli utenti elettrici, 34 milioni per il finanziamento di progetti di ricerca industriale e sviluppo sperimentale a beneficio degli utenti elettrici e contestuale interesse di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica. La ripartizione delle risorse finanziarie del Piano operativo annuale 2013 è mostrata nella tavola 2.3.

Nuovo bando di gara per la selezione di progetti di Ricerca di sistema elettrico

Con la delibera 25 aprile 2013, 175/2013/rds, l'Autorità ha approvato i criteri per la predisposizione dello schema di bando di gara per la selezione dei progetti di ricerca di cui all'art. 10, comma 2, lettera b), del decreto 26 gennaio 2000, previsti dal Piano triennale 2012-2014 della Ricerca di sistema elettrico nazionale.

Sulla base dei criteri approvati, la Segreteria operativa ha predisposto lo schema di bando di gara, che l'Autorità, con la delibera 24 ottobre 2013, 468/2013/rds, ha trasmesso al Ministero dello sviluppo economico, in forma modificata, ai fini della sua approvazione.

Nuove modalità di rendicontazione e criteri per la determinazione delle spese ammissibili nell'ambito degli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico e CNR, RSE ed ENEA

Con la delibera 24 gennaio 2013, 19/2013/rds, l'Autorità ha proposto al Ministero dello sviluppo economico l'adozione di nuove modalità di rendicontazione e nuovi criteri per la determinazione delle spese ammissibili per le attività di ricerca svolte nell'ambito degli accordi di programma tra lo stesso ministero e CNR, RSE ed ENEA. Il documento è stato predisposto al fine di fornire, ai soggetti attuatori degli accordi di programma e beneficiari dei contributi, regole chiaramente definite per il rispetto dei criteri di ammissibilità della spesa e, quindi, per il corretto svolgimento delle attività di gestione amministrativo-contabile e di rendicontazione delle spese, nel rispetto della sana gestione finanziaria e della normativa nazionale e comunitaria di riferimento. Il Ministero dello sviluppo economico ha accolto la proposta dell'Autorità e ha adottato il documento nell'ambito degli accordi di programma stipulati per il triennio 2012-2014.

Attività di valutazione e verifica dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico e CNR, RSE ed ENEA e ammessi al finanziamento ai sensi del bando 12 dicembre 2008

Gli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico e CNR, RSE ed ENEA, derivanti dall'approvazione del Piano triennale della Ricerca di sistema elettrico 2012-2014, sono stati

TAV. 2.3

Ripartizione delle risorse finanziarie del Piano operativo annuale 2013 della Ricerca di sistema elettrico nazionale[A]

Milioni di euro

AREA PRIORITARIA DI INTERVENTO/TEMA DI RICERCA	AdP (A)[B]	BANDI DI GARA (A)[B]	BANDI DI GARA (B)[B]	TOTALE
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	20,2	8	10	38,2
Evoluzione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	4,2			4,2
Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica	5,6		2	7,6
Generazione distribuita, reti attive e sistemi di accumulo				
Generazione distribuita e reti attive	8,4		8	49
Materiali e tecnologie per l'accumulo di energia per il sistema elettrico	2			
Materiali di frontiera per l'accumulo elettrico				
Utilizzo del grafene per l'accumulo elettrico		5		5
Altri materiali di frontiera per l'accumulo elettrico		3		3
Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente	24,5	8	11	43,5
Studi e sperimentazioni sui potenziali sviluppi delle energie rinnovabili				
Energia elettrica da biomasse	3,8		5	8,8
Energia elettrica da fonte eolica	0,7			0,7
Energia elettrica da fonte solare	3		5	8
Materiali di frontiera per l'accumulo elettrico				
Utilizzo del grafene per la conversione fotovoltaica		5		5
Altri materiali di frontiera per la conversione fotovoltaica		3		3
Energia elettrica dal mare	0,7			0,7
Energia elettrica da fonti geotermiche	0,8			0,8
Cattura e sequestro della CO_2 prodotta dall'utilizzo di combustibili fossili	3,5			3,5
Energia nucleare				
Fissione	3			3
Componenti innovativi per reattori di quarta generazione			1	1
Fusione	9			9
Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica	13,9		13	26,9
Risparmio di energia elettrica nei settori civile, industria e servizi	7,6		11	18,6
Sviluppo di modelli per la realizzazione di interventi di efficienza energetica sul patrimonio immobiliare pubblico	3,5			3,5
Utilizzo dell'energia elettrica e solare per condizionamento estivo	1,6		2	3,6
Mobilità elettrica	1,2			1,2
TOTALE	58,6	16	34	108,6

(A) Nelle forme approvate con decreto del Ministro dello sviluppo economico.
(B) Tipologia a): attività di ricerca a totale beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale.
Tipologia b): attività di ricerca a beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale e contestualmente di interesse specifico di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica.

Fonte: MSE.

approvati con i decreti ministeriali registrati presso la Corte dei Conti, rispettivamente in data 3 giugno 2013, 16 aprile 2013 e 8 maggio 2013. L'Autorità, avvalendosi della Segreteria operativa e degli esperti appartenenti all'elenco aggiornato con la delibera 19 luglio 2012, 303/2012/rds, ha organizzato le attività di valutazione riguardanti i Piani di realizzazione e i progetti di ricerca.

Nel corso del 2013, le attività di valutazione hanno riguardato il Piano annuale di realizzazione 2012 di RSE, sia per quanto concerne l'ammissione al finanziamento, sia per la verifica finale dei risultati conseguiti e della congruità e pertinenza delle spese sostenute. Per le attività di valutazione *ex ante* l'Autorità si è avvalsa degli esperti individuati con la delibera 22 maggio 2013, 220/2013/rds, mentre per le attività di verifica finale gli esperti sono stati individuati con la delibera 19 settembre 2013, 390/2013/rds. In esito alle attività di verifica dei risultati conseguiti e della congruità, della pertinenza e dell'ammissibilità delle spese sostenute, l'Autorità, con la delibera 21 novembre 2013, 526/2013/rds, ha approvato il consuntivo delle attività e ha disposto l'erogazione delle relative quote di

contribuzione. Nel settembre 2013, ENEA ha portato a termine il Piano annuale di realizzazione 2012. L'Autorità ha individuato gli esperti per le attività di valutazione *ex ante* con la delibera 220/2013/rds, mentre per le attività di verifica finale gli esperti sono stati individuati con la delibera 10 ottobre 2013, 443/2013/rds. Con la delibera 12 dicembre 2013, 576/2013/rds, l'Autorità ha poi approvato le verifiche sui risultati conseguiti e sulla congruità, sulla pertinenza e sull'ammissibilità delle spese sostenute, nonché disposto l'erogazione delle relative quote di contribuzione.

Per quanto concerne il CNR, le attività di valutazione per l'ammissione al finanziamento del Piano di realizzazione 2011-2012 sono state avviate con l'individuazione degli esperti, avvenuta con la delibera dell'Autorità 220/2013/rds, e si sono concluse nel febbraio 2014.

Nel corso del 2013, sono proseguite le attività di verifica relative ai progetti ammessi al finanziamento ai sensi del bando 12 dicembre 2008. In particolare, sono state portate a termine le attività di verifica dei risultati intermedi ottenuti e delle spese sostenute nell'ambito dei progetti SIRRCE e ATLANTIDE e le attività di verifica finale relative al progetto SDMxDSM.

Per effetto delle citate delibere dell'Autorità, nel corso dell'anno 2013 sono stati erogati contributi per circa 57,3 milioni di euro, di cui 31,1 a RSE, 25,6 a ENEA, nell'ambito degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico, e 0,6 agli assegnatari dei progetti SIRRCE, ATLANTIDE e SDMxDSM.

Progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico e CNR, RSE ed ENEA

Nell'ambito degli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico e CNR, RSE ed ENEA, nel corso del 2013 sono stati conclusi o sono stati sviluppati 25 progetti (Tav. 2.4): 11 a opera di RSE, cinque del CNR, 11 di ENEA (due progetti sono stati svolti, in modo indipendente ma coordinato, da ENEA e RSE). I risultati tecnico-scientifici ottenuti nell'ambito di questi progetti sono di pubblico dominio e liberamente consultabili in apposite sezioni dei siti internet di RSE, ENEA, CNR e della Ricerca di sistema (www.ricercadisistema.it).

TAV. 2.4

Progetti realizzati o in corso di realizzazione nel 2013 e organismi di ricerca/società responsabili dei progetti

TEMA DI RICERCA	SOGGETTO ATTUATORE
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	
Evoluzione della domanda e dell'offerta di energia elettrica e scenari futuri	RSE
Sviluppo del sistema e della rete elettrica nazionale	RSE
Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica	RSE
Generazione distribuita, reti attive e sistemi di accumulo	RSE
Sistemi avanzati di accumulo di energia	ENEA
Sistemi elettrochimici per la generazione e l'accumulo di energia	CNR
Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente	
Energia elettrica da biomasse	RSE
Sviluppo di sistemi per la produzione di energia elettrica da biomasse e l'*upgrading* dei biocombustibili	ENEA
Energia elettrica da fonte eolica e dal mare	RSE
Studi e valutazioni sulla produzione di energia elettrica dalle correnti marine e dal moto ondoso	ENEA
Energia elettrica da fonte solare	ENEA/RSE
Energia elettrica da fonti geotermiche	RSE
Cattura e sequestro della CO_2 prodotta dall'utilizzo dei combustibili fossili	ENEA
Sviluppo di competenze scientifiche nel campo della sicurezza nucleare e collaborazione ai programmi internazionali per il nucleare di quarta generazione	ENEA
Attività di fisica della fusione complementari a ITER	ENEA
Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica	
Risparmio di energia elettrica nei settori civile, industria e servizi	ENEA/RSE
Sviluppo di modelli per la realizzazione di interventi di efficienza energetica sul patrimonio immobiliare pubblico	ENEA
Climatizzazione solare ad adsorbimento	CNR
Utilizzo del calore solare e ambientale per la climatizzazione	ENEA
Utilizzo dell'energia elettrica e solare per il condizionamento estivo	RSE
Uso pulito dei combustibili fossili ai fini del risparmio energetico	CNR
Risparmio di energia elettrica attraverso l'uso efficiente di fonti energetiche diversificate e lo sviluppo di tecnologie innovative	CNR
Materiali e tecnologie abilitanti per la Ricerca di sistema elettrico	CNR
Prodotti e processi per il miglioramento dell'efficienza energetica nell'elettromobilità	ENEA
Mobilità elettrica	RSE

3.
Regolamentazione nel settore del gas

Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling

Per questa parte si rinvia a quanto esposto nel Capitolo 2 di questo volume, in quanto la disciplina dell'*unbundling* funzionale e contabile illustrata in quella sede riguarda anche il settore del gas naturale.

Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale

Nel corso del 2013, come previsto dalla normativa, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha provveduto alla certificazione dei gestori di trasporto del gas.

Con la delibera 14 novembre 2013, 515/2013/R/gas, a seguito del parere emesso dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 715/2009, l'Autorità ha adottato la decisione finale di certificazione per la società Snam Rete Gas in qualità di gestore del sistema di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria. La procedura di certificazione del gestore è stata finalizzata alla verifica del rispetto degli adempimenti da parte dell'impresa, previsti dal modello di *ownership unbundling*, ai sensi dell'art. 9, paragrafo 1, della direttiva 2009/73/CE, e dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, di relativo recepimento, tra i quali:

- l'indipendenza degli azionisti del gestore dagli interessi nell'attività di produzione o fornitura di elettricità o gas;
- lo svolgimento di tutti i compiti previsti, nella gestione della rete, dalla citata direttiva;
- la proprietà delle rete di trasporto del gas;
- l'indipendenza dei componenti degli organi amministrativi dell'impresa;
- la capacità e l'autonomia decisionale in relazione alla predisposizione dei Piani decennali di sviluppo della rete;
- la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili trattate, ovvero della messa a disposizione non discriminatoria delle informazioni non riservate;
- i vincoli di riservatezza, ivi comprese le clausole contrattuali, previsti per il personale e per i collaboratori dell'impresa.

Con la delibera 14 febbraio 2013, 55/2013/R/gas, l'Autorità, a seguito del parere emesso dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 715/2009, ha adottato la decisione finale di certificazione per la Società Gasdotti Italia in qualità di gestore di sistema di trasporto del gas in separazione proprietaria; la procedura di certificazione, anche in questo caso, è stata finalizzata alla verifica del rispetto di tutti gli adempimenti da parte dell'impresa, previsti dal modello di *ownership unbundling*.

Con la delibera 26 settembre 2013, 404/2013/R/gas, infine, l'Autorità, a seguito del parere emesso dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 715/2009, ha adottato la decisione finale di certificazione per la società Infrastrutture Trasporto Gas in qualità di gestore del trasporto indipendente del gas naturale. La procedura di certificazio-

ne è stata finalizzata alla verifica del rispetto degli adempimenti da parte dell'impresa, previsti dal modello di gestore di trasporto indipendente (*Independent Transmission Operator*), nell'ambito di un'impresa verticalmente integrata (Gruppo Edison), ai sensi del Capo IV della direttiva 2009/73/CE e del decreto legislativo n. 93/11, di relativo recepimento.
Dette disposizioni prevedono, tra l'altro, che il gestore adotti misure tali da assicurare:

- lo svolgimento di tutti i compiti previsti nella gestione della rete dalla citata direttiva;
- la disponibilità di tutte le risorse funzionali alla gestione e allo sviluppo della rete; in tal senso assume particolare rilievo il divieto di stipulare contratti di servizio con l'impresa verticalmente integrata e con le altre società da questa controllate;
- l'indipendenza delle regole di *governance* e di organizzazione aziendale dall'impresa verticalmente integrata e dalle società da questa controllate;
- l'indipendenza della politica di comunicazione e del marchio del gestore dall'impresa verticalmente integrata e dalle società da questa controllate;
- il rispetto di precisi requisiti di indipendenza da parte degli amministratori, dei responsabili della gestione e del personale del gestore;
- la capacità di predisporre un programma di adempimenti che contenga le misure adottate dal gestore per garantire una gestione non discriminatoria della rete, nonché il Piano pluriennale di sviluppo della rete.

Regolamentazione delle reti

Regolamentazione tecnica: servizi di bilanciamento

Bilanciamento di merito economico del gas naturale

Con la delibera 10 ottobre 2013, 446/2013/R/gas, si è completata l'evoluzione del Mercato del bilanciamento. Dall'assetto semplificato, introdotto con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, che prevedeva come unica risorsa utile alla chiusura delle posizioni degli operatori lo stoccaggio gestito da Stogit, con la delibera 446/2013/R/gas si è definita una disciplina in cui ulteriori risorse, in particolare le altre di stoccaggio, le importazioni e la rigassificazione, potessero contribuire al bilanciamento della rete.
La citata delibera definisce, inoltre, nuove modalità di determinazione del prezzo di sbilanciamento, applicato agli utenti a partire dalla data di attivazione della nuova sessione di bilanciamento, che si svolge il giorno precedente a quello di flusso (sessione di mercato *locational*). La determinazione del prezzo di sbilanciamento e la struttura scelta per il mercato *locational* tengono conto, da un lato, dei principi contenuti nel *Network Code Balancing* europeo, dall'altro, della situazione reale dei mercati e della concorrenza, nonché della necessaria gradualità nell'introduzione delle nuove misure. La delibera definisce un medesimo prezzo di sbilanciamento nel caso di utenti in posizione "lunga" o "corta" al termine del giorno gas, cui si deve aggiungere una specifica componente di aggiustamento (c.d. *Small Adjustment*), finalizzata a incentivare gli utenti a bilanciare le proprie posizioni in anticipo rispetto al giorno gas; nel caso in cui gli utenti anticipino al sistema in modo corretto l'informazione sul proprio sbilanciamento, tale ulteriore componente di aggiustamento è applicata in misura

ridotta (c.d. "*Small Adjustment* ridotto").

Il prezzo di sbilanciamento rimane invece fissato amministrativamente qualora siano attivate le procedure per la sicurezza di competenza del Ministero dello sviluppo economico, ma solo nel caso in cui queste misure siano state effettivamente tali da prevenire una situazione di crisi della rete.

La delibera definisce, inoltre, sia i criteri con cui il responsabile del bilanciamento presenta le proprie offerte nella sessione di mercato *locational*, sia i meccanismi di neutralità del responsabile del bilanciamento in relazione all'attività di bilanciamento, in attuazione del principio secondo cui non deve perdere o guadagnare dall'attività di bilanciamento. Il saldo netto delle attività di compravendita è compensato attraverso l'apposito fondo (già esistente) per la copertura degli oneri connessi con il sistema di bilanciamento del sistema del gas. Ciò non esclude la possibilità di "sovrapporre" al principio di neutralità un meccanismo di incentivazione al miglioramento delle performance, che sarà definito con successivo provvedimento, su proposta del responsabile del bilanciamento, come previsto dal *Network Code Balancing*.

La partecipazione alla sessione di mercato *locational* è stata inizialmente limitata ai quantitativi di gas corrispondenti alle variazioni delle immissioni in rete presso i punti della rete interconnessi dall'estero; tuttavia, già con la delibera 446/2013/R/gas e con successivi interventi, l'Autorità ha previsto l'introduzione di ulteriori risorse di flessibilità che possono concorrere a soddisfare le richieste del responsabile del bilanciamento. In particolare, tali risorse sono:

- la flessibilità consentita dalla gestione dell'invaso della rete, valorizzata al prezzo del gas nel giorno successivo a quello di utilizzo (delibera 446/2013/R/gas);
- la flessibilità consentita dalla messa a disposizione delle capacità di stoccaggio conferite alle imprese di trasporto, che queste non prevedono di utilizzare (delibera 446/2013/R/gas);
- la flessibilità consentita dalla modifica dei volumi movimentati presso gli stoccaggi della società Edison Stoccaggi, le cui risorse non sono attualmente disponibili presso la piattaforma per il bilanciamento e gli impianti di rigassificazione (delibera 7 novembre 2013, 502/2013/R/gas);
- la flessibilità consentita dall'utilizzo della capacità di stoccaggio del sistema Stogit in eccesso ai limiti contrattuali subordinatamente al successivo reintegro dei quantitativi utilizzati in eccesso nei giorni successivi, con riferimento al prezzo di acquisto del gas da reintegrare nei giorni successivi per la relativa valorizzazione (delibera 28 novembre 2013, 552/2013/R/gas).

In tema di bilanciamento di merito economico del gas naturale, si segnalano, inoltre, i seguenti interventi:

- con la delibera 24 gennaio 2013, 15/2013/R/gas, l'Autorità è intervenuta con disposizioni relative alla gestione delle garanzie richieste a copertura dell'esposizione nel bilanciamento, nella forma del *rating* creditizio e di pegno sul gas in stoccaggio;
- con la delibera 5 aprile 2013, 144/2013/R/gas, l'Autorità ha chiuso l'istruttoria avviata con la delibera 28 giugno 2012, 282/2012/R/gas, relativa alle modalità di erogazione del servizio di bilanciamento con riferimento al periodo 1 dicembre 2011 - 23 ottobre 2012. La predetta istruttoria, come più diffusamente esposto nella *Relazione Annuale* 2012, era stata avviata al fine di chiarire le circostanze relative al mancato pagamento, da parte di alcuni utenti debitori, di rilevanti importi fatturati relativamente alle partite economiche per il bilanciamento insorte nel predetto periodo, nonché in relazione a ulteriori profili legati all'esistenza di usi impropri del sistema Punto di scambio virtuale (PSV), consistenti in registrazioni di transazioni per quantitativi rilevanti senza alcuna forma di copertura;
- con la delibera 5 aprile 2013, 145/2013/R/gas, sulla base degli esiti dell'istruttoria sopra richiamata che ha evidenziato alcune situazioni, meritevoli di approfondimento, in cui l'intervento di Snam Rete Gas risulterebbe non pienamente tempestivo, l'Autorità ha avviato un procedimento volto a determinare la quota parte degli oneri derivanti dai crediti non riscossi, da riconoscere al responsabile del bilanciamento gas, per il periodo 1 dicembre 2011 - 23 ottobre 2012;
- con la delibera 13 giugno 2013, 258/2013/R/gas, l'Autorità ha adottato disposizioni per la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) ai fini del recupero di alcune somme, relative a crediti per il bilanciamento non riscossi da un utente, precedentemente versate a Snam Rete Gas, il riconoscimento delle quali è oggetto del procedimento di cui alla delibera 145/2013/R/gas.

Servizio di default trasporto

Con la delibera 7 agosto 2013, 361/2013/R/gas, l'Autorità ha integrato la disciplina del servizio di *default* nell'ambito del servizio di trasporto. Tale disciplina è volta a garantire il bilanciamento della rete di trasporto nel caso in cui un punto di riconsegna si trovi senza il relativo utente, come può accadere in caso di risoluzione del contratto di trasporto a un utente per inadempienza contrattuale, quale il mancato reintegro delle garanzie prestate a copertura dell'esposizione sul bilanciamento. In linea con gli orientamenti espressi nel documento per la consultazione 13 dicembre 2012, 541/2012/R/gas, il provvedimento ha previsto che, in questi casi, la risoluzione del contratto di trasporto (e il conseguente subentro del soggetto che eroga il servizio di *default*) produca effetto dal momento in cui sia riscontrata la mancata capienza delle garanzie prestate, anche se comunicata dopo la scadenza del termine concesso all'utente per il reintegro delle medesime garanzie (fissato nel Codice di rete in sette giorni dal riscontro della mancata capienza). Tale intervento consente, pertanto, di ridurre l'esposizione del responsabile del bilanciamento nei confronti degli utenti e di conseguenza i rischi connessi con i crediti relativi alle partite economiche per il bilanciamento.

Interventi volti a garantire una corretta determinazione delle partite fisiche ed economiche di gas – Settlement

Con la delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato il *Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale* (TISG) o *settlement*, risolvendo molte delle criticità presenti sia nell'allocazione dei prelievi presso i punti di riconsegna della rete di trasporto, sia nella definizione delle filiere commerciali.
Le disposizioni, che sono entrate in vigore dall'1 gennaio 2013, prevedono un'architettura basata su due classi di sessioni:

- una, di bilanciamento, che viene svolta mensilmente con riferimento al mese precedente;
- più sessioni di aggiustamento, che permettono di regolare le partite economiche derivanti dalle differenze tra i dati di prelievo determinati nella sessione di bilanciamento/aggiustamento precedente e quelli determinati sulla base di misure effettive o rettifiche di errori di misura, pervenuti successivamente.

Sono anche stati razionalizzati gli obblighi informativi a carico dei soggetti interessati ed è stato rivisto il sistema di mappatura dei rapporti commerciali, pure in relazione a sviluppi futuri della regolazione, volti a definire un legame diretto tra utente del bilanciamento e singolo punto di riconsegna.
Inoltre, è stato rivisto il meccanismo del *load profiling* con lo scopo di semplificare i profili di prelievo standard, anche isolandone la componente termica e garantendone la dinamicità tramite l'introduzione di un fattore di modulazione climatica. Con la delibera 19 settembre 2013, 394/2013/R/gas, l'Autorità ha aggiornato i valori percentuali relativi all'utilizzo del gas, necessari alla determinazione dei profili di prelievo standard in vigore per l'anno termico 2013-2014.
Nel corso del 2013 è stato anche affrontato il tema del recepimento della disciplina del TISG nell'ambito del Codice di rete dell'impresa maggiore di trasporto, Snam Rete Gas, responsabile pure del bilanciamento. Con la delibera 4 luglio 2013, 292/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato, per quanto di competenza, solo una parte delle proposte di aggiornamento trasmesse dal responsabile del bilanciamento nella prima metà di maggio, individuando regole più adeguate di quelle presentate per la gestione dei casi di mancato rispetto degli obblighi di comunicazione vigenti e introducendo, nel contempo, alcune modifiche al TISG, funzionali al buon funzionamento delle stesse. Sempre con la delibera 292/2013/R/gas, è stata data indicazione al responsabile del bilanciamento di seguire modalità trasparenti di allocazione dei prelievi attribuibili a un utente della distribuzione privo di fornitore con contratto attivo su rete di trasporto (utente del bilanciamento), in modo da evitare che detti prelievi venissero ripartiti tra gli altri utenti del bilanciamento presenti sullo stesso punto di riconsegna della rete di trasporto. Con la delibera 12 settembre 2013, 382/2013/R/gas, è stato sancito che la stessa fattispecie rientra tra le casistiche regolate con la delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, che disciplina il servizio di *default* trasporto; pertanto, in tali casi i prelievi vengono attribuiti al responsabile del bilanciamento o, se presente, al fornitore transitorio selezionato per l'erogazione del servizio che, nel caso, è svolto nei confronti dell'utente della distribuzione privo di utente del bilanciamento; detto servizio decorre, senza soluzione di continuità, dall'inizio del mese per il quale è stata rilevata l'assenza di relazioni commerciali valide per l'utente della distribuzione, e termina con la fine del medesimo mese[1].

1 Ciò in ragione del fatto che a partire dal mese successivo l'utente della distribuzione non è più titolato a operare nei punti di riconsegna della rete di trasporto per i quali mancavano corrette relazioni commerciali con un utente del bilanciamento.

La delibera 12 settembre 2013, 382/2013/R/gas, che è entrata in vigore l'1 ottobre 2013, ha assicurato l'estensione del servizio anche alle reti gestite dalle imprese di trasporto regionale.

Con la delibera 21 novembre 2013, 534/2013/R/gas, l'Autorità ha disciplinato le modalità e le tempistiche di rideterminazione delle sessioni di bilanciamento effettuate nel 2013, al fine di:

- garantire l'identificazione dei casi di attivazione del servizio di *default* distribuzione, nonché una corretta allocazione dei prelievi effettuati dai clienti finali serviti in tale regime, anche per il periodo febbraio-maggio 2013;
- assicurare l'applicazione per tutto l'anno 2013 di quanto stabilito con la delibera 292/2013/R/gas;
- definire la regolazione economica delle partite fisiche generate dai prelievi di clienti finali non bilanciate da corrispondenti immissioni per il periodo gennaio-settembre 2013, riconducibili a utenti della distribuzione privi di utente del bilanciamento, sopra richiamate.

Su quest'ultimo punto, la delibera 534/2013/R/gas ha stabilito che il responsabile del bilanciamento determini gli importi dovuti dall'utente della distribuzione privo di utente del bilanciamento secondo quanto prescritto dalla delibera 249/2012/R/gas, applicando al livello della componente COMM il prezzo più alto offerto in sede di procedure concorsuali ai fini dell'aggiudicazione del servizio per l'anno termico 2012-2013, e comunichi per iscritto all'utente della distribuzione, e per conoscenza alla CCSE, gli importi di competenza entro il giorno 15 del mese successivo a quello di effettuazione della sessione di bilanciamento. L'utente della distribuzione interessato è poi tenuto a versare alla CCSE gli importi indicati entro 30 giorni dal ricevimento della comunicazione. La delibera ha anche previsto, stante la disciplina in vigore ai sensi della delibera 382/2013/R/gas, la possibilità per i fornitori transitori, selezionati per l'erogazione del servizio di *default* trasporto con riferimento all'anno termico 2012-2013, di effettuare il servizio per il periodo gennaio-settembre 2013 o per parti di esso, alle condizioni anzidette.

Con riferimento all'obiettivo perseguito di riforma dei criteri funzionali all'attribuzione univoca dei prelievi di ciascun punto di riconsegna gas agli utenti del bilanciamento, con il documento per la consultazione 18 luglio 2013, 317/2013/R/gas, l'Autorità ha esposto i propri orientamenti finali in tema sia di modifica dei criteri di conferimento della capacità ai punti di riconsegna della rete di trasporto, sia di predisposizione dei bilanci provvisori. Per quanto concerne il primo aspetto, sono state declinate tre opzioni volte a realizzare l'assegnazione all'utente del bilanciamento di una capacità definita sulla base di alcuni parametri fondamentali, quali il consumo annuo e il profilo di prelievo, associati ai punti di riconsegna della rete di distribuzione serviti dall'utente della distribuzione cui è contrattualmente legato, con conseguente semplificazione delle attività a suo carico. La capacità di trasporto non dovrebbe più essere scelta su basi discrezionali dall'utente del bilanciamento, ma venire assegnata dal responsabile del bilanciamento, ottenendo così il beneficio di una maggiore automazione delle procedure di transazione delle capacità, con particolare riferimento ai casi di *switching*, nonché la soppressione delle penali per supero delle capacità nei punti di riconsegna della rete di trasporto.

Per quanto riguarda, invece, il tema del bilancio provvisorio, il documento 317/2013/R/gas ha ripreso e sviluppato l'opzione 1 descritta nel precedente documento per la consultazione 541/2012/R/gas, approfondendo l'aspetto della ripartizione, tra gli utenti del bilanciamento, della differenza tra il prelievo misurato e l'allocato attribuito sulla base dei consumi annui e dei profili di prelievo. Con la delibera 19 dicembre 2013, 619/2013/R/gas, sono state approvate, quindi, nuove disposizioni in tema di bilancio provvisorio, in linea con i principi che governano il processo del *settlement*, pur consentendo alcune semplificazioni funzionali a garantire l'implementazione della soluzione individuata in tempi ragionevoli. In particolare, con riferimento al processo di allocazione ai punti di riconsegna interconnessi con reti di distribuzione, è stato previsto l'utilizzo del prelievo giornaliero attribuibile a ciascun utente della distribuzione, ottenuto dalla profilazione del prelievo annuo per punto, sulla base dei dati comunicati dall'impresa di distribuzione. I prelievi provvisori allocati all'utente della distribuzione, prima di essere attribuiti agli utenti del bilanciamento di pertinenza grazie alle informazioni relative alla filiera commerciale, devono essere corretti per tener conto del quantitativo di gas rilevato nel giorno gas al punto di riconsegna della rete di trasporto.

Le nuove disposizioni, finalizzate anche alla determinazione delle partite economiche determinate e di quelle attese, utili all'attività di monitoraggio dell'esposizione nei confronti degli utenti del trasporto e del bilanciamento, entreranno in vigore l'1 maggio 2014. Nel transitorio, nelle more dello sviluppo dei sistemi funzionali alla loro implementazione, la delibera 619/2013/R/gas stabilisce che il responsabile del bilanciamento determini il bilancio provvisorio e il

termine relativo alle partite economiche attese, secondo modalità semplificate che prevedono la ripartizione, fra gli utenti del bilanciamento, dei prelievi misurati sulla base di parametri mensili, in luogo di parametri giornalieri.

Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e norme in materia di qualità dei servizi

Attuazione della regolazione premi/penalità della sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale in vigore nel periodo 2009-2013

Con la delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, è stata introdotta la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo 2009-2012. La delibera 25 ottobre 2012, 436/2012/R/gas, ne ha successivamente prorogato il periodo di applicazione sino al 31 dicembre 2013.

Il meccanismo di premi e penalità della sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale (recuperi di sicurezza) considera due componenti indipendenti: la prima incentiva la riduzione delle dispersioni di gas localizzate su segnalazione di terzi, con riferimento a un percorso di miglioramento fissato *ex ante* (obiettivi di miglioramento annuo), mentre la seconda premia un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas, rispetto al minimo annuale obbligatorio definito dalla regolazione. Il meccanismo, con riferimento alla componente dispersione, premia *ex post* i comportamenti virtuosi delle imprese distributrici che erogano un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori, rispetto agli obiettivi di miglioramento annui definiti dall'Autorità con appositi provvedimenti.

In attuazione di tale regolazione, con la delibera 30 maggio 2013, 229/2013/R/gas, sono stati determinati, con riferimento all'anno 2011, i premi e le penalità per i recuperi di sicurezza relativi a 101 imprese di distribuzione, ed è stata rinviata a successivo provvedimento la determinazione dei premi e delle penalità per ulteriori sette imprese di distribuzione che hanno chiesto di essere ascoltate in audizione finale avanti il collegio dell'Autorità. Per tali imprese, i premi e le penalità sono stati determinati con la delibera 30 gennaio 2014, 18/2014/R/gas. Per l'anno 2011, complessivamente, sono stati erogati premi per 26,3 M€ e penalità per 2,3 M€.

In conseguenza della proroga, al 31 dicembre 2013, del periodo di applicazione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas, disposta dalla delibera 18 luglio 2013, 315/2013/R/gas, sono stati determinati per l'anno 2013 gli obiettivi di miglioramento per la componente dispersione per 177 imprese di distribuzione, di cui 162 già in regolazione e 15, di minori dimensioni, entrate per la prima volta in regolazione nel 2013. Con il medesimo provvedimento è stata accolta la richiesta di deroga alla partecipazione del sistema incentivante per l'anno 2013 per 44 imprese di distribuzione.

Con la delibera 24 gennaio 2013, 12/2013/R/gas, sono stati rideterminati, a seguito di un aggiornamento dei dati di sicurezza 2009 e 2010 relativi a un impianto interconnesso, gli obiettivi di miglioramento, per gli anni 2011 e 2012, dell'ambito provinciale di Brescia dell'impresa di distribuzione Valle Camonica Servizi.

Con la delibera 12 settembre 2013, 381/2013/R/com, l'Autorità ha intimato all'impresa distributrice Vergas l'adempimento agli obblighi di comunicazione dei dati di qualità del servizio di distribuzione del

gas; gli obblighi di comunicazione previsti dalla regolazione sono strumentali anche alla verifica, da parte dell'Autorità, dell'attuazione della regolazione.

Revisione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019

Con la delibera 19 maggio 2011, ARG/gas 64/11, è stato avviato un procedimento finalizzato alla revisione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019. Tale procedimento prevede lo sviluppo dell'Analisi d'impatto della regolazione (AIR) per gli aspetti di maggiore rilevanza.

In attuazione del suddetto procedimento, a seguito della pubblicazione dei documenti per la consultazione 2 agosto 2012, 341/2012/R/gas, contenente le linee generali di intervento per la nuova regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas, e 29 novembre 2012, 501/2012/R/gas, contenente gli orientamenti iniziali in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale dei servizi di distribuzione del gas, con il documento per la consultazione 11 luglio 2013, 303/2013/R/gas, sono stati sviluppati gli orientamenti finali dell'Autorità, tenuto conto:

- dei contributi pervenuti dai soggetti che hanno risposto ai precedenti documenti per la consultazione;
- degli esiti degli incontri tematici tenuti con le associazioni delle imprese distributrici, degli esercenti il servizio di vendita e dei consumatori;
- degli esiti delle indagini demoscopiche presso i clienti domestici e gli amministratori di condominio per la rilevazione delle aspettative e della conoscenza degli standard di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas.

Parallelamente, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 16 febbraio 2012, 44/2012/R/gas, è stato pubblicato il documento per la consultazione 16 maggio 2013, 202/2013/R/gas, che ha affrontato tre temi:

- la valutazione della performance del servizio di misura nella distribuzione del gas naturale;
- la revisione e il completamento della disciplina riguardante la ricostruzione dei consumi di gas a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura;
- la revisione e la semplificazione della prestazione di qualità commerciale relativa alla verifica del gruppo di misura, riconducendola alle sole richieste dei clienti finali.

Con la delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas, è stata approvata la nuova *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RQDG) – Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019.* I principali elementi di novità introdotti dalla nuova RQDG riguardano, con riferimento alla sicurezza del servizio di distribuzione:

- l'incentivazione degli investimenti sia nella sostituzione/risanamento delle reti in ghisa con giunti di canapa e piombo, sia nell'ammodernamento dei sistemi di odorizzazione installati nei *city gate* attraverso un meccanismo *output based* (e non più *input based* con maggiorazione del *Weighted Average Cost of Capital* - WACC, per un periodo predefinito), con effetto *ex post* sui premi e sulle penalità della regolazione incentivante (maggiorazione e decurtazione dei premi e delle penalità), sulla base della effettiva virtuosità delle imprese di distribuzione nel risanare le condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo e nell'ammodernare i sistemi di odorizzazione;
- l'applicazione della regolazione premi-penalità a livello di impianto di distribuzione, anziché di ambito provinciale di impresa; tale aggiornamento della regolazione è stato considerato meritevole di applicazione dell'AIR, in considerazione dell'elevata dinamicità tecnica e amministrativa con la quale il settore della distribuzione gas è destinato a convivere negli anni a venire, per via delle gare di assegnazione delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas;
- la facoltà di partecipazione alla regolazione premi-penalità per gli impianti con meno di 1.000 clienti finali serviti al 31 dicembre 2013;
- la rimodulazione, nella regolazione premi-penalità, dei fattori incentivanti l'installazione di sistemi di telesorveglianza dello stato di protezione catodica delle reti di acciaio e di sistemi di telecontrollo dei gruppi di riduzione finale;
- le implicazioni, nella regolazione premi-penalità, degli

incidenti da gas di responsabilità dell'impresa di distribuzione, nonché l'innalzamento del valore economico della soglia dei danni alle cose per l'identificazione degli incidenti da gas di responsabilità delle imprese di distribuzione;
- l'introduzione di una nuova formula incentivante per quanto riguarda la componente odorizzazione della regolazione premi-penalità;
- la periodicità di ispezione delle reti in alta, media e bassa pressione;
- la tempistica di messa in protezione catodica efficace delle reti di acciaio;
- la pubblicazione mensile a consuntivo, sul sito internet dell'impresa di distribuzione, del Piano di ispezione programmata degli impianti;
- il monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione, con l'avvio di un tavolo di lavoro, coordinato dal Comitato italiano gas (CIG), mirato alla definizione di norme *ad hoc* e di tempi e modalità di effettuazione di tale monitoraggio;
- un obbligo di comunicazione dei dati della qualità del servizio, per l'impresa di distribuzione uscente nei confronti di quella entrante, in caso di subentro.

Inoltre, con riferimento alla continuità del servizio di distribuzione, gli elementi di novità della nuova RQDG sono:

- una consistente semplificazione della regolazione, anche in considerazione dell'elevata affidabilità delle reti di distribuzione del gas sotto questo profilo;
- l'innalzamento del tempo minimo di preavviso alla clientela nei casi di interruzione programmata da un giorno lavorativo a tre giorni lavorativi;
- l'applicazione degli indicatori internazionali SAIFI e SAIDI (*System Average Interruption Frequency Index* e *System Average Interruption Duration Index*) per le interruzioni con e senza preavviso.

Per quanto riguarda la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura, gli elementi di novità della la nuova RQDG sono:

- l'applicazione, con decorrenza 1 gennaio 2015, del preventivo rapido, già in vigore dal 2013 per il settore elettrico; tale preventivo si basa su corrispettivi uniformi a livello nazionale e può essere notificato ai clienti finali che si rivolgono ai *call center* delle società di vendita, già in sede di prima chiamata; al momento, il preventivo rapido è previsto per le attivazioni e disattivazioni della fornitura per le quali, con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas, sono stati definiti corrispettivi uniformi su scala nazionale;
- l'eliminazione di ogni diversificazione degli standard in funzione della classe del gruppo di misura;
- l'abbassamento del tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori complessi;
- alcuni aspetti procedurali correlati alla prestazione di verifica del gruppo di misura, prestazione ricondotta alle sole richieste dei clienti finali, con trasformazione del relativo standard generale a specifico;
- la trasformazione da generale a specifico dello standard concernente il tempo di sostituzione del gruppo di misura guasto;
- l'introduzione di un nuovo standard specifico sul tempo massimo di ripristino del valore conforme della pressione di fornitura, per i soli interventi riconducibili agli stabilizzatori e ai riduttori di pressione;
- l'innalzamento della percentuale minima di rispetto dello standard generale relativo al tempo di risposta motivata a reclami scritti o a richieste scritte di informazioni;
- l'aggiornamento degli importi relativi agli indennizzi automatici;
- la comunicazione annuale dei dati e delle informazioni, oltre che su base impresa, su base regionale invece che provinciale.

Infine, in relazione alla performance del servizio di misura, una importante novità introdotta dalla nuova RQDG riguarda la pubblicazione comparativa, da parte dell'Autorità, di dati e informazioni, soggette già a obbligo di registrazione, riguardanti la performance del servizio di misura del periodo 2012-2015.

Con la delibera 20 febbraio 2014, 64/2014/R/gas, sono state apportate alcune modifiche alla delibera 574/2013/R/gas, e in particolare alla differenziazione della soglia dei danni alle cose ai fini dell'individuazione di un incidente da gas, confermando sia il previgente valore di 1.000 € per i soli incidenti che si verificano negli impianti dei clienti finali, sia il nuovo valore di 5.000 €, aggiornato con la delibera 574/2013/R/gas, per gli incidenti che si verificano nella rete di distribuzione.

Con la delibera 12 dicembre 2013, 572/2013/R/gas, sono state approvate le nuove disposizioni in materia di ricostruzione dei consumi di gas naturale a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura, che decorrono dall'1 luglio 2014, ed è stata disposta, con medesima decorrenza, l'abrogazione della previgente delibera 27 gennaio 2010, ARG/gas 7/10, superando così le criticità riscontrate. Con la nuova disciplina, la ricostruzione dei consumi di gas naturale si applica a seguito di:

- verifiche del gruppo di misura che conducano all'accertamento di errori nella misura superiori ai valori ammissibili fissati dalla normativa metrologica vigente;
- verifiche del gruppo di misura nell'ambito delle quali si individuano guasti del gruppo di misura che non consentono l'individuazione dell'errore di misura;
- guasti del gruppo di misura, individuati dall'impresa distributrice nello svolgimento delle proprie attività, che non consentono l'individuazione dell'errore di misura.

Per la stima del volume di ricalcolo, il provvedimento individua due metodologie da applicare rispettivamente nei casi in cui, in sede di verifica del gruppo di misura, sia individuabile l'errore di misura e in quelli per i quali il tipo di guasto o rottura del gruppo di misura non consenta di determinare l'errore di misura.

Controllo dell'attuazione della vigente regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas

L'Autorità ha previsto anche nel 2013 programmi mirati di controlli e verifiche ispettive volti ad accertare la corretta attuazione di quanto previsto dalla regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas, soprattutto in materia di sicurezza, a tutela dell'incolumità pubblica di persone e cose da esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito. Tali controlli e verifiche ispettive vengono effettuati con la collaborazione della Guardia di Finanza.

Con la delibera 14 febbraio 2013, 59/2013/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di 50 controlli telefonici ed eventuali verifiche ispettive, nei confronti di imprese distributrici. L'obiettivo di tali controlli è verificare il corretto funzionamento del servizio di pronto intervento a tutela di un interesse fondamentale come quello alla sicurezza di persone e cose. Eventuali violazioni della disciplina del pronto intervento gas possono costituire, per l'impresa distributrice coinvolta, la perdita per l'anno di riferimento del diritto a percepire i premi previsti dalla disciplina dei recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione. A fronte delle suddette verifiche ispettive, sono emersi elementi che hanno costituito presupposto per l'avvio dei procedimenti del 12 dicembre 2013, 570/2013/S/gas, del 19 dicembre 2013, 596/2013/S/gas e 597/2013/S/gas, del 13 febbraio 2014, 50/2014/S/gas, del 20 febbraio 2014, 61/2014/S/gas, volti ad accertare violazioni in materia di pronto intervento gas e a prevedere l'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie nei confronti delle imprese distributrici coinvolte.

Con la delibera 30 maggio 2013, 234/2013/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di sei verifiche ispettive in materia di recuperi di sicurezza per l'anno 2012, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas naturale. L'obiettivo di tali controlli è di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas naturale, del meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza, definito dalla regolazione della qualità.

Con la delibera 25 luglio 2013, 324/2013/E/gas, l'Autorità ha approvato, per il periodo 1 ottobre 2013 – 30 settembre 2014, l'effettuazione di 60 controlli tecnici relativi alla qualità del gas, nei confronti di imprese distributrici, avvalendosi della collaborazione dell'Azienda Speciale Innovhub – Divisione Stazione Sperimentale per i Combustibili. L'obiettivo di tali controlli è accertare il rispetto delle normative tecniche e di legge per quanto concerne il potere calorifico superiore, la pressione di fornitura e il grado di odorizzazione del gas distribuito. In particolare, la corretta odorizzazione del gas è fondamentale per l'individuazione di eventuali dispersioni e quindi per evitare conseguenze ben più gravi come esplosioni, scoppi, incendi. Inoltre, l'eventuale accertamento del mancato rispetto della legislazione e della normativa vigente in materia di odorizzazione del gas distribuito determina, per l'impresa distributrice interessata, conseguenze di natura penale ai sensi della legge 6 dicembre 1971, n. 1083, e di natura economica per quanto riguarda il meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza, i cui premi possono essere annullati.

Qualità del servizio di trasporto del gas naturale

Con il 31 dicembre 2013 si è concluso il periodo di vigenza della regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo 2010-2013, approvata dall'Autorità con la delibera 1 ottobre 2009, ARG/gas 141/09.

Con la delibera 7 febbraio 2013, 45/2013/R/gas, è stato avviato un

procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017.

In attuazione del suddetto procedimento, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 9 maggio 2013, 192/2013/R/gas, recante i propri orientamenti in materia di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quarto periodo di regolazione, con particolare riferimento a sicurezza, continuità e qualità commerciale.

Gli obiettivi specifici che l'Autorità intende perseguire in materia di sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale sono finalizzati a:

- migliorare la sicurezza intervenendo sulle attività di protezione catodica delle reti di acciaio, di ispezione e sorveglianza delle reti, di gestione delle emergenze di servizio, di odorizzazione del gas, riconsegnato per usi domestici o usi similari, a clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto;
- migliorare, in materia di continuità, la tutela degli utenti del servizio attraverso il monitoraggio dei livelli di pressione ai punti di riconsegna, l'introduzione di standard specifici che tengano conto anche dei livelli effettivi rilevati nel corso degli ultimi anni, un'estensione del campo di applicazione dell'obbligo di servizio concernente il trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio.

A seguito della consultazione, con la delibera 19 dicembre 2013, 602/2013/R/gas, è stata approvata la nuova *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017 (RQTG) – Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe per i servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017.*

La nuova regolazione è volta a rafforzare la sicurezza, la continuità e la qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale, attraverso una più stringente regolamentazione in materia di: odorizzazione del gas riconsegnato ai clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto; protezione catodica delle reti di acciaio; ispezione e sorveglianza delle reti, con particolare riguardo a quelle non protette catodicamente in modo efficace; gestione delle emergenze di servizio per quanto riguarda l'organizzazione e l'attivazione del servizio di trasporto alternativo di gas naturale mediante carro bombolaio; monitoraggio della pressione minima garantita ai punti di riconsegna. In materia di continuità del servizio, particolarmente innovativa è l'introduzione di due standard specifici, con relativi indennizzi automatici, sulla riduzione/interruzione della capacità nei punti di riconsegna, a seguito di interventi manutentivi, e sul numero massimo annuo di interruzioni della fornitura nei punti di riconsegna, per i quali è previsto il completamento della regolazione entro i primi mesi del 2015, tramite un provvedimento che dovrà determinare i soggetti destinatari degli indennizzi automatici, le condizioni che questi devono soddisfare per averne diritto, nonché i tempi e le modalità di corresponsione.

Con la delibera 3 aprile 2014, 156/2014/E/gas, è stata chiusa l'Indagine conoscitiva avviata con la delibera 19 gennaio 2012, 8/2012/E/gas, in relazione all'emergenza verificatisi il 18 gennaio 2012 al gasdotto in località Tresana (MS), senza adozione di provvedimenti nei confronti degli operatori coinvolti, ma prevedendo che Snam Rete Gas invii agli Uffici dell'Autorità una relazione sulle cause dell'emergenza, alla conclusione delle indagini dell'autorità giudiziaria, previa acquisizione del nulla osta da parte di quest'ultima, e che l'Autorità, in esito alle suddette indagini, si riservi di dare attuazione a possibili seguiti di competenza.

Qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale

Con il 31 marzo 2014 termina il periodo di vigenza della *Parte I – Regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2011-2014 (RQSG) – del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2011-2014*, approvata con la delibera 22 novembre 2010, ARG/gas 204/10.

Con la delibera 27 febbraio 2014, 79/2014/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quarto periodo di regolazione. Gli orientamenti preliminari dell'Autorità, in materia di qualità del servizio per il nuovo periodo regolatorio, sono:

- migliorare alcuni aspetti inerenti alla sicurezza delle infrastrutture di stoccaggio (e in particolare le *flow line*);
- focalizzare la regolazione sulla continuità effettivamente erogata agli utenti del servizio, in materia di continuità del servizio;
- semplificare la regolazione della qualità commerciale;
- semplificare, per tutti e tre gli ambiti regolati, gli obblighi di comunicazione all'Autorità.

Al fine di allineare le tempistiche di definizione della nuova regolazione economica e di quella della qualità, l'Autorità ha disposto di prorogare sino al 31 dicembre 2014 la vigente RQSG, approvata con la delibera ARG/gas 204/10.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas

Con la delibera 17 novembre 2010, ARG/gas 200/10, è stato avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti finalizzati alla revisione della delibera 18 marzo 2004, n. 40, in materia di accertamento documentale della sicurezza degli impianti di utenza a gas, che ha identificato i seguenti obiettivi:

- recepire alcuni contributi elaborati dal CIG, quali tra l'altro le analisi e le valutazioni inerenti alle procedure di accertamento documentale degli impianti interni di utenza alimentati a gas;
- semplificare il quadro regolatorio in relazione alle innovazioni legislative in materia di installazione degli impianti all'interno degli edifici;
- valutare l'opportunità dell'entrata in vigore dei Titoli III e IV della delibera n. 40/04 (relativi rispettivamente agli impianti modificati e agli impianti in servizio), stante la pubblicazione, da parte del CIG, della norma tecnica che definisce i criteri essenziali di sicurezza di un impianto di utenza in servizio.

In attuazione del suddetto procedimento, è stato pubblicato il documento per la consultazione 5 settembre 2013, 372/2013/R/gas, recante gli orientamenti dell'Autorità in materia di modifiche e integrazioni al regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas, e in particolare:

- aggiornamento delle disposizioni generali relative a tutte le tipologie di accertamento;
- aggiornamento del quadro regolatorio relativo agli impianti di nuova installazione;
- avvio della regolazione per gli impianti modificati, pervenendo a una loro identificazione puntuale e univoca;
- acquisizione di elementi utili ai fini dell'entrata in vigore della regolazione per gli impianti esistenti.

Con la delibera 6 febbraio 2014, 40/2014/R/gas, l'Autorità ha approvato le nuove disposizioni in materia di accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas, in vigore dall'1 luglio 2014, che riguardano:

- disposizioni generali: l'aggiornamento del campo di applicazione, l'estensione, a decorrere dall'1 gennaio 2015, degli accertamenti anche agli impianti di utenza a gas dei clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto; l'aggiornamento dei costi riconosciuti alle imprese distributrici per l'effettuazione degli accertamenti, tenendo conto del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat per il periodo 2004-2013; i requisiti tecnico-professionali che deve avere il personale non dipendente dell'impresa distributrice per poter svolgere l'attività di accertatore; l'innalzamento del contributo unitario per i Comuni che effettuano verifiche sugli impianti di utenza a gas; la modifica dei valori di portata termica complessiva che caratterizzano le tre tipologie di impianti da sottoporre ad accertamento documentale; i riferimenti temporali correlati alla registrazione e alla comunicazione dati da parte dell'impresa distributrice;
- accertamenti degli impianti di utenza nuovi: l'eliminazione della procedura concernente l'accertamento impedito;
- accertamenti degli impianti di utenza modificati o trasformati: l'avvio della sua applicazione anche se limitata, in questa prima fase, solo ad alcune casistiche di impianto modificato/trasformato;
- accertamenti degli impianti di utenza in servizio: il rinvio della sua entrata in vigore, in attesa della pubblicazione, da parte del Ministero dello sviluppo economico, del decreto di attuazione di un reale sistema di verifiche degli impianti al servizio degli edifici.

Regolamentazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso al servizio di trasporto

Con la delibera 28 febbraio 2013, 83/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato, nell'ambito di un procedimento che ha previsto anche una fase di consultazione pubblica, specifiche *Linee guida*, predisposte in coordinamento con il regolatore austriaco E-Control, che definiscono i criteri e le modalità per l'effettuazione delle procedure di allocazione della capacità giornaliera di trasporto tra i sistemi gas austriaco e italiano. In precedenza, con la delibera 13 dicembre 2012, 536/2012/R/gas, erano state definite, in linea con gli orientamenti espressi nel documento per la consultazione 8 marzo 2012, 82/2012/R/gas, misure per rendere disponibile, a partire dall'1 aprile 2013, un servizio di allocazione della capacità giornaliera di trasporto tra i sistemi gas austriaco e italiano, via Tarvisio, da attuarsi mediante l'utilizzo della piattaforma comune europea di allocazione transfrontaliera, istituita dalle principali imprese di trasporto europee (piattaforma denominata "Prisma").

L'obiettivo perseguito dalle delibere 536/2012/R/gas e 83/2013/R/gas è quello di promuovere il conferimento congiunto delle capacità transfrontaliere per favorire sempre maggiori liquidità e flessibilità dei mercati, nonché di arrivare a una convergenza dei prezzi del gas a livello europeo.

Con il documento per la consultazione 20 giugno 2013, 270/2013/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito alle modifiche da apportare alla regolazione in materia di requisiti per l'accesso al servizio di trasporto e di criteri di conferimento della capacità di trasporto presso i punti della Rete nazionale interconnessi con l'estero, al fine di dare attuazione al mutato quadro normativo europeo, con particolare riferimento alle disposizioni sia del *Network Code on Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems*, di cui al regolamento (UE) 984/2013 (regolamento CAM), sia dell'Allegato I del regolamento (CE) 715/2009 in materia di gestione della congestione contrattuale (*Congestion Management Procedures*, regolamento CMP).

L'obiettivo ultimo dei regolamenti CAM e CMP è creare mercati più liquidi e concorrenziali. Il regolamento CAM interviene definendo norme trasparenti e non discriminatorie per il conferimento della capacità che tutti i Paesi membri dell'Unione europea sono tenuti a rispettare. In particolare, si dispongono norme per armonizzare le procedure di conferimento tra sistemi interconnessi, prevedendo l'obbligo di effettuare aste di prodotti che permettano di ottenere la capacità per transitare direttamente da un sistema a un altro senza dover acquisire la capacità in uscita da un sistema e quella di ingresso nel sistema confinante (c.d. *bundled*).

La nuova disciplina sarà direttamente applicabile, a partire dall'1 novembre 2015, a tutti i punti di interconnessione tra sistemi *entry-exit* degli Stati membri dell'Unione europea (per l'Italia: Gorizia-Sempeter e Tarvisio-Arnoldstein), nonché alle interconnessioni con Paesi non-UE, se così deciso dalle Autorità di regolazione interessate.

Alcune delle disposizioni del regolamento CAM assumono carattere di autoesecutività, in quanto oggetto del regolamento (UE) 984/2013, e sono caratterizzate da un grado di dettaglio tale da richiedere soltanto una mera trasposizione, nell'ambito della regolazione nazionale, di quanto in esse previsto (per esempio, le disposizioni riguardanti le tem-

pistiche di conferimento e i meccanismi di conferimento della capacità), mentre altre richiedono, per la loro attuazione, una valutazione da parte dell'Autorità relativamente alle loro più adeguate modalità applicative e al relativo ambito. Nel documento per la consultazione 270/2013/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito agli aspetti del regolamento CAM per la cui attuazione è necessaria la definizione di criteri da parte del regolatore o per i quali tale definizione si presenta opportuna in ragione del carattere generale della norma (per esempio, la possibile estensione delle norme del regolamento CAM ai punti di interconnessione verso sistemi di trasporto extra Unione europea o il mantenimento degli attuali obblighi di servizio pubblico in capo all'impresa di trasporto, che subordinano la possibilità di dare accesso al servizio di trasporto alla sussistenza di precisi requisiti relativi all'autorizzazione all'importazione e alla disponibilità di un contratto di importazione).

Il regolamento CAM prevede, inoltre, che una quota pari almeno al 20% della capacità esistente sia resa disponibile per il conferimento di prodotti di capacità di breve durata e medio termine (in particolare il 10% per prodotti trimestrali e il 10% per prodotti fino a cinque anni termici). Con la delibera 25 luglio 2013, 332/2013/R/gas, l'Autorità ha disposto che nei conferimenti di capacità per i punti di entrata della Rete di trasporto nazionale, interconnessi con l'estero, di Passo Gries, Tarvisio e Gorizia effettuati nell'estate del 2013, si tenesse già conto della quota di capacità che deve essere riservata ai prodotti di breve termine, ai sensi del futuro regolamento CAM.

Il regolamento CMP definisce invece le regole europee per la gestione delle c.d. "congestioni contrattuali", cioè della situazione in cui la capacità di trasporto risulta scarsa perché interamente conferita – spesso su base pluriennale - anche a fronte di capacità fisica (tecnica) disponibile. Le congestioni contrattuali sono considerate uno dei principali ostacoli all'integrazione del mercato europeo. Il regolamento CMP prevede che i gestori dei sistemi di trasporto rendano disponibile agli utenti l'eventuale capacità derivante dall'applicazione di specifiche procedure di gestione delle congestioni, da attuare a partire dall'1 ottobre 2013.

Con la delibera 26 settembre 2013, 411/2013/R/gas, l'Autorità, in esito alla consultazione di cui al documento 270/2013/R/gas, ha definito le disposizioni funzionali al recepimento nella regolazione nazionale delle procedure di gestione delle congestioni del regolamento CMP.

Sempre in materia di accesso alla rete di trasporto, con il documento per la consultazione 5 settembre 2013, 374/2013/R/gas, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti in ordine alla regolazione delle condizioni di allacciamento e di accesso alla Rete nazionale gasdotti nei casi di rinuncia all'esenzione per terminali di GNL. L'intervento si colloca nell'ambito di una più ampia riforma avviata dall'Autorità al fine di chiarire, come previsto dalla delibera 25 giugno 2013, 272/2013/R/gas, quale sia la disciplina applicabile nei casi in cui una nuova infrastruttura che benefici di un'esenzione (terminali di GNL, *interconnectors* o nuovi stoccaggi in sotterraneo) venga a perdere tale titolo (ciò che si potrebbe verificare nei casi in cui il Ministero dello sviluppo economico accetti, secondo condizioni dal medesimo stabilite con apposito decreto, la rinuncia ovvero la revochi). In questo ambito è stata consultata anche la definizione degli strumenti più idonei a garantire che, alla scadenza del contratto di trasporto, il terminale continui a restare in esercizio e a offrire i servizi di rigassificazione, e non cessi quindi la propria attività in modo inefficiente e/o con oneri per il sistema.

Il processo di consultazione si è concluso all'inizio del 2014, con la delibera 30 gennaio 2014, 19/2014/R/gas, che stabilisce che solo i terminali di rigassificazione individuati come strategici abbiano diritto a modificare le condizioni del contratto di trasporto da sottoscrivere o sottoscritto ai sensi delle delibere 31 luglio 2006, n. 168, e 27 gennaio 2010, ARG/gas 2/10, riducendone la durata a cinque anni, decorrenti dall'entrata in servizio dei medesimi terminali o, se già in servizio, dalla rinuncia all'esenzione, ferma restando la necessità di impegnare la capacità pari al 100% del *send out* massimo del terminale. Inoltre, qualora l'impresa di rigassificazione eserciti tale diritto, nel caso in cui la rinuncia all'esenzione sia stata accettata successivamente all'inizio dei lavori di realizzazione delle infrastrutture di trasporto dedicate con oneri a carico del sistema, essa sia tenuta ad assicurare, almeno su base annuale, la disponibilità di capacità di trasporto funzionale all'erogazione dei propri servizi per una quota di capacità corrispondente alla quota dei ricavi coperta dal fattore di garanzia.

In materia di accesso al servizio di trasporto si segnalano, infine, le delibere 31 gennaio 2013, 39/2013/R/gas, e 28 febbraio 2013, 89/2013/R/gas, con le quali l'Autorità, a seguito della risoluzione, da parte del responsabile del bilanciamento, del contratto di trasporto con due utenti, è intervenuta in via d'urgenza disponendo misure tese a garantire il bilanciamento del gas naturale in relazione ai prelievi presso i punti di riconsegna delle imprese regionali di trasporto.

Accesso al servizio di stoccaggio

Con la delibera 28 marzo 2013, 128/2013/R/gas, sono state definite le quote percentuali di gas applicate agli utenti per la copertura dei

consumi tecnici di stoccaggio per il periodo 1 aprile 2013 - 31 dicembre 2013. Le modalità di attribuzione dei consumi tecnici, introdotte con la delibera 19 aprile 2012, 152/2012/R/gas, tengono conto del fatto che l'utente del servizio di stoccaggio contribuisce a generare i relativi costi, ove la sua posizione sia allineata a quella del flusso del sistema (in flusso), mentre contribuisce a ridurli ove questa sia opposta al flusso del sistema (in controflusso).

Con la delibera 1 agosto 2013, 353/2013/R/gas, l'Autorità ha anche introdotto disposizioni alle imprese di stoccaggio per l'aggiornamento dei volumi giornalieri effettivi massimi erogabili durante la fase di erogazione, sulla base dell'effettivo andamento dell'utilizzo degli stoccaggi. Tale intervento è volto a rendere disponibile agli utenti la massima flessibilità consentita nell'utilizzo del servizio di stoccaggio, nel rispetto sia dei vincoli di utilizzo posti dal Ministero dello sviluppo economico con il decreto 15 febbraio 2013, sia del mantenimento, sino al termine della fase di erogazione, delle prestazioni individuate dal medesimo decreto. Sulla materia dell'aggiornamento dei volumi giornalieri effettivi massimi erogabili, l'Autorità è successivamente intervenuta con la delibera 19 dicembre 2013, 625/2013/R/gas, dando indirizzi alla società Stogit ai fini della rimozione di alcuni vincoli posti, dalla medesima società, nella determinazione delle prestazioni di erogazione rese disponibili ai sensi della citata delibera 353/2013/R/gas; tali vincoli, infatti, non consentivano di rendere disponibile la massima prestazione aggiuntiva, così da massimizzare la flessibilità di utilizzo degli stoccaggi compatibile con l'esercizio in sicurezza del sistema.

In materia di accesso al servizio di stoccaggio, si segnala anche il parere 28 marzo 2013, 136/2013/I/gas, reso dall'Autorità al Ministero dello sviluppo economico relativamente all'aggiornamento del Piano di realizzazione di nuova capacità di stoccaggio presentato da Eni, in applicazione delle disposizioni del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130.

Nel febbraio del 2014, con la delibera 27 febbraio 2014, 85/2014/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di conferimento della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2014-2015. Col precedente documento per la consultazione 6 febbraio 2014, 44/2014/R/gas, in anticipo rispetto alle disposizioni successivamente definite dal Ministro dello sviluppo economico con il decreto 19 febbraio 2014, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti per il conferimento della capacità di stoccaggio mediante procedure di mercato, confermando l'impianto generale dei servizi di stoccaggio definiti l'anno prima con la delibera 21 febbraio 2013, 75/2013/R/gas, articolati nel servizio di punta e nel servizio uniforme.

Anche per l'anno termico 2014-2015, l'intervento si inserisce in un contesto di mercato che presenta differenziali stagionali di prezzo del gas tra estate e inverno, i quali si pongono a livelli inferiori dei costi connessi all'acquisto di capacità di stoccaggio e al suo utilizzo. A ciò si aggiunga che i livelli di consumo risultano sensibilmente ridotti rispetto ai massimi storici, con la conseguente riduzione della quota che deve essere coperta necessariamente dallo stoccaggio.

In questo quadro, e con l'obiettivo di valorizzare la "risorsa stoccaggio" nel suo complesso sulla base dell'evoluzione del mercato, la definizione delle procedure di asta è stata articolata, sin da subito, in una serie di aste consecutive per l'allocazione dei servizi di punta e uniforme mediante differenti procedure, da svolgersi su base mensile, ma da marzo a settembre 2014.

In particolare, in ciascuna procedura di allocazione, i partecipanti sono chiamati a presentare la loro offerta per la capacità di stoccaggio, per i servizi uniforme e di punta, articolata in due diversi prodotti:

- un primo prodotto che preveda la disponibilità di capacità di iniezione dal mese successivo a quello di conferimento sino al termine della fase di iniezione (prodotto con iniezione stagionale(;
- un secondo prodotto che preveda la disponibilità di capacità di iniezione nel solo mese successivo a quello di conferimento (prodotto con iniezione mensile).

Erogazione del servizio di rigassificazione

Con la delibera 502/2013/R/gas, l'Autorità ha adottato disposizioni volte a consentire l'utilizzo più flessibile dei terminali di rigassificazione, che consentano agli utenti di modificare su base giornaliera i propri programmi di rigassificazione. A tal fine, la delibera ha previsto che le imprese di rigassificazione trasmettano, per la valutazione dell'Autorità, una proposta di aggiornamento dei propri Codici di rigassificazione che disciplini l'offerta e l'erogazione di un servizio di flessibilità ai propri utenti, che permetta di modificare il programma di rigassificazione su richiesta degli utenti, con tempistiche che siano anche compatibili con la negoziazione nell'ambito della sessione di mercato del giorno G-1.

La medesima delibera prevede che il servizio di flessibilità dei terminali di rigassificazione sia gestito per un periodo iniziale su base sperimentale e che, in esito a detta sperimentazione, possano essere precisate le condizioni tecniche-economiche del medesimo servizio.

Approvazione e aggiornamento dei Codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese che erogano i predetti servizi definiscano i propri Codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificatane la coerenza con i criteri stessi.

Tra l'1 gennaio 2013 e il 31 gennaio 2014 sono stati aggiornati alcuni Codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione precedentemente approvati, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio. In particolare:

- con la delibera 28 marzo 2013, 137/2013/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di trasporto in materia di allocazione giornaliera della capacità di trasporto presso i punti di entrata della Rete nazionale gasdotti;
- con la delibera 5 aprile 2013, 143/2013/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas in materia di monitoraggio dell'esposizione nei confronti dell'utente del trasporto e del bilanciamento;
- con la delibera 20 giugno 2013, 268/2013/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas in materia di procedure per la chiusura dei punti di riconsegna;
- con la delibera 25 luglio 2013, 335/2013/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice della società Edison Stoccaggio, relativa alla gestione della garanzia nella forma del gas detenuto presso il proprio sistema di stoccaggio;
- con la delibera 353/2013/R/gas sono state recepite, nel Codice della società Stogit, le disposizioni delle delibere 75/2013/R/gas e 5 marzo 2013, 92/2013/R/gas che hanno dato attuazione alle norme di due decreti del Ministro dello sviluppo economico del 15 febbraio 2013, in materia di modulazione dello stoccaggio e di organizzazione delle procedure d'asta per il conferimento di capacità di stoccaggio per l'anno termico 2013-2014;
- con la delibera 14 novembre 2013 è stato approvato, con modifiche, il Codice di trasporto di Snam Rete Gas nella parte che recepisce la delibera 446/2013/R/gas in materia di definizione del prezzo di sbilanciamento e dei criteri di attivazione del mercato di bilanciamento del giorno G-1;
- in coerenza con la predetta disposizione, è stata aggiornata anche la convenzione che regola i rapporti tra Snam Rete Gas e il Gestore dei mercati energetici (GME); l'aggiornamento è stato approvato con la delibera 4 novembre 2013, 501/2013/R/gas;
- con la delibera 5 dicembre 2013, 556/2013/R/gas, sono stati approvati i Codici di trasporto, stoccaggio e rigassificazione funzionali al definitivo recepimento della delibera 19 luglio 2012, 297/2012/R/gas, che ha modificato i criteri di accesso alla rete di trasporto per gli utenti delle imprese di stoccaggio e dei terminali di rigassificazione.

Misure di salvaguardia del sistema gas

In materia di salvaguardia del sistema gas, si segnalano le seguenti delibere:

- 8 ottobre 2013, 439/2013/I/gas, con la quale l'Autorità ha espresso il proprio parere al Ministro dello sviluppo economico in relazione alle unità termoelettirche alimentate da combustibili diversi dal gas naturale da mantenere disponibili, ai sensi dell'art. 38-*bis*, comma 1, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, per essere attivate in caso di emergenze che si possano verificare nel sistema del gas naturale nell'anno termico 2013-2014;
- 24 ottobre 2013, 471/2013/R/gas, con la quale l'Autorità ha dato attuazione, per quanto di competenza, alle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico, relative alla

gestione e all'approvvigionamento, da parte dei terminali di rigassificazione, di quantitativi di GNL da mantenere stoccati e da rendere disponibili, nell'ambito del c.d. "servizio di *peak shaving*", per fronteggiare eventuali situazioni di emergenza del sistema del gas;

- 19 dicembre 2013, 620/2013/R/gas, con la quale l'Autorità ha definito le modalità per la raccolta degli importi necessari al riconoscimento dei costi sostenuti, per l'anno termico 2012-2013, per gli impianti termoelettrici essenziali per la sicurezza del sistema del gas.

Si rileva infine che l'Autorità fa parte del Comitato di emergenza e monitoraggio del sistema del gas, istituito dal Ministro delle attività produttive, ora Ministero dello sviluppo economico, con decreto 26 settembre 2001. Il Comitato svolge una funzione consultiva per il ministero in merito alle gestioni delle emergenze e al funzionamento del sistema del gas naturale. È composto, oltre che da rappresentanti del ministero e dell'Autorità, anche da rappresentanti degli operatori delle infrastrutture di trasporto di interesse nazionale, di stoccaggio e di rigassificazione del gas naturale e da rappresentanti dell'operatore della rete elettrica nazionale.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Tariffe di trasporto

Con la delibera 45/2013/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto di gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017.

Con il documento per la consultazione 18 aprile 2013, 164/2013/R/gas, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti sui criteri per la determinazione delle tariffe per le attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il quarto periodo di regolazione, con particolare riferimento agli aspetti inerenti alla determinazione del ricavo riconosciuto.

Con il documento per la consultazione 25 luglio 2013, 330/2013/R/gas, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti sui criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il quarto periodo di regolazione, con particolare riferimento agli aspetti inerenti alla struttura e all'articolazione tariffaria.

Con la delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas, sono stati definiti i criteri di regolazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2014-2017. In particolare, l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- definire un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 6,3% reale pre-tasse, soggetto a revisione biennale con riferimento al valore del tasso *risk-free*;
- introdurre una maggiorazione del costo riconosciuto del capitale investito pari all'1%, al fine di compensare il *lag* regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti;
- prevedere l'introduzione di incentivi *output based*, secondo modalità da definire in dettaglio nel corso del periodo di regolazione, al fine di assicurare una maggiore selettività nell'incentivazione degli investimenti;
- prevedere che la quota di ricavi relativa agli ammortamenti sia calcolata sottraendo dall'attivo immobilizzato lordo eventuali contributi in conto capitale, riconosciuti da soggetti pubblici o privati;
- applicare, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti il criterio di ripartizione simmetrica, a fine periodo, dei maggiori recuperi di produttività realizzati nel corso del terzo periodo di regolazione, riconoscendo alle imprese il 50% di tali maggiori recuperi nel primo anno del nuovo periodo regolatorio;
- nel caso in cui le imprese non abbiano raggiunto gli obbiettivi di efficientamento fissati dall'Autorità per il terzo periodo di regolazione, determinare il costo operativo riconosciuto sulla base di una media tra il costo operativo effettivo e il costo operativo riconosciuto nell'anno di riferimento;
- definire il livello ammesso delle perdite di rete sulla base

di specifici fattori di emissione per ciascun componente rilevante della rete di trasporto, al fine di fornire incentivi al contenimento delle medesime;
- introdurre un sistema di monitoraggio della spesa sostenuta per gli investimenti di trasporto al fine di disporre di informazioni necessarie all'avvio, a partire dal prossimo periodo di regolazione, di un meccanismo di riconoscimento dei nuovi investimenti basato su costi standard;
- introdurre un meccanismo di perequazione dei ricavi derivanti dall'applicazione del corrispettivo unitario variabile;
- eliminare le riduzioni del corrispettivo regionale nel caso di prelievi fuori punta e di avvio di nuovi punti di riconsegna;
- prevedere una graduale eliminazione degli sconti applicati sul corrispettivo di trasporto regionale per i punti di riconsegna localizzati entro 15 km dalla Rete nazionale; in particolare prevedere, a decorrere dall'anno 2014, l'applicazione di un corrispettivo minimo a prescindere dalla distanza del punto di riconsegna.

Con la medesima delibera, l'Autorità ha inoltre:

- avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di incentivazione dei nuovi investimenti, al fine di applicare una maggiore selettività nella remunerazione degli investimenti in nuove infrastrutture;
- avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di contenimento delle perdite fisiche e contabili nei punti di riconsegna della rete di trasporto, al fine di assicurare una corretta manutenzione e gestione degli impianti nella titolarità delle imprese di distribuzione e dei clienti finali allacciati alla rete di trasporto.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della delibera 514/2013/R/gas, con la delibera 19 dicembre 2013, 603/2013/R/gas, l'Autorità ha provveduto all'approvazione delle proposte tariffarie e dei corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, nonché del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2014.

Accelerazione degli investimenti di sviluppo della rete di trasporto gas

Con la delibera 5 luglio 2012, 279/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte di interventi di sviluppo della Rete nazionale gasdotti, formulate dalle società Snam Rete Gas e S.G.I., da sottoporre al meccanismo di incentivazione dell'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto, definito con la delibera 10 novembre 2011, ARG/gas 156/11, e ha fissato gli obiettivi intermedi (*milestone*) di detti interventi per gli anni 2012 e 2013 (periodo sperimentale).

Con la delibera 4 luglio 2013, 291/2013/R/gas, l'Autorità ha accertato lo stato di raggiungimento delle *milestone* degli interventi di sviluppo della Rete nazionale gasdotti relativi all'anno 2012, disponendo il riconoscimento dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti, con riferimento alle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2012, alle società Snam Rete Gas e S.G.I., a valere sulle tariffe di trasporto per l'anno 2014.

GNL

Con la delibera 28 luglio 2011, ARG/gas 108/11, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe di rigassificazione del GNL per il quarto periodo di regolazione. Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità, con il documento per la consultazione 19 aprile 2012, 150/2012/R/gas, ha presentato i propri orientamenti in materia di criteri di regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione per il quarto periodo di regolazione (2012-2016), sottoponendo il procedimento all'applicazione della metodologia di AIR.

Con la delibera 22 maggio 2013, 224/2013/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria e di accesso al servizio di rigassificazione nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione dal regime di accesso di terzi, relativa a terminali di GNL.

Con la delibera 7 giugno 2012, 237/2012/R/gas, l'Autorità ha esteso la validità dei criteri tariffari per la determinazione delle tariffe di rigassificazione del GNL, di cui alla delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08, al periodo 1 ottobre 2012 - 31 dicembre 2013, al fine di gestire un ordinato processo di transizione dall'anno termico all'anno solare e di assicurare la coerenza delle scelte regolatorie per il servizio di rigassificazione con l'evoluzione del regime regolatorio di riferimento per il sistema nazionale del gas.

In data 30 maggio 2013, è stato pubblicato il documento per la consultazione 237/2013/R/gas, recante gli orientamenti finali dell'Autorità in merito ai criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL per il quarto periodo di regolazione. Dando

seguito al procedimento avviato con la delibera 224/2013/R/gas, l'Autorità, nell'ambito del documento 237/2013/R/gas, ha altresì sottoposto a consultazione i propri orientamenti in relazione alla tematica di rinuncia o revoca dell'esenzione dal regime di accesso di terzi, relativa a terminali di GNL.

Con la delibera 272/2013/R/gas, l'Autorità ha disciplinato i criteri di regolazione tariffaria e di accesso relativi al servizio di rigassificazione nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione relativa a terminali di GNL, prevedendo che:

- la titolarità del diritto all'applicazione del fattore di garanzia dei terminali di rigassificazione, nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione, sia riconosciuta a condizione che il terminale sia stato individuato in esito alla procedura per la selezione delle infrastrutture strategiche, di cui al decreto legislativo n. 93/11;
- nelle more della definizione del nuovo assetto introdotto dal decreto legislativo n. 93/11, di cui al precedente alinea, l'applicazione del fattore di garanzia sia subordinata al pronunciamento da parte del Ministro dello sviluppo economico, nel decreto di revoca o accettazione della rinuncia al regime di esenzione, in merito alle caratteristiche di infrastruttura essenziale e indispensabile, al fine di garantire adeguata sicurezza, economicità e concorrenza nelle forniture di energia;
- nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione, ai fini dell'applicazione del fattore di garanzia, dai ricavi riconosciuti vengano esclusi gli incentivi tariffari riconosciuti per la realizzazione di nuovi investimenti.

Con la delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di regolazione delle tariffe di rigassificazione del GNL per il quarto periodo di regolazione (2014-2017). In particolare, l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- definire un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,3% reale pre-tasse, soggetto a revisione biennale con riferimento al valore del tasso *risk-free*;
- introdurre una maggiorazione del costo riconosciuto del capitale investito pari all'1%, al fine di compensare il *lag* regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti;
- prevedere che, in caso di terminali galleggianti non permanentemente ancorati al fondo marino, le condizioni di applicazione della disciplina tariffaria siano definite con riferimento alle caratteristiche del servizio offerto; e che a tal fine i terminali di rigassificazione debbano essere in grado di immettere gas nella Rete nazionale gasdotti per almeno 320 giorni all'anno;
- prevedere l'introduzione di incentivi *output based* nel corso del periodo di regolazione, al fine di assicurare una maggiore selettività nella remunerazione degli investimenti;
- confermare l'applicazione di un meccanismo di copertura dei ricavi mantenendo, per i terminali entrati in esercizio entro il terzo periodo di regolazione (qualora soddisfino i requisiti per beneficiarne), il medesimo livello di copertura dei ricavi adottato nel predetto periodo, prevedendo, tuttavia, l'applicazione selettiva dell'istituto ai nuovi terminali soltanto nel caso in cui i medesimi siano considerati strategici per il sistema;
- prevedere che, per i nuovi terminali che saranno dichiarati strategici, il livello di copertura dei ricavi sia differenziato, caso per caso, e comunque entro livelli minimi e massimi prestabiliti, tenuto conto della rischiosità e del contributo dell'iniziativa alla promozione della competitività nel mercato del gas naturale; in più, che sia a tal fine opportuno, in coerenza con le esigenze di partecipazione dei soggetti interessati, rinviare a successivo provvedimento la definizione dei predetti criteri e livelli;
- confermare le disposizioni in merito ai criteri tariffari e al fattore di copertura dei ricavi per i casi di rinuncia o revoca dell'esenzione, adottate con la delibera 272/2013/R/gas;
- prevedere che il livello di copertura dei ricavi possa essere rivisto nel caso in cui l'infrastruttura, per cause da accertare caso per caso, non sia in grado di erogare il servizio nel periodo di punta stagionale o in condizioni di criticità del sistema;
- in merito al riconoscimento dei costi di ripristino, prevedere che il gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo sia accantonato in un apposito fondo presso la CCSE, messo a disposizione delle imprese di rigassificazione solo in seguito alla realizzazione degli interventi di ripristino;
- in merito alla struttura tariffaria, attribuire la totalità dei costi alla componente *capacity*, e prevedere la soppressione del corrispettivo unitario associato agli approdi previsti in conferimento (Cna);

- determinare la tariffa sulla base della capacità tecnica del terminale, senza prevedere alcun fattore di carico.

Con la delibera 12 dicembre 2013, 575/2013/R/gas, l'Autorità ha determinato in via cautelare e provvisoria la tariffa d'ufficio per il servizio di rigassificazione, relativa al periodo transitorio ottobre 2012 - dicembre 2013, per la società OLT Offshore LNG Toscana, disponendo un supplemento di istruttoria al fine di approfondire e valutare gli elementi prodotti dalla società.
L'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione ai sensi della delibera 438/2013/R/gas, con la delibera 19 dicembre 2013, 604/2013/R/gas:

- ha approvato le proposte tariffarie per il corrispettivo transitorio di misura CM^6 per l'anno 2014, presentate dalle società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico;
- ha approvato la proposta tariffaria per il servizio di rigassificazione relativa all'anno 2014, presentata dalle società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico;
- ha determinato d'ufficio la tariffa per i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio per l'anno 2014 per la società Terminale GNL Adriatico;
- ha determinato d'ufficio sia il corrispettivo transitorio di misura CM^6, per l'anno 2014, per la società OLT Offshore LNG Toscana, sia, in via cautelare e provvisoria, la tariffa per il servizio di rigassificazione e per i servizi marittimi di rimorchio e ormeggio per la medesima società.

Con la delibera 438/2013/R/gas, l'Autorità, in sede di definizione dei criteri di regolazione delle tariffe di rigassificazione per il quarto periodo di regolazione, ha rimandato l'introduzione di una tariffa costante nel tempo all'anno 2015, al fine di svolgere ulteriori analisi e valutazioni, eventualmente anche in seguito a una specifica consultazione. In data 27 febbraio 2014, è stato diffuso il documento per la consultazione 80/2014/R/gas, recante gli approfondimenti e gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai criteri per la determinazione di una tariffa stabilizzata per il servizio di rigassificazione di GNL.

Stoccaggio

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di stoccaggio ai sensi della delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10, con la delibera 1 agosto 2013, 350/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato:

- i corrispettivi d'impresa e i corrispettivi unici nazionali per l'attività di stoccaggio del gas e per l'attività di misura svolta dalle imprese di stoccaggio, relativi all'anno 2014, ivi incluse le proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione e di erogazione per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile, nonché di maggiorazione dei corrispettivi di punta di erogazione per la capacità di erogazione conferita durante la fase di iniezione;
- i corrispettivi unitari di accesso e di utilizzo della capacità realizzata ai sensi del decreto legislativo n. 130/10, nonché i corrispettivi per l'accesso alle misure transitorie, di cui alla delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11.

Con la medesima delibera, l'Autorità ha inoltre determinato il valore del contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio, di cui all'art. 2, comma 558, della legge finanziaria 2008, da destinare alle Regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio, relativo all'anno 2014, e le percentuali di ripartizione tra le Regioni dell'importo complessivo del contributo compensativo, relativo all'anno 2013.
Con la delibera 27 febbraio 2014, 79/2014/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di stoccaggio di gas naturale per il quarto periodo di regolazione.

Tariffe per il servizio di distribuzione

La delibera 24 gennaio 2013, 14/2013/E/gas, ha disposto l'avvio di un'Indagine conoscitiva sui dati trasmessi dalle imprese distributrici all'Autorità, relativi agli investimenti effettuati nel triennio 2009-2011. Tale Indagine è volta sia ad acquisire elementi informativi utili per accertare la veridicità dei dati trasmessi, tramite confronto tra i dati riportati nei questionari tariffari e i dati riportati nelle fonti contabili obbligatorie delle imprese, sia ad accertare la corretta allocazione dei costi capitalizzati tra le differenti tipologie previste dalla regolazione tariffaria, in particolare la corretta allocazione dei costi alle tipologie di cespite per le quali è previsto il riconoscimento di una maggiore remunerazione del capitale investito.
Con la delibera 25 luglio 2013, 328/2013/R/gas, sono state rideter-

minate le tariffe di riferimento e le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura per gli anni dal 2009 al 2013, a seguito dell'accoglimento di istanze di rettifica a valle degli approfondimenti relativi all'Indagine conoscitiva, avviata con la delibera 14/2013/E/gas, e di altre istanze di rettifica e integrazione di dati. Le tariffe relative al 2013 sono state rideterminate anche a seguito della fissazione del valore del tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

Con la delibera 7 novembre 2013, 496/2013/E/gas, è stata chiusa parzialmente, per le imprese che hanno fornito risposte esaustive alle richieste di chiarimento, l'Indagine conoscitiva avviata con la delibera 14/2013/E/gas, relativa ai dati di investimento, fisici ed economici, trasmessi all'Autorità ai fini della regolazione tariffaria e della qualità del servizio nel triennio 2009-2011. La delibera ha prorogato al 30 giugno 2014 il termine di conclusione dell'Indagine per le altre imprese coinvolte, in relazione alle quali è necessario svolgere ulteriori approfondimenti sui dati dichiarati

Nel corso del 2013 è proseguito il processo di consultazione finalizzato alla definizione della regolazione tariffaria per il quarto periodo di regolazione, facendo seguito all'emanazione del documento per la consultazione 341/2012/R/gas nel quale l'Autorità ha precisato il quadro generale e illustrato le principali linee di intervento.

In particolare, nel documento per la consultazione 14 febbraio 2013, 56/2013/R/gas, sono state analizzate le tematiche relative alla definizione del costo riconosciuto per il quarto periodo di regolazione. Nel dettaglio, l'Autorità ha espresso l'orientamento di:

- estendere, nell'ottica di contenimento del rischio regolatorio, da quattro a sei anni la durata del periodo di regolazione e introdurre contestualmente meccanismi di revisione *infra* periodo con riferimento all'*X-factor* e ad alcuni parametri per il calcolo del WACC;
- definire sia i costi operativi riconosciuti per impresa, sia i costi riconosciuti per ambito, differenziati in funzione della densità di clientela all'interno dell'ambito;
- per la determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni nette centralizzate, in alternativa alla previsione di corrispettivi unici a livello nazionale, definire corrispettivi differenziati per classe dimensionale limitatamente alle vecchie concessioni comunali o sovracomunali e/o alle nuove gestioni, a seguito dello svolgimento delle nuove gare;
- con riferimento ai cespiti di località, mantenere il criterio di valutazione del costo storico rivalutato;
- avviare uno specifico procedimento che unifichi, per tutti i servizi regolati dall'Autorità, modalità e tempistiche di determinazione dei parametri del WACC non specifici di settore, in attesa del quale è stata prospettata l'applicazione di criteri sostanzialmente analoghi a quelli impiegati nei precedenti periodi regolatori;
- in relazione alla valutazione dei nuovi investimenti, valutare la possibilità di applicare criteri misti standard-consuntivo, distinguendo gli investimenti in funzione della loro finalità e di *driver* differenziati per tipologia di cespite.

Nel documento sono inoltre state proposte diverse opzioni con riferimento al trattamento dei contributi pubblici e privati, prevedendo che in caso di degrado gli ammortamenti vengano ridotti in funzione della relativa quota di degrado.

L'Autorità, infine, ha proposto sia misure per l'uscita anticipata dai contratti di concessione in essere con scadenza posteriore a quella delle gare, sia disposizioni tese a favorire ulteriori aggregazioni di ambiti territoriali minimi.

Nel successivo documento per la consultazione 13 giugno 2013, 257/2013/R/gas, l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti per la definizione dei sistemi tariffari per i servizi di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione. In particolare, nel documento sono stati analizzati aspetti relativi alla struttura delle tariffe obbligatorie e delle tariffe di riferimento, ai meccanismi di perequazione e alla riforma dei contributi di connessione.

Nel documento l'Autorità ha indicato l'orientamento di confermare l'impostazione del sistema tariffario in vigore nel terzo periodo di regolazione, fondato sulla determinazione di una tariffa di riferimento, che definisce il ricavo ammesso per ciascuna impresa distributrice a copertura del costo riconosciuto, e di una tariffa obbligatoria, applicata agli utenti della rete, con bilanciamento dei ricavi tra operatori della distribuzione mediante specifici meccanismi perequativi.

Per quanto riguarda la tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione, mentre in relazione alle componenti a copertura dei costi di capitale l'Autorità ha proposto di confermare l'attuale struttura monomia, rispetto alla componente a copertura dei costi operativi l'Autorità ha sottoposto a valutazione AIR alcune ipotesi alternative di modifica dell'attuale struttura monomia con una struttura bino-

mia, nell'ottica di incrementare la *cost reflectivity*. In particolare, è stata prevista l'introduzione, accanto a una componente fissa espressa in €/punto di riconsegna, di una componente variabile espressa in €/unità di volume distribuito - S(m^3) -, con allocazione sulla quota variabile del 5% o del 10% dei costi operativi.

Con riferimento alla tariffa obbligatoria, nel documento:

- è stata proposta una revisione dei criteri di allocazione dei costi per la determinazione delle componenti relative al servizio di distribuzione, nell'ottica di incrementarne il grado di *cost-reflectivity*, valutando diverse opzioni sulla base della metodologia AIR;
- è stato espresso l'orientamento di introdurre una differenziazione della tariffa relativa al servizio di misura, anche in funzione della classe del gruppo di misura, definendo tre raggruppamenti coerenti con quelli ipotizzati con riferimento al servizio di distribuzione;
- è stato proposto di rivedere l'impostazione del perimetro di applicazione delle tariffe, confrontando diverse opzioni di regolazione sulla base della metodologia AIR;
- in relazione alle modalità di riconoscimento della differenza tra il Valore industriale di rimborso (VIR) e il capitale investito regolatorio (RAB), è stata valutata la possibilità di introdurre una specifica componente tariffaria da applicare a livello di singolo comune, al fine di evitare forme di sussidiazione territoriale intercomunale e di favorire la massima responsabilizzazione, degli enti locali concedenti, nella vigilanza sulla determinazione del valore di rimborso;
- nell'ottica di aumentare la stabilità delle determinazioni tariffarie, è stata valutata l'ipotesi di modificare i criteri di aggiornamento della tariffa, prevedendo che nel fissare i valori delle quote variabili si stimino i volumi distribuiti nell'anno *t*, sulla base delle medie annue di consumo destagionalizzate e dei trend attesi relativi al numero di punti di riconsegna serviti nell'anno *t*.

Nel documento l'Autorità ha inoltre espresso l'orientamento di far rientrare nell'ambito di applicazione della regolazione tariffaria le sole reti canalizzate che siano gestite in concessione, introducendo eventualmente un limite inferiore in termini di punti di riconsegna serviti, e di definire ambiti tariffari coincidenti con gli ambiti di concessione.

In una logica di semplificazione dei meccanismi di regolazione per la distribuzione di gas diversi dal naturale, l'Autorità ha proposto di ristabilire, durante il periodo di avviamento, il principio della libertà tariffaria.

Gli orientamenti finali per la determinazione del costo riconosciuto e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione sono stati illustrati nel documento per la consultazione 7 agosto 2013, 359/2013/R/gas.

Con la delibera 573/2013/R/gas, è stata definita la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura per il periodo di regolazione 2014-2019 con riferimento alle concessioni comunali o sovracomunali, rinviando a un successivo provvedimento l'adozione di disposizioni in materia di regolazione tariffaria per le gestioni d'ambito.

Con riferimento alla durata del periodo regolatorio, è stato confermato l'orientamento espresso nella consultazione di definire un periodo regolatorio della durata di sei anni, prevedendo, accanto a una revisione triennale degli obiettivi di variazione del tasso annuale di produttività, una revisione biennale del tasso di rendimento delle attività prive di rischio (RF) e del valore della componente $\Delta CVER_{unit,t}$.

In tema di differenziazione dei corrispettivi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione, è stata prevista la definizione di corrispettivi differenziati in funzione delle caratteristiche della singola impresa distributrice (dimensione e densità di clientela servita) per le "vecchie" gestioni comunali.

Il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione, da applicare per gli aggiornamenti delle tariffe con efficacia fino all'anno 2016, è stato fissato:

- per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale fino a 50.000 punti di riconsegna serviti, pari al 2,5%;
- per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale oltre 50.000 e fino a 300.000 punti di riconsegna serviti, pari al 2,5%;
- per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale oltre 300.000 punti di riconsegna serviti, pari al 1,7%.

L'*X-factor* per l'aggiornamento dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi relativi all'attività di misura e all'attività di commercializzazione è stato fissato pari a zero fino all'anno 2016.

In relazione al trattamento delle immobilizzazioni nette centralizzate, sono stati definiti corrispettivi unici a livello nazionale a copertura dei

costi relativi a immobili e fabbricati industriali e ad altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali, ed è stato previsto che nei primi due anni del quarto periodo regolatorio trovino riconoscimento tariffario i costi di telelettura/telegestione e i costi relativi ai concentratori sostenuti dalle imprese, indipendentemente dal fatto che queste abbiano adottato una scelta di tipo *make* o di tipo *buy*.

Con riferimento alla determinazione del livello del capitale investito di località, è stato confermato, per il primo triennio del periodo di regolazione, il criterio generale di valutazione del capitale investito di località basato sul metodo del costo storico rivalutato. Con la delibera è stato avviato uno specifico procedimento volto a valutare l'ipotesi di modificare i criteri di valutazione dei nuovi investimenti a partire dall'anno 2017, stabilendo che in tale procedimento sia analizzata l'ipotesi di introdurre metodologie di valutazione a costi standard per i nuovi investimenti, ai fini dell'aggiornamento annuale del valore delle immobilizzazioni di località.

La delibera ha previsto, limitatamente agli investimenti effettuati nel biennio 2014-2015, che il riconoscimento dei costi per i misuratori installati di classe inferiore o uguale a G6, conformi alle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, sia effettuato sulla base del costo effettivo sostenuto, fino a un massimo del 150% del costo standard previsto.

La regolazione tariffaria prevede il degrado dei contributi pubblici e privati percepiti a partire dall'anno 2012, mentre in relazione allo stock di contributi, esistente al 31 dicembre 2011, è stata data la possibilità alle imprese distributrici di scegliere tra due modalità alternative di trattamento dei contributi, che prevedono, rispettivamente, una continuità con l'approccio adottato nel terzo periodo di regolazione e un degrado graduale dei contributi.

Con la determina 23 gennaio 2014, 1/2014 - DIUC, del Direttore della Direzione infrastrutture, *unbundling* e certificazione, è stata prevista l'attivazione di una specifica raccolta dati on line, al fine di consentire alle imprese distributrici di comunicare la loro scelta tra le due modalità di trattamento dei contributi previsti dalla delibera 573/2013/R/gas.

Il tasso di remunerazione del capitale investito è stato fissato pari al 6,9% per il servizio di distribuzione e al 7,2% per il servizio di misura, con riferimento al biennio 2014-2015. Sono stati previsti due aggiornamenti dei tassi di remunerazione, rispettivamente al 30 novembre 2015, ai fini dell'applicazione nel biennio 2016-2017, e al 30 novembre 2017, ai fini dell'applicazione nel biennio 2018-2019, in relazione all'aggiornamento del tasso di rendimento delle attività prive di rischio.

Con riferimento alla tariffa obbligatoria sono stati confermati i sei ambiti tariffari rilevanti per la determinazione della tariffa, definiti nel terzo periodo di regolazione, in ragione delle esigenze di semplicità amministrativa e promozione della concorrenza nel segmento della vendita. Con decorrenza dal 2014 si è proceduto a una rimodulazione dell'articolazione tariffaria di riferimento prevista nel precedente periodo regolatorio, prioritariamente finalizzata a operare una riduzione dei corrispettivi unitari relativi agli scaglioni per consumi annui superiori a 200.000 S(m^3). Con decorrenza dall'anno 2015, è invece stata prevista una modulazione delle quote fisse della tariffa obbligatoria a copertura dei costi dell'attività di distribuzione/gestione delle infrastrutture di rete e del servizio di misura, basata su tre raggruppamenti per classi del gruppo di misura installato.

In relazione ai gas diversi dal naturale, è stato previsto di far rientrare nell'ambito di applicazione della regolazione tariffaria le sole reti canalizzate che siano gestite in concessione, introducendo un limite inferiore di 300 punti di riconsegna serviti, ed è stato introdotto, in una logica di semplificazione dei meccanismi di regolazione, il principio della libertà tariffaria durante il periodo di avviamento.

Con la delibera 27 dicembre 2013, 633/2013/R/gas, sono stati approvati le tariffe obbligatorie e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2014, nonché le opzioni gas diversi per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale per l'anno 2014, in applicazione delle disposizioni contenute nella delibera 573/2013/R/gas.

Il comma 3.2 dell'Allegato A alla delibera 573/2013/R/gas prevede, entro il 31 marzo 2014, la pubblicazione in via provvisoria delle tariffe di riferimento per l'anno 2014, calcolate sulla base dei dati patrimoniali preconsuntivi relativi all'anno 2013. La pubblicazione in via definitiva delle tariffe di riferimento, sulla base dei dati patrimoniali consuntivi, è prevista entro il 15 dicembre 2014.

Il documento per la consultazione 13 febbraio 2014, 53/2014/R/gas, ha illustrato gli orientamenti dell'Autorità con riferimento alla regolazione tariffaria per le gestioni d'ambito.

In tema di costi unitari riconosciuti a copertura dell'attività di distribuzione/gestione delle infrastrutture di rete, sono state analizzate tre diverse opzioni di regolazione sulla base della metodologia AIR. La prima prevede che nei primi tre anni del periodo di concessione i corrispettivi siano calcolati come media dei valori unitari applicati alle "vecchie" gestioni comunali, riferiti alle imprese di dimensione media e grande appartenenti alla classe di densità corrispondente, ponendo

nel medesimo periodo l'*X-factor* pari a zero. La seconda opzione prevede regole diversificate per gli ambiti di concessione con un numero di punti di riconsegna superiore a 300.000, nel qual caso i corrispettivi sono fissati pari a quelli applicati alle imprese di dimensione grande, per la classe di densità corrispondente. La terza opzione prevede che per gli ambiti di concessione con un numero di punti di riconsegna inferiore a 100.000, in caso di aggiudicazione della gara da parte di un soggetto piccolo, i corrispettivi siano calcolati come media dei valori unitari applicati alle "vecchie" gestioni comunali, riferiti alle imprese di dimensione grande, media e piccola, appartenenti alla classe di densità corrispondente.

Inoltre, nel documento l'Autorità ha espresso l'orientamento di:

- prevedere che i costi relativi alla corresponsione del corrispettivo *una tantum*, di cui all'art. 8, comma 1, del decreto 12 novembre 2011, n. 226, trovino copertura in tariffa per la durata del periodo di concessione, come quota annua di ammortamento dell'onere sostenuto;
- fissare il livello iniziale del capitale investito di località, con riferimento al primo anno dell'affidamento, sulla base del VIR per i cespiti che il gestore entrante ha acquisito dal gestore uscente, e in continuità di valori con il periodo precedente, sulla base della RAB esistente, per i casi in cui il gestore entrante e il gestore uscente coincidano, limitatamente alla porzione di rete che era già di proprietà del gestore entrante prima del nuovo affidamento;
- in tema di stratificazione del VIR, prevedere che, laddove disponibili in modo completo, siano utilizzate le stratificazioni puntuali desumibili dalle perizie di stime e dagli stati di consistenza, e che solo in assenza di tali informazioni puntuali potrebbe trovare applicazione una stratificazione standard definita dall'Autorità, differenziata in funzione dell'anno di prima fornitura delle singole località servite;
- prevedere che, a seguito dell'assegnazione delle nuove concessioni per lo svolgimento del servizio per ambito, con riferimento allo stock di contributi esistenti al 31 dicembre 2011, debba in ogni caso trovare applicazione l'opzione di degrado dei contributi, come identificata nell'art. 2, comma 2, lettera b), della delibera 573/2013/R/gas;
- dar corso all'allungamento delle vite utili regolatorie, in coerenza rispetto a quelle definite nel decreto n. 226/11 in coincidenza con l'assegnazione delle concessioni per ambito tramite gara.

Nel documento è stato illustrato l'approccio che l'Autorità intende adottare al fine di trattare situazioni marginali con livelli di RAB fortemente disallineati dalle medie di settore. In particolare, l'Autorità ha espresso l'orientamento di utilizzare un approccio di tipo parametrico, al fine di limitare spazi di discrezionalità e/o di arbitrarietà. Dalle analisi svolte è risultato che i valori delle immobilizzazioni lorde rivalutate per metro di condotta risultano correlati in modo significativo con la densità (utenti per metro di condotta) e con l'altitudine delle località servite. Su queste basi è stato quindi definito un modello econometrico che consente di prevedere il valore dell'immobilizzato lordo per metro di rete sulla base del valore assunto da tali variabili in ciascuna località. L'Autorità ha ipotizzato di introdurre un meccanismo mirato alle località per le quali il valore effettivo dell'immobilizzato lordo per metro di rete risulti inferiore alla metà del valore previsto sulla base del modello. Con riferimento a tali località, l'Autorità ha ipotizzato di determinare il valore delle immobilizzazioni lorde per metro di rete in modo tale che questo sia pari alla metà del valore previsto sulla base del modello.

In relazione al riconoscimento in tariffa della differenza VIR-RAB, l'Autorità ha ritenuto preferibile l'introduzione di specifiche componenti tariffarie ad applicazione locale o d'ambito. L'Autorità ha, inoltre, espresso l'orientamento di prevedere la definizione della componente ST, relativa allo sconto tariffario di gara, a livello di ambiti tariffari.

L'Autorità ha, infine, confermato la propria impostazione iniziale in merito alle misure per l'uscita anticipata dai contratti di concessione in essere con scadenza posteriore a quella delle gare d'ambito, ritenendo che gli incentivi debbano essere riconosciuti solo se alla base ci sono fondate analisi costi-benefici che garantiscano vantaggi ai clienti, rispetto alla prosecuzione della gestione del servizio secondo le "vecchie" concessioni comunali nelle *enclave*.

Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

Con la delibera 21 marzo 2013, 113/2013/R/gas, l'Autorità ha individuato le modalità di attuazione delle disposizioni di cui all'art. 9, comma 2, del decreto n. 226/11. A questo scopo, è stata prevista la predisposizione di uno schema di nota giustificativa che dovrà essere utilizzato dalle stazioni appaltanti, ed è stato individuato l'ambito delle verifiche che l'Autorità intende effettuare al fine della formulazione delle eventuali osservazioni da trasmettere alla stazione appaltante. Infine, è stato previsto che i dati tariffari, rilevanti per lo svolgimento delle gare, siano resi disponibili alle stazioni appaltanti mediante pub-

blicazione sul sito internet dell'Autorità.

La delibera 30 maggio 2013, 230/2013/R/gas, ha integrato i criteri definiti dalla delibera 11 ottobre 2012, 407/2012/R/gas, per la determinazione del corrispettivo *una tantum* per la copertura degli oneri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, in attuazione delle disposizioni dell'art. 8, comma 1, del decreto n. 226/11.

Nel mese di marzo 2014 è stato avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti integrativi rispetto a quelli adottati nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 8 marzo 2012, 77/2012/R/gas, attuativi delle disposizioni previste in materia di affidamento delle concessioni per il servizio di concessione dall'art. 4, comma 5, del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, come convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98. In tale procedimento confluiscono le attività connesse con l'attuazione delle disposizioni di cui all'art. 1, comma 16, e all'art. 1, comma 16-*quater*, del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, come convertito, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9.

Servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

Con la delibera 27 dicembre 2013, 631/2013/R/gas, sono stati aggiornati gli obblighi di installazione e messa in servizio degli *smart meter* gas. Per i gruppi di misura di classe G4 e G6 sono stati introdotti obblighi differenziati in funzione della dimensione delle imprese distributrici. Le imprese con più di 200.000 clienti finali hanno l'obbligo di:

- installare il 3% di *smart meter* (rispetto ai punti di riconsegna attivi) entro il 31 dicembre 2014;
- mettere in servizio il 3% di *smart meter* entro il 31 dicembre 2015;
- installare il 10% di *smart meter* entro il 31 dicembre 2015;
- mettere in servizio il 60% di *smart meter* entro il 31 dicembre 2018.

Le imprese con più di 100.000 clienti finali hanno l'obbligo di installare il 3% di *smart meter* entro il 31 dicembre 2015.

È stata fatta salva la facoltà di installare gruppi di misura di classe G4 e G6 di tipo tradizionale, ma solamente sino al 31 dicembre 2014. Successivamente a tale data, i gruppi di misura installati dovranno essere esclusivamente di tipo *smart*.

Per quanto riguarda la messa a disposizione dei clienti finali dei dati di prelievo, in attesa del recepimento da parte dell'ordinamento italiano della direttiva 2012/27/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012:

- è stata rimossa la previgente differenziazione in funzione della classe dello *smart meter*;
- la messa a disposizione dei dati di consumo può essere effettuata sia tramite internet (secondo le più comuni e diffuse tecnologie), sia tramite interfaccia dello *smart meter*, non necessariamente in tempo reale;
- sono fatti salvi i costi approvati dall'Autorità nei casi di interfaccia dello *smart meter* coincidente con l'uscita emettitore di impulsi.

Sperimentazione in progetti pilota smart metering multiservizio

Nel documento per la consultazione 15 novembre 2012, 478/2012/R/gas (vedi la *Relazione Annuale* 2013), l'Autorità aveva espresso l'intenzione di avviare una sperimentazione volta a condividere l'utilizzo dell'infrastruttura di comunicazione relativa allo *smart metering* del gas naturale tra diversi servizi di pubblica utilità (telegestione multiservizio), in considerazione dei potenziali benefici di efficienza economica e di natura sociale che tali innovativi modelli di implementazione possono recare, a condizione che tale sperimentazione consenta di acquisire informazioni utili ai futuri sviluppi di erogazione dei servizi, anche non regolati dall'Autorità, e dei connessi meccanismi di regolazione.

A seguito di tale consultazione, con la delibera 19 settembre 2013, 393/2013/R/gas, l'Autorità ha definito gli obiettivi e i criteri della sperimentazione di telegestione multiservizio, nonché i requisiti di ammissione dei progetti che possono richiedere l'agevolazione tariffaria prevista per tale sperimentazione. Anche in relazione alle scelte compiute per lo *smart metering* gas (si veda sopra il paragrafo dedicato), l'Autorità ha ritenuto opportuno indirizzare le sperimentazioni multiservizio verso gli aspetti più innovativi. In tale prospettiva, l'ammissione dei progetti di *smart metering* multiservizio è stata condizionata all'adozione di uno dei modelli con c.d. "operatore terzo" dedicato agli aspetti di raccolta e trasmissione dei dati di lettura e di telegestione, presentati nel documento per la consultazione 478/2012/R/gas, dal momento che tali modelli sono i più promettenti rispetto alle piattaforme multiservizio, in relazione soprattutto alle questioni di acquisizione e scambio dei dati che, specie per i settori liberalizzati, presentano aspetti di delicatezza non solo per la sicurezza e l'integrità

dei dati, ma anche per la riservatezza ai fini della competizione *retail*. Con la delibera 393/2013/R/gas, l'Autorità ha provveduto a:

- definire i requisiti minimi, i tempi e le modalità di presentazione delle istanze per l'ammissione al trattamento incentivante dei progetti pilota;
- definire i criteri e i punteggi da assegnare a ciascun criterio per la selezione dei progetti pilota da ammettere al trattamento incentivante; in particolare, il punteggio è collegato alla varietà dei servizi interessati e alla numerosità di punti, entro un minimo di 2.500 punti e un massimo di 20.000 punti telegestiti complessivi, di cui almeno il 30% relativi al gas e il 60% complessivamente ai servizi regolati dall'Autorità;
- prevedere una clausola in base alla quale i proponenti devono presentare una valutazione di impatto del progetto in relazione alle gare per i nuovi ambiti; l'Autorità si riserva di non ammettere i progetti per i quali la sperimentazione possa costituire un ostacolo alla regolare conduzione delle gare;
- definire le modalità di contribuzione ai costi delle sperimentazioni, in coerenza con quanto parallelamente disposto per le prime installazioni sistematiche di *smart meter* gas; le agevolazioni previste per i progetti pilota multiservizio verranno poste a valere sulla tariffa di distribuzione gas.

Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Esenzione TAP

Il gasdotto TAP rappresenta per l'Italia un'importante opportunità per la sicurezza degli approvvigionamenti, per la diversificazione delle fonti e per un ulteriore sviluppo della concorrenza, contribuendo all'affermazione del nostro Paese come un *hub* del gas.

Inoltre, il nuovo collegamento con la Grecia e l'Albania, e quindi con i Balcani, aprirà l'accesso a mercati nuovi ed emergenti, attraverso la possibilità di movimentare gas, tramite prenotazioni di capacità, anche in controflusso.

L'Autorità, alla fine di febbraio 2013, congiuntamente al regolatore greco (RAE) e albanese (ERE), ha formulato un parere favorevole preliminare alla richiesta di esenzione presentata dalla società TAP AG. L'esenzione è relativa all'accesso dei terzi e ad altre previsioni della direttiva gas del Terzo pacchetto in tema di tariffe e *unbundling* (delibera 28 febbraio 2013, 78/2013/R/gas). Il parere è stato raggiunto in esito alle attività dei regolatori e a valle dei risultati del *market test*, come previsto dalla direttiva comunitaria 2009/73/CE. La procedura di *market test* era finalizzata ad acquisire l'interesse di potenziali utilizzatori dell'infrastruttura, istituzioni e gestori di rete, verso l'allocazione della relativa capacità di trasporto; ha rappresentato il primo caso di applicazione delle previsioni della direttiva a un gasdotto.

Con decreto del 13 marzo 2013, il Ministro dello sviluppo economico ha adottato il provvedimento di esenzione che richiama integralmente la *Joint Opinion*, aggiungendo un'ulteriore prescrizione relativa alle misure di promozione della concorrenza applicabili in Italia. In data 16 maggio 2013, la Commissione europea, ai sensi dell'art. 36.9 della citata direttiva, ha assunto la decisione in merito all'esenzione notificata.

All'inizio del mese di giugno l'Autorità, congiuntamente al regolatore greco (RAE) e albanese (ERE), ha quindi adottato la delibera 6 giugno 2013, 249/2013/R/gas, di recepimento delle integrazioni richieste

dalla Commissione europea e dall'*Energy Community* in merito all'*Energy Regulators Joint Opinion on TAP AG's Exemption application*, adottata con la delibera 78/2013/R/gas (*Final Joint Opinion*).

Con decreto 25 giugno 2013, il Ministro dello sviluppo economico ha recepito le integrazioni delle richieste della Commissione europea, relativamente alla concessione dell'esenzione dalla disciplina di accesso dei terzi a favore di TAP AG.

Nella *Final Joint Opinion* l'accettazione della richiesta di esenzione della società TAP AG è stata subordinata a una serie di condizioni, secondo le seguenti linee:

- il *business case* di TAP AG per il trasporto dei volumi di gas disponibili dal giacimento di Shah Deniz II verso il Sud-Est Europa e l'Italia è stato accolto, ma a condizione che venga garantito contemporaneamente l'accesso a tutti i futuri acquirenti di tali volumi di gas secondo gli stessi termini e le stesse condizioni;
- la capacità massima per il trasporto di gas attraverso il gasdotto TAP sarà sviluppata seguendo un approccio di mercato in base alle *best practices* in Europa;
- i mercati del gas nell'Europa sudorientale avranno accesso diretto a forniture di gas anche dall'Italia, attraverso Grecia e Albania;
- l'interoperabilità del gasdotto TAP alle infrastrutture gas esistenti e future in Italia, Albania e Grecia è garantita attraverso lo sviluppo di nuovi punti di entrata e di uscita, seguendo le esigenze dei tre Paesi;
- la società TAP AG opererà come un gestore di sistema indipendente per l'intero periodo della deroga;
- misure proconcorrenziali impediscono lo sviluppo e il rafforzamento delle posizioni di mercato dominanti in tutti e tre i Paesi.

Nel settembre 2013 l'Autorità ha precisato la definizione di Shah Deniz Gas di cui alla *Final Joint Opinion*, in modo da consentire alla società TAP AG di trasportare il gas prodotto in territorio azero, indipendentemente dallo specifico campo di produzione (delibera 12 settembre 2013, 384/2013/R/gas). Nel mese di ottobre 2013, dopo aver espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico in merito alla conferma dell'esenzione rilasciata a favore di TAP AG (parere 28 ottobre 2013, 472/2013/I/gas), l'Autorità ha approvato la proposta di Codice tariffario della società TAP AG contemporaneamente alle Autorità nazionali di regolazione di Albania (ERE) e Grecia (RAE) (delibera 7 novembre 2013, 495/2013/R/gas).

Nel corso del mese di novembre è stata presentata dalla stessa società la proposta di *Regulatory Compliance Program*, così come stabilito dalla *Final Joint Opinion*. Tale programma contiene le misure per prevenire comportamenti discriminatori che la società TAP AG potrebbe avere in relazione ai partecipanti della prima *Booking Phase* del *market test* che non sono azionisti della medesima società. L'applicazione del programma è solo una delle condizioni richieste dalla *Final Joint Opinion* per evitare possibili conflitti d'interesse tra il TSO TAP AG e i suoi azionisti attivi nell'estrazione del gas nei giacimenti azeri. Infatti, la società TAP AG, pur avendo ottenuto l'esenzione dall'*ownership unbundling*, dovrà comunque essere certificata secondo il modello ITO prima della realizzazione del gasdotto TAP, e comunque non più tardi dell'1 gennaio 2018.

Promozione della concorrenza

Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza del mercato al dettaglio

Mercato all'ingrosso del gas naturale

L'art. 30, della legge 23 luglio 1999, n. 99, ha previsto che la gestione economica del mercato del gas naturale sia affidata in esclusiva al Gestore del mercato elettrico (ora Gestore dei mercati energetici - GME) il quale assume la gestione delle offerte di acquisto e vendita del gas naturale e di tutti i servizi connessi secondo criteri di merito economico.

Inoltre, il medesimo art. 30, della legge n. 99/09, prevede che la disciplina del mercato del gas naturale, predisposta dal GME, sia approvata con decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentite le competenti commissioni parlamentari e l'Autorità. Successivamente, l'art. 32, comma 2, del decreto legislativo n. 93/11, ha previsto che il GME assumesse la gestione dei mercati a termine fisici del gas naturale, e che a tal fine l'Autorità fissasse le condizioni regolatorie atte a garantire al GME lo svolgimento di dette attività, ivi compresa quella di controparte centrale delle negoziazioni concluse dagli operatori sui predetti mercati, nonché la possibilità di operare come utente presso il PSV, con relativa titolarità di un conto sul PSV e come utente del mercato del bilanciamento del gas naturale.

Nel corso del 2013, l'Autorità è intervenuta nell'ambito del procedimento di definizione della disciplina del mercato del gas, esprimendo, con la delibera 10 gennaio 2013, 4/2013/I/gas, parere favorevole alla disciplina del mercato del gas predisposta dal GME. Inoltre, con la medesima delibera l'Autorità ha definito i criteri per la gestione del rischio di controparte delle transazioni concluse presso la piattaforma del GME; ciò con riferimento sia alla determinazione delle garanzie richieste, sia agli strumenti attivabili ai fini della copertura dei debiti non coperti dalle medesime garanzie.

Con il decreto 6 marzo 2013, il Ministro dello sviluppo economico ha approvato, ai sensi dell'art. 30, comma 1, della legge n. 99/09, la disciplina del mercato del gas naturale come integrata dal GME in esito al sopra richiamato parere dell'Autorità e al parere espresso dalle competenti commissioni parlamentari.

Pertanto, con la delibera 7 agosto 2013, 365/2013/R/gas, l'Autorità, al fine di completare la definizione delle condizioni regolatorie per lo svolgimento delle negoziazioni presso il mercato del gas naturale, ha approvato la convenzione tra il GME e Snam Rete Gas in base alla quale i medesimi soggetti si coordinano ai fini della registrazione delle transazioni effettuate presso il predetto mercato nell'ambito dei bilanci di trasporto. Con la medesima delibera ha, inoltre, confermato e integrato i criteri precedentemente espressi con la citata delibera 4/2013/I/gas, relativi alla gestione del rischio di controparte.

A seguito dell'emanazione della predetta delibera, il Ministero dello sviluppo economico, con decreto 9 agosto 2013, ha definito la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del mercato gestito dal GME.

Si segnala infine che, con la delibera 19 dicembre 2013, 616/2013/R/gas, l'Autorità ha confermato per l'anno 2014 la misura dei corrispettivi applicati dal GME per la partecipazione alle negoziazioni presso la piattaforma per il bilanciamento. Con la medesima delibera, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro dello sviluppo economico in relazione a modifiche della disciplina del mercato del gas predisposte dal GME.

Attività relative alle capacità di stoccaggio finanziate nell'ambito delle disposizioni del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130

Nel 2013 sono proseguite le attività previste dal decreto legislativo n. 130/10, che ha introdotto, in luogo dei c.d. "tetti antitrust", nuove misure volte a incrementare la concorrenzialità nel mercato del gas naturale mediante il potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio a favore di soggetti industriali e termoelettrici.

In particolare, anche per il 2013 i soggetti industriali che finanziano la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio hanno potuto usufruire delle c.d. "misure transitorie/stoccaggio virtuale", ossia delle disposizioni che anticipano, in forma virtuale, benefici equivalenti a quelli che si avrebbero qualora la capacità di stoccaggio finanziata fosse già operativa (art. 9 del decreto legislativo n. 130/10). Tale meccanismo è previsto fino alla progressiva entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio, e comunque non oltre il 2015.

Per il servizio fisico di stoccaggio virtuale per l'anno termico 2014-2015, con la delibera 30 gennaio 2014, 22/2014/R/gas, l'Autorità ha definito i corrispettivi massimi relativi all'obbligo di offerta nelle procedure di selezione degli stoccatori virtuali, per un quantitativo minimo pari al 50% del servizio, da approvvigionare al soggetto che aderisce all'attuazione delle misure di cui all'art. 5, comma 1, del decreto legislativo n. 130/10 (Eni).

Nel marzo 2014 si sono svolte le procedure di assegnazione a mercato della capacità di stoccaggio gas per il 2014-2015, prevista dal decreto legislativo n. 130/10. Sono stati ceduti 2.206.480 GJ, contro i 9.240.210 GJ offerti, a un prezzo medio di 0,251671 €/J.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

Con la delibera 28 giugno 2013, 284/2013/R/gas, l'Autorità ha integrato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale, di cui alla delibera 28 ottobre 2009, ARG/gas 161/09, al fine di razionalizzare la raccolta delle informazioni oggetto degli obblighi informativi previsti in capo alle imprese di trasporto, stoccaggio e rigassificazione e al GME. Tale intervento si inserisce nel percorso di rafforzamento delle attività di monitoraggio già in corso, con l'obiettivo di pervenire a un monitoraggio stabile e accurato del grado di sicurezza e di concorrenza del mercato del gas naturale, sia a livello nazionale, sia a livello sovranazionale.

L'Autorità svolge attività di monitoraggio anche attraverso specifiche istruttorie; tra queste, particolare rilievo merita l'istruttoria conoscitiva, avviata con la delibera 7 agosto 2013, 364/2013/E/gas, sulla struttura di costo del mercato della vendita al dettaglio del gas naturale per l'anno termico 2013-2014. Gli esiti dell'istruttoria, che è stata chiusa con la delibera 20 febbraio 2014, 67/2014/E/gas, sono riportati nel Capitolo 5 (vedi il paragrafo "Indagini e misure imposte per la promozione della concorrenza").

Monitoraggio del mercato al dettaglio

La delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11, definisce, come evidenziato nel precedente Capitolo 2, il sistema di monitoraggio *retail* con riferimento sia al settore elettrico, sia al settore del gas naturale. L'analisi delle medesime informazioni per entrambi i settori risulta infatti particolarmente rilevante nell'ambito della filiera in cui le attività svolte nei confronti dei clienti finali sono le medesime.

Relativamente all'identificazione dei soggetti obbligati alla rilevazione dei dati relativi all'anno 2013, per il settore gas risultano 53 distributori e 55 venditori; di questi ultimi, solo sei sono monofornitura, mentre i rimanenti vendono sia energia elettrica, sia gas naturale.

Le risultanze dell'Indagine conoscitiva dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale, riportate nella delibera 7 agosto 2013, 366/2013/E/com, sono riferite anche al mercato del gas naturale e sono riportate nel Capitolo 5.

PAGINA BIANCA

4.

Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali

Tutela dei consumatori

Gli interventi di regolazione riferiti alle attività di vendita al dettaglio nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale possono suddividersi in interventi rivolti specificamente alla regolazione dei regimi di tutela e in interventi destinati, più in generale, a migliorare il corretto funzionamento dei meccanismi del mercato, al fine di promuoverne la concorrenza.

Nel 2013, l'attività svolta dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico per la regolazione dei regimi di tutela ha riguardato con prevalenza il settore del gas naturale, con l'avvio e il completamento della riforma delle condizioni economiche e, al contempo, l'integrazione della disciplina del servizio di *default*, necessaria per fornire un quadro certo circa le modalità di trattamento dei prelievi effettuati non imputabili a un fornitore.

Per quanto riguarda, invece, gli interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio, particolare rilievo hanno assunto, in entrambi i settori, la disciplina relativa ai contratti non richiesti, le nuove disposizioni in materia di procedura di costituzione in mora in caso di mancato pagamento dei clienti finali e l'avvio della riforma relativa alla trasparenza dei documenti di fatturazione.

Mercato elettrico

Mercato elettrico - Servizio di maggior tutela e servizio di salvaguardia

L'art. 3, paragrafo 3, della direttiva 2009/72/CE, prevede che «*gli Stati membri provvedono affinché tutti i clienti civili e, se gli Stati membri lo ritengono necessario, le piccole imprese (con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro) usufruiscano nel rispettivo territorio del servizio universale, vale a dire del diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori*».

Il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, ha confermato l'assetto introdotto dal decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con

legge 3 agosto 2007, n. 125, che, a far data dall'1 luglio 2007, ha previsto l'istituzione:

- del servizio di maggior tutela, cui hanno diritto i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro, che non scelgono un fornitore sul mercato libero; per questi clienti il servizio è erogato dall'esercente la maggior tutela e la funzione di approvvigionamento continua a essere svolta dall'Acquirente unico[1];
- del servizio di salvaguardia destinato ai clienti diversi da quelli aventi diritto alla maggior tutela, nel caso in cui essi si trovino senza un esercente la vendita nel mercato libero o non abbiano proceduto a sceglierne uno; l'esercente di tale servizio è individuato attraverso procedure concorsuali per aree territoriali.

Per quanto riguarda le condizioni di erogazione del servizio di maggior tutela, le modalità di definizione, da parte dell'Autorità, dei prezzi relativi alle fasi liberalizzate della filiera elettrica (a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione) fanno riferimento a condizioni di mercato. I prezzi relativi all'approvvigionamento sono infatti attualmente determinati sulla base dei prezzi registrati nel mercato all'ingrosso, attraverso operazioni matematiche prive di margini di discrezionalità.
Al contrario, ai fini della determinazione della parte relativa ai costi di commercializzazione, non esistendo un valore di mercato cui fare riferimento, viene seguito un criterio di aderenza ai costi di un ipotetico operatore nuovo, entrante nel segmento della vendita di energia elettrica ai clienti di piccole dimensioni.
Infine, le condizioni di erogazione del servizio di salvaguardia sono definite sulla base degli esiti delle procedure concorsuali di selezione degli esercenti la salvaguardia.

Servizio di maggior tutela - Aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela

Sulla base di quanto previsto dall'art. 10 del *Testo integrato della vendita* (TIV), come modificato e integrato con la delibera 19 luglio 2012, 301/2012/R/eel, l'Autorità ha provveduto, come di consueto, ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per il servizio di maggior tutela:

- per il trimestre aprile-giugno 2013, con la delibera 28 marzo 2013, 126/2013/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2013, con la delibera 28 giugno 2013, 283/2013/R/eel;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2013, con la delibera 26 settembre 2013, 408/2013/R/eel;
- per il trimestre gennaio-marzo 2014, con la delibera 27 dicembre 2013, 638/2013/R/eel.

Per un dettaglio sui valori di tali aggiornamenti, si rinvia al Capitolo 2 del vol. I.
I corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica (corrispettivi PED) vengono aggiornati ogni trimestre sulla base del prezzo di cessione applicato dall'Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela, per l'approvvigionamento dell'energia elettrica e per il servizio di dispacciamento. In particolare, al momento dell'aggiornamento trimestrale, i livelli dei corrispettivi PED sono definiti considerando:

- la valorizzazione dei costi sostenuti dall'Acquirente unico, sulla base dei dati di consuntivo e di pre-consuntivo, nei mesi dell'anno solare già trascorsi;
- la valorizzazione dei costi che l'Acquirente unico sosterrà nei restanti mesi dell'anno, sulla base delle migliori previsioni dell'andamento delle variabili rilevanti, ai fini della determinazione dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente unico;
- la quantificazione del recupero necessario a ripianare eventuali errori connessi con il calcolo del corrispettivo PED, relativo al periodo precedente.

La quantificazione degli importi da recuperare, al fine di ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione *ex ante* effettuata dall'Autorità e i ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela in conseguenza dell'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti finali del servizio, ha la principale finalità di definire i corrispettivi, relativi all'anno solare di riferimento, il più

[1] La legge n. 125/07 stabilisce che l'esercente la maggior tutela sia un'apposita società di vendita, negli ambiti territoriali in cui l'impresa distributrice alimenta almeno 100.000 clienti finali, ovvero la medesima impresa distributrice negli altri casi.

possibile allineati ai costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela, minimizzando così gli importi di perequazione applicati negli anni successivi. Gli importi non recuperati nell'anno solare di riferimento sono, infatti, coperti tramite la perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento, e vengono recuperati dai clienti finali attraverso il prezzo di perequazione dell'energia (corrispettivo PPE).

Le determinazioni degli importi di perequazione dei costi di approvvigionamento relativi all'anno 2012 sono state effettuate dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) nel corso dell'anno 2013, in coerenza con le scadenze previste dal TIV. Ai fini dell'aggiornamento delle condizioni economiche del primo trimestre 2014, l'Autorità ha conseguentemente modificato i livelli del corrispettivo PPE per tenere conto di tali determinazioni. Inoltre, sono stati considerati gli importi versati dall'Acquirente unico al Conto relativo alla perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica, che si riferiscono a partite economiche afferenti l'attività di approvvigionamento dell'energia elettrica, svolta dallo stesso Acquirente unico.

Per un dettaglio sui conti della CCSE si rimanda al Capitolo 1 di questo volume.

Servizio di maggior tutela – Revisione delle fasce orarie

Ai sensi del TIV, a partire dall'1 luglio 2010, ai clienti domestici del servizio di maggior tutela dotati di misuratori elettronici programmati per fasce orarie e messi in servizio, è stata applicata una struttura di prezzi biorari, con corrispettivi PED (a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia) differenziati nelle fasce orarie F1 e F23 (F2+F3). Tale applicazione risulta automatica e non condizionata a una esplicita richiesta del cliente finale[2].

L'evoluzione della domanda e dell'offerta nel mercato all'ingrosso (Mercato del giorno prima - MGP) ha comportato che il Prezzo unico nazionale (PUN) assumesse un andamento, nelle diverse ore della giornata, differente rispetto a quanto storicamente rilevato e assunto a base della definizione dell'attuale struttura delle fasce orarie. In particolare, l'andamento dei prezzi è caratterizzato da una riduzione, in media annua, del differenziale del PUN tra le fasce orarie e dalla presenza, nei giorni lavorativi, di prezzi medi delle ore appartenenti alla fascia oraria F2 vicini ai prezzi medi delle ore incluse nella fascia oraria F1, soprattutto con un aumento relativo dei prezzi nelle ore serali (appartenenti alla fascia oraria F2).

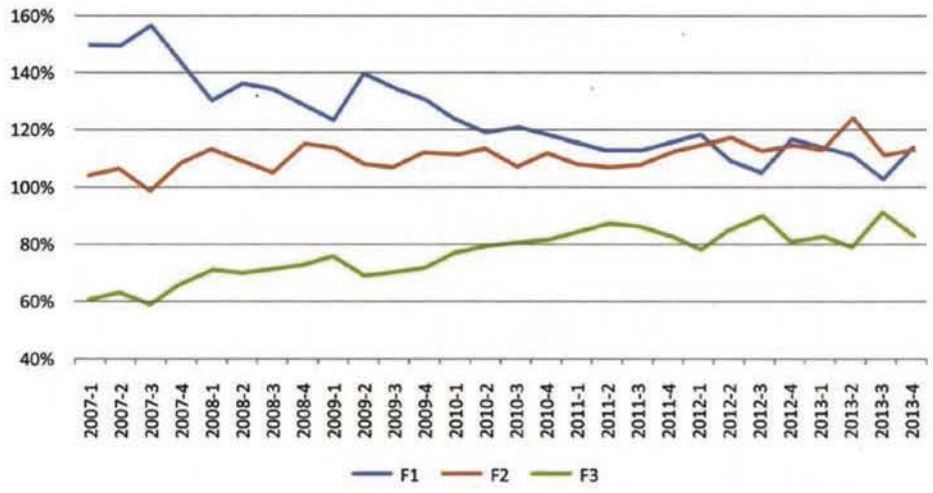


FIG. 4.1

Andamento del PUN per fascia oraria (rapporto % tra il prezzo medio trimestrale per fascia e il prezzo medio trimestrale)

Fonte: AEEGSI.

2 A tale fine è stato anche previsto un periodo transitorio, terminato il 31 dicembre 2011, durante il quale i corrispettivi PED biorari sono stati calcolati dall'Autorità sulla base di un rapporto predefinito tra il prezzo di fascia F1 e il prezzo di fascia F23, pari a 110%.

In ragione della suddetta evoluzione dell'MGP e della non coerenza con l'attuale struttura delle fasce orarie, dopo una lunga fase di consultazione che ha visto il coinvolgimento di tutti i soggetti interessati[3], con la delibera 22 maggio 2013, 215/2013/R/eel, l'Autorità ha previsto di mantenere la storica struttura dei corrispettivi PED ai clienti finali serviti nel servizio di maggior tutela statuita dal TIV, stabilendo al contempo di continuare l'azione di monitoraggio dell'evoluzione dell'MGP e l'analisi sull'andamento dei prezzi nelle diverse fasce orarie, anche al fine di valutare modalità alternative di definizione dei prezzi che siano in grado di tenere maggiormente conto dei nuovi paradigmi di evoluzione del mercato.

Sul tema, l'Autorità ha successivamente ribadito tale orientamento nella memoria presentata il 13 gennaio 2014 dinnanzi alla 6ª e alla 10ª Commissione della Camera dei Deputati, in merito all'esame del disegno di legge relativo alla conversione in legge del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145. In particolare, il citato decreto legge, recante interventi urgenti di avvio del c.d. "Piano destinazione Italia", all'art. 1 contiene «*disposizioni finalizzate alla riduzione dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, per gli indirizzi strategici dell'energia geotermica, in materia di certificazione energetica degli edifici e di condominio e per lo sviluppo di tecnologie di maggiore tutela ambientale*», in base alle quali all'Autorità è richiesto di aggiornare, entro 90 giorni dall'entrata in vigore del decreto stesso, «*gli attuali criteri di definizione dei prezzi di riferimento per le forniture destinate ai clienti finali non riforniti sul mercato libero, tenendo conto delle mutazioni intervenute nell'effettivo andamento orario dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato*». Nella citata memoria l'Autorità ha richiamato gli esiti della consultazione avviata con la delibera 15 settembre 2011, ARG/elt 122/11, e ha ricordato come:

- l'opportunità di una revisione della vigente struttura dei prezzi biorari sia stata valutata anche alla luce di alcuni vincoli tecnici, posti dagli attuali strumenti di misura presso i clienti finali;
- un intervento di modifica delle ore da includere in ciascuna fascia oraria (per esempio, riclassificando le ore del pomeriggio come ore di punta) comporterebbe la necessità di riprogrammare i misuratori elettronici;
- la riprogrammazione dei misuratori elettronici richiederebbe da nove a dodici mesi di tempo sull'intero territorio nazionale, e dovrebbe essere accompagnata da una revisione sia delle modalità di attribuzione dei prelievi di energia elettrica, sia dei sistemi informativi dei soggetti coinvolti.

Tempi lunghi per la riprogrammazione dei misuratori, uniti all'incertezza sulle dinamiche del profilo orario dei prezzi, rendono dunque impossibile assicurare oggi, con continuità, la coerenza tra la struttura delle fasce orarie e l'andamento orario dei prezzi dell'energia elettrica nel mercato. Anche relativamente ai sistemi di misura e di gestione dei dati, nonché della loro messa a disposizione ai consumatori finali, la rapida evoluzione tecnologica, tutt'oggi in corso, rende inopportuna un'azione immediata. L'interfaccia tra il consumatore finale, anche domestico, e il mercato elettrico è in fase di forte sviluppo, pure in considerazione di quanto previsto dalla direttiva europea 2012/27/CE in materia di evoluzione degli assetti regolatori e di mercato, al fine di promuovere una partecipazione più attiva della domanda.

Alla luce di queste considerazioni, nella memoria suddetta l'Autorità ha concluso che oggi non potrebbe che confermare le decisioni già assunte pochi mesi fa e sopra richiamate, le quali trovano fondamento anche nell'amplissima condivisione dei soggetti consultati.

Servizio di maggior tutela - Modifica delle componenti di commercializzazione al dettaglio

Con la delibera 27 dicembre 2013, 637/2013/R/eel, l'Autorità ha aggiornato i livelli delle componenti di commercializzazione al dettaglio del servizio di maggior tutela nel settore elettrico RCV, RCVi e $DISP_{BT}$ e del corrispettivo PCV applicato ai clienti non domestici. Tale aggiornamento è stato effettuato in considerazione delle nuove modalità di riconoscimento degli oneri relativi alla morosità dei clienti finali, implementate a decorrere dall'anno 2013 con la delibera 28 dicembre 2012, 583/2012/R/eel.

In particolare, la nuova metodologia ha previsto che il riconoscimento degli oneri relativi alla morosità avvenga mediante la definizione del livello di *unpaid ratio* - vale a dire

3 Con la delibera ARG/elt 122/11, l'Autorità aveva avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di corrispettivi PED differenziati nel tempo ai clienti del servizio di maggior tutela. Nell'ambito di tale procedimento, era stato pubblicato il documento per la consultazione 24 maggio 2012, 216/2012/R/eel.

del tasso di mancato pagamento delle fatture da parte dei clienti finali all'interno di un periodo temporale di 24 mesi - da applicare al fatturato dei clienti cui è erogato il servizio di maggior tutela. Inoltre, ai fini della determinazione del livello di *unpaid ratio* da riconoscere, vengono considerati i livelli di tale tasso rilevati presso gli esercenti la maggior tutela più efficienti, tenendo conto del beneficio derivante dalla possibilità di ricorso al sistema indennitario, di cui alla delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, da parte di questi esercenti.

Infine, in ragione del diverso livello di *unpaid ratio* per area geografica e per tipologia di cliente finale (domestico e non domestico), la nuova metodologia ha stabilito che, pur mantenendo l'unicità del prezzo pagato dai clienti finali, la remunerazione degli esercenti la maggior tutela risulti differenziata per le diverse tipologie di clienti finali e ulteriormente distinta in base alle diverse aree geografiche definite ai sensi della richiamata delibera 583/2012/R/eel (Centro-Nord e Centro-Sud).

Ai fini dell'aggiornamento dei livelli delle componenti di commercializzazione al dettaglio del servizio di maggior tutela, l'Autorità ha effettuato un'apposita richiesta dati agli esercenti nel mese di ottobre 2013. Dai dati raccolti è emerso quanto segue:

- un incremento a livello nazionale di circa il 29% dell'*unpaid ratio* a 24 mesi, rispetto al livello rilevato in base ai dati raccolti per la determinazione relativa all'anno 2013;
- la conferma che il valore di *unpaid ratio* presenta significative differenziazioni sia a livello territoriale, sia con riferimento alla tipologia di clienti (domestici e non); riguardo ai clienti domestici si osserva, altresì, che il livello di *unpaid ratio* a 24 mesi risulta in linea, se non in miglioramento, rispetto a quanto rilevato in base ai dati raccolti per la determinazione relativa all'anno 2013;
- in almeno uno dei casi osservati, il suddetto incremento risulta particolarmente influenzato dalla presenza di morosità relativa alla fatturazione, da parte dell'esercente la maggior tutela, di importi derivanti dalla ricostruzione dei consumi riguardanti l'evidenziazione, da parte dell'impresa di distribuzione, di prelievi fraudolenti di alcuni clienti finali;
- al netto della morosità pertinente ai prelievi fraudolenti, l'incremento a livello nazionale dell'*unpaid ratio* a 24 mesi, rispetto al livello rilevato in base ai dati raccolti per la determinazione relativa all'anno 2013, si attesta a circa il 9%.

In ragione delle suddette analisi, l'Autorità ha inoltre rivisto i livelli delle componenti RCV e RCVi, mantenendone la differenziazione, sia per le diverse tipologie di clienti finali in maggior tutela, sia in base ai diversi ambiti territoriali attualmente previsti dal TIV (Centro-Nord e Centro-Sud), considerando il livello di *unpaid ratio* rilevato presso gli esercenti la maggior tutela più efficienti, al netto della morosità pertinente i prelievi fraudolenti. Relativamente alle modalità di riconoscimento di quest'ultima, è stato invece previsto un meccanismo transitorio di compensazione definito sulla base di criteri prudenziali, rinviando a successivo provvedimento la definizione del meccanismo di compensazione a regime. Il meccanismo transitorio stabilisce il riconoscimento di un incremento del livello di *unpaid ratio* agli esercenti che dimostrano di avere fatturato e non riscosso importi in seguito alla ricostruzione di consumi derivanti dall'evidenziazione, da parte dell'impresa di distribuzione, di prelievi fraudolenti.

Inoltre, il livello delle componenti RCV e RCVi è stato rivisto per tenere conto:

- delle modifiche del tasso utilizzato per la remunerazione del livello del capitale investito netto, le cui variabili rilevanti sono definite in coerenza con quelle utilizzate per la determinazione delle tariffe per i servizi di rete, in ragione della revisione del tasso nominale delle attività prive di rischio, aggiornato al ribasso con la delibera 19 dicembre 2013, 607/2013/R/eel;
- dell'utilizzo, ai fini della remunerazione dell'attività di vendita, del tasso di remunerazione nominale, in considerazione della rilevanza, nella composizione del capitale investito netto, del livello del capitale circolante netto, per il quale non è prevista una rivalutazione annuale dell'importo riconosciuto.

Nell'ambito della revisione dei meccanismi di riconoscimento della remunerazione, è stata rinviata a successivo provvedimento la definizione del livello delle imposte convenzionali da utilizzare per la quantificazione del tasso di remunerazione del capitale investito netto, prevedendo che, nell'ambito del suddetto provvedimento, siano definiti appositi meccanismi affinché il riconoscimento abbia efficacia anche con riferimento all'anno 2014.

Infine, anche alla luce degli aggiornamenti dei livelli delle componenti RCV e RCVi sopra evidenziati, l'Autorità ha rivisto

il livello del corrispettivo PCV applicato ai clienti finali non domestici, in modo da mantenere il corretto segnale di prezzo per tali clienti, in considerazione dell'impatto della morosità dei medesimi anche nel mercato libero. È stato inoltre rivisto il livello della componente $DISP_{BT}$ applicata ai clienti finali aventi diritto al servizio di maggior tutela.

Servizio di salvaguardia - Selezione dei nuovi esercenti a partire dall'1 gennaio 2014

Il servizio di salvaguardia viene erogato dagli operatori individuati attraverso specifiche procedure di selezione, svolte sulla base degli indirizzi emanati dal Ministro dello sviluppo economico su proposta dell'Autorità. Per la selezione dei nuovi esercenti il servizio di salvaguardia a decorrere dall'1 gennaio 2014, alla luce dell'esperienza maturata in materia e dell'evoluzione del contesto normativo e regolatorio, l'Autorità ha ritenuto necessario rivedere alcuni degli elementi di disegno delle gare e del servizio di salvaguardia; ciò al fine di garantire la massima partecipazione da parte di operatori che fossero in possesso di predeterminati requisiti, nonché ai fini della determinazione della dimensione ottimale delle aree, oltre che dei criteri per il trasferimento dei punti serviti dal vecchio al nuovo esercente la salvaguardia, qualora gli stessi non coincidessero a seguito dello svolgimento delle procedure di gara.

In primo luogo, con la delibera 3 ottobre 2013, 436/2013/R/eel, l'Autorità ha proposto al Ministro dello sviluppo economico che, a partire dalla nuova assegnazione del servizio di salvaguardia, la durata del periodo di esercizio di tale servizio fosse stabilmente posta pari a tre anni, in luogo dei due in precedenza previsti, al fine di permettere una migliore gestione del rischio connesso con i clienti cui è erogato il servizio medesimo e, pertanto, di promuovere la massima partecipazione alle procedure concorsuali.

Inoltre, nell'ambito del procedimento di cui alla delibera 19 settembre 2013, 395/2013/R/eel, l'Autorità ha pubblicato un documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti per la revisione delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di salvaguardia di energia elettrica (19 settembre 2013, 396/2013/R/eel). Il procedimento è stato chiuso con la delibera 17 ottobre 2013, 456/2013/R/eel, con la quale l'Autorità ha, in primo luogo, rivisto le procedure concorsuali per quanto concerne:

- la definizione delle aree territoriali in cui ciascun soggetto è tenuto a erogare il servizio di salvaguardia;
- i requisiti minimi che gli operatori partecipanti alle procedure concorsuali devono possedere, stabilendo ulteriori requisiti e vincoli, quali l'obbligo di versamento di opportune garanzie, nei casi in cui il soggetto che partecipa a dette procedure si trovi in una situazione di concordato preventivo con continuità aziendale;
- le informazioni che gli esercenti la salvaguardia sono tenuti a mettere a disposizione dei partecipanti alle procedure concorsuali.

Con la medesima delibera 456/2013/R/eel, è stato altresì rivisto il meccanismo di reintegrazione degli oneri non altrimenti recuperabili connessi con i clienti non disalimentabili del servizio di salvaguardia, e sono state approvate modifiche al TIV al fine di prevedere che nell'ambito del servizio di salvaguardia, qualora il cliente non paghi almeno una fattura relativa al servizio, ovvero non versi la garanzia eventualmente richiesta dall'esercente, quest'ultimo possa chiedere all'impresa distributrice di procedere alla sospensione dei punti di prelievo e che, in tali casi, non si applichino le previsioni di cui al comma 4.3 della delibera25 gennaio 2008, ARG/elt 4/08.

In sintesi, con il citato provvedimento l'Autorità è intervenuta al fine di assicurare la massima partecipazione alle procedure concorsuali da parte di soggetti che soddisfino determinati requisiti a garanzia dell'effettiva capacità di svolgere il servizio oggetto di assegnazione.

In data 22 novembre 2013, l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di salvaguardia per il periodo 2014-2016 (Tav. 4.1.)

TAV. 4.1

Operatori assegnatari del servizio di salvaguardia per il periodo 2014-2016

AREA GEOGRAFICA	OPERATORE	Valore del parametro Ω (€/mWh)
Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige	Hera Comm	19,69
Lombardia	Hera Comm	16,48
Veneto, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia	Enel Energia	62,00
Toscana, Umbria, Marche	Hera Comm	16,89
Sardegna	Enel Energia	43,00
Lazio	Hera Comm	32,89
Campania, Abruzzo	Enel Energia	96,00
Puglia, Molise, Basilicata	Hera Comm	37,18
Calabria	Enel Energia	113,00
Sicilia	Enel Energia	99,00

In data 27 novembre 2013, su richiesta di Exergia (esercente la salvaguardia uscente nelle aree 1 (Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige) e 3 (Veneto, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia) - esclusa dall'Acquirente unico dalla procedura per mancato rispetto dei requisiti di ammissione - il Presidente del TAR Lazio, con decreto n. 4628/2013, ha sospeso l'esecuzione dell'esito delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di salvaguardia nelle suddette aree, fissando la Camera di consiglio, per la trattazione collegiale dell'istanza cautelare, al 20 dicembre 2013. Alla luce di tali circostanze, con la delibera 5 dicembre 2013, 562/2013/R/eel, l'Autorità ha adottato alcune disposizioni urgenti, necessarie per poter garantire la corretta erogazione del servizio di salvaguardia dall'1 gennaio 2014; ciò in quanto, in attesa della predetta pronuncia, si sarebbe generata un'incertezza in merito al soggetto che, a partire dall'1 gennaio 2014, avrebbe erogato il servizio di salvaguardia, cosa che avrebbe avuto un impatto negativo sull'ordinato espletamento delle procedure di *switching* nei punti di prelievo serviti in salvaguardia. In particolare, l'Autorità ha disposto che Exergia trasmettesse all'Acquirente unico, entro l'11 dicembre 2013 e secondo modalità dal medesimo definite, distintamente per l'area 1 e per l'area 3 e per ciascuna impresa distributrice, gli elementi informativi minimi necessari per permettere lo *switching*.

Infine, in considerazione della revoca della sospensione dell'esecuzione dell'esito delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di salvaguardia nelle aree 1 e 3 disposta dal TAR Lazio, con la delibera 11 dicembre 2013, 564/2013/R/eel, l'Autorità ha adottato disposizioni urgenti per poter garantire la corretta erogazione del servizio di salvaguardia a partire dall'1 gennaio 2014.

Servizio di salvaguardia - Oneri non recuperabili per morosità di clienti non disalimentabili

Con il decreto ministeriale del 23 novembre 2010, il Ministro dello sviluppo economico ha previsto l'adozione di uno specifico meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti la salvaguardia e relativi al mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili (meccanismo di reintegrazione degli oneri). In particolare, il decreto ministeriale ha stabilito che l'Autorità deve definire le modalità di attuazione delle procedure di recupero e gestione del credito, che gli esercenti la salvaguardia sono tenuti a implementare per accedere al citato meccanismo.

I criteri di quantificazione degli oneri non altrimenti recuperabili, relativi ai crediti non riscossi, sono stati definiti dall'Autorità:

- con la delibera 20 settembre 2012, 370/2012/R/eel, relativamente all'erogazione del servizio per ciascuno dei periodi di esercizio della salvaguardia, definiti dalle procedure a evidenza pubblica già effettuate (1 maggio 2008 – 31 dicembre 2008, 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2010 e 1 gennaio 2011 – 31 dicembre 2013);
- con la delibera 456/2013/R/eel, relativamente all'erogazione del servizio per il periodo di esercizio 1 gennaio 2014 - 31 dicembre 2016.

I suddetti meccanismi di reintegrazione prevedono il riconoscimento degli oneri sostenuti sulla base di criteri incentivanti, attraverso la previsione di premi e penalità a seconda del livello dei crediti non riscossi rispetto al fatturato e decorso un determinato periodo di tempo dall'emissione della fattura non pagata, al fine

di mantenere sul soggetto che eroga il servizio l'incentivo a una gestione efficiente del credito.

In merito alle modalità di copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione, il decreto ministeriale del 21 ottobre 2010 ha previsto che tali oneri siano posti a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, applicato ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali con diritto alla salvaguardia. Su tale aspetto, l'Autorità ha ritenuto opportuno provvedere a una differenziazione del corrispettivo da applicare ai clienti serviti in salvaguardia e agli altri clienti aventi diritto al servizio, ma serviti nel mercato libero.

Relativamente alle procedure operative per il riconoscimento degli oneri ammessi al meccanismo di reintegrazione per ciascun periodo di salvaguardia passato (2008-2010) e per l'anno 2011 dell'esercizio 2011-2013, gli esercenti la salvaguardia hanno presentato, entro il 30 novembre 2012, istanza di partecipazione al meccanismo di reintegrazione.

Con la successiva delibera 6 dicembre 2012, 519/2012/R/eel, l'Autorità ha modificato le tempistiche e le modalità di presentazione dell'istanza di partecipazione e di erogazione, da parte della CCSE, degli oneri riconosciuti agli esercenti la salvaguardia nell'ambito del meccanismo di reintegrazione. In particolare è stato stabilito che:

- la CCSE modificasse il modello di presentazione dell'istanza e pubblicasse tale modello entro il 31 gennaio 2013;
- gli esercenti che avessero già presentato istanza al 30 novembre 2012, provvedessero a integrare tale istanza sulla base dei dati e delle informazioni, di cui al precedente alinea, entro il 31 marzo 2013;
- la quantificazione delle determinazioni definitive avvenisse entro il 30 giugno 2013 sulla base delle informazioni, di cui al precedente alinea, prevedendo al contempo che la CCSE erogasse entro il 31 dicembre 2012, a titolo di acconto, agli esercenti che avessero presentato istanza al 30 novembre 2012, un ammontare pari al 60% della quota relativa all'ammontare dei crediti non riscossi, dichiarata nell'istanza presentata.

Relativamente agli operatori che hanno ripresentato istanza, la CCSE ha provveduto alla determinazione definitiva entro le scadenze sopra riportate e ha comunicato i dati risultanti delle diverse istanze all'Autorità. Dall'analisi dei suddetti dati è emerso che i dati comunicati dagli operatori entro il 31 marzo 2013 con l'integrazione dell'istanza erano, in alcuni casi, significativamente differenti rispetto a quelli precedentemente utilizzati ai fini delle quantificazioni di cui alla delibera 6 dicembre 2012, 519/12/R/eel, che risultavano a loro volta coerenti con l'istanza presentata il 30 novembre 2012; ciò ha comportato la necessità di approfondire ulteriormente le quantificazioni del meccanismo di reintegrazione e i criteri cautelativi utilizzati per l'esclusione dei dati non verificabili.

A seguito di tali approfondimenti, con la delibera 17 ottobre 2013, 458/2013/R/eel, l'Autorità ha, da un lato, modificato il meccanismo di reintegrazione di cui alla delibera 370/2012/R/eel, con riferimento agli esercizi della salvaguardia passati e all'anno 2011 e, dall'altro, ha disposto di rinviare a successivo provvedimento la definizione di aspetti specifici del meccanismo da applicare agli anni 2012 e 2013, prevedendo a tal fine che la Direzione mercati elettricità e gas potesse richiedere agli esercenti la salvaguardia dei dati aggiornati circa l'entità della morosità registrata negli anni 2011, 2012 e 2013.

Servizio di salvaguardia – Monitoraggio

Nel corso del 2013, l'Autorità ha effettuato un monitoraggio continuo della situazione di Exergia, risultante esercente il servizio di salvaguardia fino al 31 dicembre 2013 nelle regioni Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria, Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna.

Il monitoraggio è stato effettuato a partire dal mese di settembre 2012, in ragione della effettiva difficoltà di Exergia nello svolgere adeguatamente il servizio per la restante parte del periodo di esercizio. In particolare, il monitoraggio è stato finalizzato a verificare che Exergia fosse in grado di assolvere agli adempimenti previsti dal contratto di dispacciamento con Terna.

Con la delibera 19 settembre 2013, 399/2013/R/eel, sono state invece adottate disposizioni urgenti per garantire l'erogazione del servizio di salvaguardia nel comune di Chiomonte, a causa della risoluzione del contratto di trasporto tra Exergia e AEM Comune di Chiomonte. Nello specifico, tali disposizioni hanno assicurato l'erogazione del servizio di salvaguardia da parte dell'esercente la maggior tutela, ai sensi del decreto 23 novembre 2007, in ragione delle circostanze verificatesi. Allo stesso tempo, e al fine di assicurare parità di trattamento ai clienti finali che

dovrebbero essere serviti in salvaguardia, è stato previsto che l'esercente la maggior tutela operante nel territorio interessato applicasse ai propri clienti in salvaguardia un corrispettivo pari al prezzo di approvvigionamento dell'energia elettrica previsto dal decreto 23 novembre 2007, risultante dalla somma del valore del PUN e del parametro Ω praticato dall'esercente la salvaguardia, momentaneamente impossibilitato a erogare il servizio, nel relativo ambito territoriale.

Mercato del gas

Servizio di tutela - Modifica dell'ambito di applicazione

L'art. 3, paragrafo 3, della direttiva 2009/73/CE, prevede che «*gli Stati membri possono, nell'interesse economico generale, imporre alle imprese che operano nel settore del gas obblighi relativi al servizio pubblico concernenti, tra l'altro, la qualità e il prezzo delle forniture*» e che, con riferimento alla definizione dei clienti vulnerabili, gli Stati membri possono fare riferimento, tra le altre cose, al divieto di interruzione delle forniture a tali clienti in momenti critici. Il decreto legislativo n. 93/11 ha definito clienti vulnerabili i clienti domestici, i clienti non domestici con consumi inferiori a 50.000 S(m^3)/anno e i clienti finali titolari di utenze relative ad attività di servizio pubblico, ossia utenze nella titolarità di una struttura pubblica o privata che svolge un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole. Il medesimo decreto legislativo aveva inizialmente previsto che, per i clienti vulnerabili, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, l'Autorità continuasse transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento che le società di vendita avrebbero dovuto comprendere tra le proprie offerte commerciali. Tale previsione è stata successivamente modificata dal decreto legge 21 giugno 2013, n. 69; l'art. 4, comma 1, ha infatti apportato modifiche al decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, così come modificato dal decreto legislativo n. 93/11, prevedendo che «*per i soli clienti domestici*», nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, l'Autorità continuasse transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento che le società di vendita comprendono tra le proprie offerte commerciali.

In conseguenza della predetta modifica, con la delibera 28 giugno 2013, 280/2013/R/gas, l'Autorità è prontamente intervenuta al fine di chiarire che l'obbligo di offerta delle condizioni economiche di tutela, previsto dal *Testo integrato vendita gas* (TIVG), riguardasse solo i clienti finali domestici e non più gli altri clienti vulnerabili. In particolare, sono rimasti ricompresi tra i clienti aventi diritto al servizio di tutela i clienti finali domestici con riferimento a:

- ciascun punto di riconsegna nella titolarità di un cliente domestico;
- ciascun punto di riconsegna relativo a un condominio con uso domestico, con consumo non superiore a 200.000 S(m^3)/anno.

Non sono invece più ricompresi tra i clienti aventi diritto al servizio di tutela i clienti finali non domestici con riferimento a:

- ciascun punto di riconsegna nella titolarità di un'utenza relativa ad attività di servizio pubblico;
- ciascun punto di riconsegna per usi diversi, con consumo non superiore a 50.000 S(m^3)/anno.

Con la medesima delibera 280/2013/R/gas, l'Autorità ha altresì adottato disposizioni volte ad assicurare l'effettiva attuazione delle modifiche introdotte dal decreto legge n. 69/13 e al contempo a garantire una adeguata informativa ai clienti finali non domestici interessati da tali modifiche. Nello specifico, è stato previsto che le controparti di contratti di fornitura in essere con clienti finali non domestici, conclusi o comunque eseguiti in regime di tutela, disponessero di strumenti certi per sciogliere il vincolo contrattuale, permettendo inoltre al cliente finale di essere previamente informato della cessazione del servizio di tutela e di disporre degli elementi informativi adeguati, nonché di una tempistica congrua, per la valutazione delle diverse offerte presenti sul mercato. In ragione dell'urgenza delle disposizioni

adottate, la medesima delibera 280/2013/R/gas ha assicurato la partecipazione dei soggetti interessati nelle forme previste dalla delibera 30 ottobre 2009, GOP 46/09, in particolare fissando un termine per la presentazione di osservazioni e proposte, al fine di eventuali successivi adeguamenti e integrazioni del provvedimento sopra illustrato.

Il decreto legge n. 69/13 è stato convertito con la legge 9 agosto 2013, n. 98, confermando la cessazione del servizio di tutela per i clienti finali non domestici. L'Autorità è quindi intervenuta anche al fine di tener conto delle osservazioni di operatori e associazioni, e con la delibera 17 ottobre 2013, 457/2013/R/gas, ha adeguato le disposizioni del TIVG alle previsioni di cui al decreto legge convertito, prevedendo a tale fine di modificare definitivamente le disposizioni del TIVG, affinché la regolazione del servizio di tutela fosse riferita esclusivamente ai clienti domestici. La delibera 457/2013/R/gas ha inoltre previsto, a integrazione della delibera 280/2013/R/gas, relativamente ai casi in cui il contratto inerente a clienti finali non domestici, concluso o comunque eseguito nel servizio di tutela, continui a produrre effetti in ragione del mancato esercizio del diritto di recesso, e comunque qualora il venditore non eserciti lo *ius variandi*, un termine entro il quale inviare le informazioni sul venir meno del regime di tutela al cliente finale non domestico. È stato altresì previsto che l'esercente la vendita provveda a specificare comunque, al cliente finale, le condizioni economiche applicate. Infine, anche in ragione delle segnalazioni pervenute dalle associazioni dei clienti finali non domestici, sono state definite specifiche modalità affinché l'Autorità effettui una maggiore informazione a beneficio dei clienti finali, anche a mezzo di incontri con le associazioni dei clienti finali non domestici, relativamente al venir meno del regime di tutela e agli obblighi previsti in caso di variazione unilaterale e di offerta di nuove condizioni contrattuali, e affinché svolga un attento monitoraggio circa il rispetto, da parte degli operatori, delle nuove previsioni adottate.

Servizio di tutela - Aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche del servizio di tutela

In conformità al TIVG, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare per i trimestri aprile-giugno e luglio-settembre 2013 la componente CCI (a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso), per i trimestri ottobre-dicembre 2013 e gennaio-marzo 2014 la componente C_{MEM} (a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso), nonché, con medesima cadenza trimestrale, l'elemento QTV (il corrispettivo a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato per i trimestri aprile-giugno e luglio-settembre 2013 e a copertura dei soli costi relativi alle perdite di rete e al gas non contabilizzato per i trimestri ottobre-dicembre 2013 e gennaio-marzo 2014) e, con cadenza annuale, le altre componenti delle condizioni economiche di fornitura.

Con riferimento agli aggiornamenti trimestrali, l'Autorità è intervenuta ad aggiornare le citate componenti:

- per il trimestre aprile-giugno 2013, con la delibera 28 marzo 2013, 125/2013/R/gas;
- per il trimestre luglio-settembre 2013, con la delibera 28 giugno 2013, 281/2013/R/gas;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2013, con la delibera 26 settembre 2013, 406/2013/R/gas;
- per il trimestre gennaio-marzo 2014, con la delibera 27 dicembre 2013, 639/2013/R/gas.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si veda il Capitolo 3 del vol. I.

L'art. 6 del TIVG stabilisce i criteri di aggiornamento della componente di commercializzazione all'ingrosso CCI, per i trimestri aprile-giugno e luglio-settembre 2013, e della componente C_{MEM} a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso, per i trimestri ottobre-dicembre 2013 e gennaio-marzo 2014.

A partire dall'1 aprile 2013, è stata attuata la riforma delle condizioni economiche applicate ai clienti finali del servizio di tutela nel mercato del gas naturale, che ha avuto un processo di implementazione articolato in più fasi (per un'illustrazione di tali modifiche si rimanda al paragrafo "Riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela" di questo Capitolo).

L'aggiornamento dell'elemento a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato QTV è invece previsto dall'art. 8 del TIVG. In particolare, tale elemento risulta aggiornato trimestralmente per tenere conto dei criteri per il trattamento delle partite di gas naturale non oggetto di misura (gas di autoconsumo, perdite di rete, svaso/invaso della rete e gas non contabilizzato) nel servizio di trasporto.

Con riferimento, invece, agli aggiornamenti delle altre componenti:

- il livello della componente QS, relativa al servizio di stoccaggio, è stato aggiornato, con riferimento all'anno 2013, con la delibera 28 dicembre 2012, 578/2012/R/gas, per tenere conto dei livelli sia dei corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio, sia del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas - riguardanti il medesimo anno 2013 - approvati con la delibera 26 luglio 2012, 313/2012/R/gas; successivamente, la delibera 5 marzo 2013, 92/2013/R/gas, ha modificato il livello della componente QS a decorrere dall'1 aprile 2013, mentre con la delibera 9 maggio 2013, 196/2013/R/gas, tale componente è stata azzerata con decorrenza 1 ottobre 2013 (vedi in proposito il paragrafo "Riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela" di questo Capitolo);
- per il periodo 1 aprile 2013 – 30 settembre 2013, il livello della componente QT, relativa al servizio di trasporto, è stato modificato con la delibera 578/2012/R/gas con riferimento:
  - ai valori dell'elemento QTF, per tenere conto delle proposte tariffarie inerenti ai corrispettivi per i servizi di trasporto e di misura del trasporto del gas naturale nell'anno 2013, approvate ai sensi della delibera 6 dicembre 2012, 515/2012/R/gas;
  - ai valori dell'elemento QTV, ai fini dell'aggiornamento sia del coefficiente riferito alle perdite di rete, al gas non contabilizzato e all'autoconsumo, sia del valore della componente relativa al servizio di trasporto fino al Punto di scambio virtuale (PSV);
- per il periodo 1 ottobre 2013 – 31 dicembre 2013, il livello della componente QT, relativa al servizio di trasporto, è stato modificato con la delibera 406/2013/R/gas con riferimento sia all'elemento QTF, sia all'elemento QTV, per tenere conto di quanto stabilito dalla delibera 196/2013/R/gas (vedi in proposito il paragrafo "Riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela" di questo Capitolo);
- per il periodo 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2014, il livello della componente QT, relativa al servizio di trasporto, è stato modificato con la delibera 639/2013/R/gas con riferimento:
  - ai valori dell'elemento QTF, per tenere conto delle proposte tariffarie inerenti ai corrispettivi per i servizi di trasporto e di misura del trasporto del gas naturale nell'anno 2014, approvate ai sensi della delibera 19 dicembre 2013, 603/2013/R/gas;
  - ai valori dell'elemento QTV, ai fini dell'aggiornamento del coefficiente riferito alle perdite di rete e al gas non contabilizzato;
- il livello delle componenti relative al servizio di distribuzione, misura e relativa commercializzazione è stato modificato con la delibera 20 dicembre 2012, 553/2012/R/gas, per l'anno 2013 e con la delibera 27 dicembre 2013, 633/2013/R/gas, per l'anno 2014;
- il livello della componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio QVD è stato modificato con la delibera 196/2013/R/gas, a decorrere dall'1 ottobre 2013.

Infine, sono state apportate le seguenti variazioni alla componente QOA a copertura degli oneri aggiuntivi riguardanti la fornitura di gas naturale, di cui all'art. 11 del TIVG:

- con la delibera 3 agosto 2012, 351/2012/R/gas, è stato determinato, a decorrere dall'1 ottobre 2012, il valore del corrispettivo CV^{BL} a copertura degli oneri connessi con il sistema di bilanciamento del sistema del gas;
- con la delibera 281/2013/R/gas, è stato modificato, con decorrenza 1 luglio 2013, il valore dell'elemento CV, relativo al corrispettivo unitario variabile per la contribuzione a titolo oneroso al contenimento dei consumi di gas. Con la delibera 19 dicembre 2013, 620/2013/R/gas, tale valore è stato confermato per il periodo 1 luglio 2013 – 30 giugno 2014;
- con la delibera 28 dicembre 2012, 581/2012/R/com, è stato previsto l'azzeramento dell'elemento CV^{OS}, relativo al corrispettivo variabile per la copertura sia degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio, sia degli oneri sostenuti dal Gestore dei servizi energetici (GSE), riguardanti le misure transitorie a favore dei soggetti industriali che finanziano il potenziamento degli stoccaggi, secondo quanto stabilito dagli artt. 9 e 10 del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130.

Dall'1 ottobre 2013, a seguito della già richiamata riforma delle condizioni economiche di fornitura applicate ai clienti finali del servizio di tutela nel mercato del gas naturale, gli elementi a maggiorazione del corrispettivo variabile CV, applicato nell'ambito

del servizio di trasporto dei volumi immessi in rete a monte del PSV, e fino alla suddetta data inclusi nella componente QOA, sono stati compresi nell'elemento QT_{MCV}, relativo alla componente di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso.

Il valore di QT_{MCV} è stato successivamente modificato, con decorrenza 1 gennaio 2014, a seguito della delibera 639/2013/R/gas, al fine di tener conto del nuovo livello dell'elemento CVOS, come stabilito dalla delibera 27 dicembre 2013, 641/2013/R/com.

La riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela ha, tra l'altro, introdotto, con decorrenza 1 ottobre 2013, nuove componenti che sono dettagliatamente illustrate nel paragrafo sottostante.

Servizio di tutela – Riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela

Nel corso del 2013, l'Autorità ha dato piena attuazione alla riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela, con particolare riferimento alle modalità di determinazione delle diverse componenti relative all'approvvigionamento della materia prima gas.

Tale riforma si inquadra in un contesto di mercato all'ingrosso del gas naturale, che in Italia si è progressivamente e strutturalmente evoluto nel corso degli ultimi anni. La forte contrazione della domanda, l'aumento dell'offerta e il cambiamento del quadro di regole a livello europeo e nazionale hanno consentito che si sviluppasse anche in Italia un mercato all'ingrosso con prezzi allineati a quelli degli altri mercati europei.

È all'interno di questo cambiamento strutturale che l'Autorità ha previsto di introdurre la riforma, con la principale finalità di trasferire ai clienti finali i benefici derivanti dal nuovo contesto di mercato, nonché di realizzare una complessiva revisione, di natura organica, dell'intero assetto delle condizioni economiche di tutela per allineare ogni singola componente ai costi efficienti del servizio che essa sottende.

La riforma è stata preceduta da un continuo confronto con i diversi soggetti interessati e ha visto la pubblicazione di vari documenti per la consultazione. In particolare, con il documento per la consultazione 13 novembre 2012, 471/2012/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in relazione alla riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela, con particolare riferimento alla componente CCI, proponendo di definire tale componente, già a decorrere dall'1 aprile 2013, unicamente sulla base del prezzo di mercato all'ingrosso *spot*[4]; ciò al fine di permettere una migliore attribuzione a ciascun cliente finale del costo di approvvigionamento all'ingrosso a esso riconducibile, garantendo così la coerenza tra i costi sostenuti dai venditori per l'approvvigionamento del gas naturale e i ricavi conseguibili dall'applicazione delle condizioni economiche del servizio di tutela. Gli esiti della consultazione hanno tuttavia evidenziato alcune criticità connesse con le tempistiche ristrette previste per l'implementazione della riforma e con la troppo ottimistica previsione di avvio del mercato fisico a termine del gas, organizzato dal Gestore dei mercati energetici (GME) e scelto come mercato di riferimento per la valorizzazione della componente relativa alla materia prima.

Con il successivo documento per la consultazione 14 febbraio 2013, 58/2013/R/gas, l'Autorità ha parzialmente modificato i propri orientamenti, estendendo le tempistiche di attuazione della riforma e prospettando la variazione di tutte le componenti delle condizioni economiche del servizio di tutela, a eccezione della componente QVD, in relazione alla quale gli orientamenti dell'Autorità sono stati oggetto dello specifico documento per la consultazione 15 marzo 2013, 106/2013/R/gas.

In particolare, con il documento per la consultazione 58/2013/R/gas, l'Autorità ha previsto un processo di implementazione della riforma articolato in più fasi:

- una prima fase di attuazione della riforma, con riferimento al periodo compreso tra l'1 aprile e il 30 settembre 2013, in cui venisse mantenuta la struttura della formula di calcolo della componente CCI, aumentando però il peso dell'indice relativo ai prezzi di mercato di breve periodo e, conseguentemente, riducendo il peso dell'indice relativo ai prezzi dei contratti pluriennali indicizzati alle quotazioni dei prodotti petroliferi;
- una seconda fase di piena implementazione della riforma, a decorrere dall'1 ottobre 2013, entro la quale trasformare e innovare le modalità di determinazione della componente

4 Il termine "mercato/prezzo *spot*" è utilizzato in questo contesto in senso lato con riferimento al mercato all'ingrosso del gas di breve termine dove vengono negoziati prodotti "a pronti" in senso stretto (per esempio, prodotti giornalieri) e/o prodotti "a termine" (normalmente con consegna mensile, trimestrale, semestrale e annuale), in contrapposizione ai contratti pluriennali di importazione.

relativa alla commercializzazione all'ingrosso del gas e, coerentemente, delle altre componenti che concorrono a definire le condizioni economiche del servizio di tutela;

- una terza fase, con decorrenza successiva all'1 ottobre 2014, in cui avrebbero potuto essere introdotti, nell'ambito delle condizioni economiche, nuovi strumenti di copertura rispetto ai rischi di mercato.

Relativamente alla componente QVD, posta a copertura dei costi di commercializzazione[5] sostenuti dai venditori al dettaglio di gas naturale per servire i clienti che non scelgono condizioni di libero mercato e che, quindi, si avvalgono del servizio di tutela, l'Autorità, con il documento per la consultazione 106/2013/R/gas, ha prospettato i propri orientamenti in merito alla revisione, dall'1 ottobre 2013, della suddetta componente, contestualmente all'avvio della seconda fase della riforma, al fine di permettere il perseguimento dell'equilibrio economico e finanziario di un operatore efficiente, tenendo in considerazione il riallineamento delle altre componenti.

Con la delibera 28 marzo 2013, 124/2013/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alla prima fase di implementazione della riforma, con l'obiettivo di accelerare il trasferimento dei corretti segnali di prezzo della materia prima ai clienti finali, tenendo conto dei costi e dei tempi necessari alle società di vendita per adeguare, in coerenza con la nuova regolazione, le proprie politiche di approvvigionamento, anche in ragione dei contratti già conclusi e in essere nell'anno termico 2012-2013. La delibera 124/2013/R/gas ha altresì aggiornato il valore della componente del servizio di stoccaggio (c.d. "componente QS"), con decorrenza 1 aprile 2013, in funzione dei criteri definiti dalla delibera 92/2013/R/gas[6], sulla base degli esiti delle procedure d'asta di allocazione delle capacità per il servizio di punta.

Con la delibera 196/2013/R/gas, l'Autorità ha implementato la seconda fase della riforma delle condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela del gas naturale, a partire dall'1 ottobre 2013.

In particolare, l'Autorità ha tra l'altro previsto che, a partire dall'1 ottobre 2013:

- la componente a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso (C_{MEM}) fosse definita unicamente con riferimento al mercato di breve periodo del gas naturale, assumendo a riferimento i prezzi che si sarebbero formati nel mercato a termine del gas naturale organizzato dal GME, di cui all'art. 30, comma 1, del decreto legislativo n. 93/11 (MT-GAS), e prevedendo al contempo che, nelle more del pieno funzionamento del mercato a termine italiano, relativamente all'anno termico 2013-2014, venissero considerate le quotazioni rilevabili presso l'*hub* TTF;
- fossero compresi, nell'ambito della determinazione della componente C_{MEM}, oltre all'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale determinato sulla base delle quotazioni rilevate presso l'*hub* TTF, anche elementi a copertura del costo di trasporto internazionale e dei costi di trasporto del gas naturale dalla frontiera italiana al PSV, nonché un elemento comprensivo delle voci di costo precedentemente incluse nella componente QOA a copertura degli elementi a maggiorazione del corrispettivo variabile CV, applicato, nell'ambito del servizio di trasporto, ai volumi immessi in rete a monte del PSV;
- fosse introdotta un'apposita componente CCR, al fine di permettere la copertura, in capo ai venditori, del rischio connesso con le nuove modalità di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso;
- fosse modificata la formula di determinazione della componente a copertura del servizio di trasporto QTi, al fine

5 In generale, l'attività di commercializzazione del gas naturale comprende le funzioni finalizzate alla consegna del gas naturale al cliente finale, nel rispetto delle condizioni previste dal contratto di vendita. Con riferimento ai clienti di piccola dimensione, l'attività di commercializzazione è caratterizzata da:
- la rilevanza dei costi connessi con le attività di acquisizione del cliente;
- l'importanza della presenza di una rete commerciale distribuita sul territorio, necessaria sia per la fase di acquisizione del cliente da parte di nuovi venditori, al fine della sottoscrizione dei contratti, sia per la fase di fidelizzazione e trattenimento, al fine di evitare la perdita del cliente e la sua acquisizione da parte di un altro venditore;
- la necessità di predisporre strutture specifiche per l'assistenza e la gestione dei clienti, quali, per esempio, i *call center*;
- la necessità di dotarsi di adeguati sistemi informatici per la gestione delle informazioni, anche in considerazione della numerosità e della rilevanza delle medesime.

Sono poi identificabili, tra le altre, le seguenti sub-attività di commercializzazione: l'acquisizione del cliente finale, l'attivazione della fornitura, la gestione del contratto di vendita, la gestione del rapporto con l'impresa di distribuzione e l'impresa di trasporto, la gestione del rapporto con i fornitori grossisti a monte.

6 L'art. 6 della delibera 92/2013/R/gas stabilisce che il valore della componente QS è aggiornato considerando un costo della capacità di stoccaggio, di cui ai commi 4 e 5 dell'art. 1 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 15 febbraio 2013 (c.d. "decreto stoccaggio di modulazione"), determinato sulla base della media dei corrispettivi applicati, in conformità a quanto disposto all'art. 5 della medesima delibera, alla capacità conferita per il servizio di punta ai sensi dell'art. 6 della delibera 21 febbraio 2013, 75/2013/R/gas, e ai sensi della delibera 92/2013/R/gas, pesata sulla base della capacità cui essi si applicano.

di non considerare i costi calcolati sui volumi immessi in rete;

- fosse azzerata la componente QS, tenuto conto della nuova modalità di determinazione della componente C_{MEM} e della previsione di appositi elementi di copertura dei rischi nella definizione della componente CCR;
- fosse modificata la componente QOA in seguito al trasferimento di alcune delle voci di costo a essa afferenti nella nuova componente C_{MEM};
- fossero aggiornati i valori della componente QVD.

Nell'ambito della riforma delle condizioni economiche relative al servizio di tutela del gas naturale, sono stati infine definiti due appositi strumenti di gradualità, al fine di mitigarne gli impatti attesi sia sui clienti finali, sia sui venditori al dettaglio.

Nello specifico, il primo strumento di gradualità è rivolto a tutti i venditori e ha la finalità di permettere ai medesimi di adeguare, in coerenza con la nuova regolazione, le proprie politiche di approvvigionamento. A tal fine, la delibera 196/2013/R/gas ha stabilito l'introduzione di una specifica componente GRAD a copertura dei costi di transizione sopportati dai venditori nel passaggio dalla vecchia alla nuova struttura di approvvigionamento (per esempio, per i necessari adattamenti della struttura organizzativa e dei sistemi informatici), stabilendo altresì che tale componente fosse prevista con esclusivo riferimento ai primi tre anni di riforma del gas naturale.

Il secondo strumento regolatorio di gradualità, pure introdotto con la delibera 196/2013/R/gas, è invece indirizzato ai venditori al dettaglio che hanno, nel proprio portafoglio di approvvigionamento, contratti di lungo termine. Tale strumento, che si sostanzia nel riconoscimento ai medesimi di un importo unitario pari, al massimo, a una percentuale del differenziale positivo atteso tra prezzi dei contratti di lungo termine e prezzi *spot* con riferimento a due anni termici, persegue la duplice finalità di consentire ai venditori al dettaglio di ridefinire, con le opportune tempistiche, la propria posizione di costo in linea con la valorizzazione "a mercato" della materia prima gas e, nel contempo, di tutelare i clienti finali dal rischio di picchi di prezzo. Infatti, il meccanismo (noto come meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti di lungo termine) prevede che, qualora nell'arco di un triennio si realizzino prezzi *spot* superiori ai prezzi dei contratti pluriennali, i venditori beneficiari di questo importo di gradualità restituiscano ai clienti finali, in parte o in toto, quanto ricevuto e, in casi particolari di evoluzione dei prezzi, anche più di quanto ricevuto.

Con due successivi documenti per la consultazione (4 luglio 2013, 294/2013/R/gas, e 7 agosto 2013, 363/2013/R/gas), l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti circa le disposizioni procedurali per la partecipazione, prevista su base volontaria, degli operatori in possesso di specifici requisiti, al suddetto meccanismo per la rinegoziazione contrattuale.

La delibera 10 ottobre 2013, 447/2013/R/gas, ha quindi disciplinato le modalità operative di implementazione del meccanismo medesimo, con particolare riferimento alla presentazione e all'accoglimento dell'istanza di ammissione, alla prestazione di opportune garanzie a copertura delle obbligazioni insorgenti dall'ammissione, nonché alla regolazione delle partite economiche a credito e a debito nel periodo di operatività del meccanismo.

Nei confronti della delibera 447/2013/R/gas (e della delibera 196/2013/R/gas per la parte relativa al meccanismo di promozione della rinegoziazione), alcuni operatori hanno presentato ricorso al TAR Lombardia.

Infine, l'Autorità ha pubblicato, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 30 gennaio 2014, 23/2014/R/gas, il documento per la consultazione 30 gennaio 2014, 24/2014/R/gas, al fine di illustrare le modalità di determinazione della componente C_{MEM} e della componente CCR a decorrere dall'anno termico 2014-2015.

Nel documento per la consultazione è stato quindi indicato il percorso di modifica delle attuali modalità di calcolo della componente C_{MEM} che l'Autorità intende adottare, prevedendo in particolare che, per l'anno termico 2014-2015, venga mantenuto l'attuale riferimento alle quotazioni rilevate presso l'*hub* TTF. Inoltre, rispetto ai prodotti a termine negoziati sul mercato MT-GAS, sono stati indentificati alcuni indicatori specifici per consentire all'Autorità di valutare la presenza delle condizioni di liquidità necessarie per l'utilizzo delle quotazioni che si formano in tale mercato ai fini della determinazione della componente C_{MEM}.

Relativamente alla componente CCR, nel documento sono stati indicati gli orientamenti dell'Autorità in merito all'aggiornamento per l'anno termico 2014-2015 della suddetta componente, anche in ragione della previsione che la componente CCR sia aggiornata entro il 31 marzo di ogni anno, con riferimento all'anno termico successivo.

A valle della consultazione, con la delibera 3 marzo 2014,

95/2014/R/gas, l'Autorità ha definito, in particolare, i criteri per la determinazione della componente CCR, il cui livello è stato successivamente fissato, per l'anno termico 2014-2015, con la delibera 3 aprile 2014, 162/2014/R/gas, tenendo conto anche dell'esito delle aste per l'assegnazione dello stoccaggio per il servizio di punta con iniezione stagionale, tenutesi nel mese di marzo 2014.

Servizio di tutela - Informativa per la riforma del gas naturale

Parallelamente alla riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela, l'Autorità è intervenuta a tutela dei clienti finali domestici anche per rafforzarne la consapevolezza nella prima fase della suddetta riforma.

In particolare, la delibera 11 luglio 2013, 306/2013/R/gas, ha previsto, relativamente ai clienti finali domestici del gas naturale, la diffusione e la pubblicizzazione di informazioni in merito alla riforma delle condizioni economiche di tutela. La suddetta riforma ha infatti comportato, come sopra evidenziato, una nuova e diversa struttura dei prezzi di riferimento e il venir meno di alcune delle componenti precedentemente applicate ai clienti finali del servizio di tutela. Al fine di tener conto dei potenziali impatti anche per i clienti finali serviti a condizioni di mercato libero, soprattutto qualora il venditore del mercato libero, che fornisce il cliente finale, proponesse a quest'ultimo una variazione unilaterale delle condizioni economiche applicate o una nuova offerta diretta alla conclusione di un nuovo contratto di fornitura, è stata prescritta una specifica comunicazione di natura istituzionale, da pubblicare sul sito internet dell'Autorità, in modo da informare tutti i clienti finali, e i loro enti rappresentativi, della riforma delle condizioni economiche di tutela e della eventualità, qualora essi fossero serviti nel mercato libero, di variazioni unilaterali del contratto in corso o di nuove offerte.

Infine, sono stati introdotti ulteriori obblighi informativi in capo ai venditori affinché, all'interno dell'eventuale comunicazione di variazione unilaterale, diretta a un cliente finale domestico del mercato libero, o di una nuova offerta commerciale, venissero specificate anche informazioni relative alla riforma delle condizioni economiche di tutela, al fine di consentire ai clienti di effettuare scelte consapevoli.

Con la delibera 4 luglio 2013, 293/2013/R/com, sono state definite le modalità di esposizione transitoria dei corrispettivi relativi alle condizioni economiche applicate ai clienti finali del servizio di tutela del gas e le modalità di applicazione della componente C_{PR}. È stato, inoltre, previsto un periodo transitorio durante il quale la modalità di esposizione delle componenti relative alle modificate condizioni economiche del servizio di tutela fosse adattata alla vigente struttura del quadro di dettaglio dei documenti di fatturazione, come previsto dalla delibera 28 dicembre 2009, ARG/com 202/09; inoltre, al fine di garantire comunque una corretta informazione per tutti i clienti finali, è stato previsto che il venditore inserisse nei primi due documenti di fatturazione, contabilizzanti consumi successivi alla data dell'1 ottobre 2013, una comunicazione, ai sensi dell'art. 9 dell'Allegato A alla delibera ARG/com 202/09, in accordo con una formulazione definita dall'Autorità e contenente una breve informativa circa le nuove condizioni economiche, nonché l'applicazione, esclusiva per i clienti del servizio di tutela, delle componenti GRAD e C_{PR}.

Servizio di ultima istanza - Individuazione dei fornitori di ultima istanza

Il decreto legislativo n. 93/11 stabilisce, anche in base a quanto previsto all'art. 30, commi 5 e 8, della legge 23 luglio 2009, n. 99, che siano individuati e aggiornati i criteri e le modalità per la fornitura di gas naturale nell'ambito del servizio di ultima istanza (FUI), a condizioni che incentivino la ricerca di un nuovo fornitore sul mercato, per tutti i clienti vulnerabili.

Relativamente all'operatività del FUI per l'anno termico 2013-2014, il decreto ministeriale 7 agosto 2013 ha, tra l'altro, confermato l'ambito di erogazione del servizio di fornitura di ultima istanza, e definito gli indirizzi per lo svolgimento, da parte dell'Acquirente unico, delle procedure per la selezione degli operatori che erogano il servizio.

Relativamente all'ambito di erogazione del servizio, in particolare, ai sensi del decreto legislativo n. 93/11 (art. 7, comma 7) e del decreto ministeriale 7 agosto 2013, hanno diritto al servizio di fornitura di ultima istanza: i clienti finali disalimentabili, ovvero i clienti domestici, compresi i condomini con consumo non superiore a 200.000 S(m^3) annui e gli altri clienti con consumo non superiore a 50.000 S(m^3) annui che, per cause indipendenti dalla propria volontà, risultino privi di un fornitore, nonché i clienti finali non disalimentabili, ovvero, le utenze relative ad attività di servizio pubblico che, per qualsiasi causa, si trovino

senza un fornitore.

Le suddette previsioni trovano conferma nell'attuale assetto di tutela definito dall'Autorità ai sensi del TIVG, in cui è prevista la regolazione, nell'ambito dei servizi di ultima istanza, delle condizioni di erogazione del FUI.

Relativamente agli indirizzi per lo svolgimento delle procedure concorsuali per la selezione dei suddetti FUI, il decreto ministeriale 7 agosto 2013 ha previsto che:

- fossero individuate aree geografiche per lo svolgimento del servizio sulla base degli ambiti territoriali minimi, di cui al decreto ministeriale 19 gennaio 2011, recante *Determinazione degli ambiti territoriali nella distribuzione del gas naturale*, eventualmente aggregate in macroaree al fine di garantire la sicurezza e/o l'economicità del servizio medesimo;
- l'Autorità definisse appositi indirizzi all'Acquirente unico per la selezione, tramite procedura a evidenza pubblica, dei FUI; e che, nella fattispecie, tali indirizzi prevedessero che le offerte dei partecipanti alla selezione avvenissero sulla base della variazione del prezzo della parte variabile della componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio (QVD), di cui all'art. 7 del TIVG;
- la procedura di selezione dei FUI per il periodo 2013-2014 si dovesse concludere in tempo utile affinché la fornitura nell'ambito del medesimo servizio fosse operativa dall'1 ottobre 2013.

Inoltre, il suddetto decreto ministeriale 7 agosto 2013 ha previsto che, in continuità con il passato, ai fini dell'operatività del FUI, l'Autorità definisse le modalità tecniche e operative per la fornitura del servizio, nonché le garanzie che i soggetti fornitori del servizio di ultima istanza devono prestare, e disciplinasse le modalità di subentro dei FUI nelle capacità di stoccaggio, trasporto e distribuzione di gas naturale dei fornitori da sostituire.

Nell'ambito delle condizioni di erogazione, il suddetto decreto ha altresì stabilito che fossero previsti opportuni meccanismi per incentivare l'uscita dei clienti finali dal servizio di fornitura di ultima istanza, attraverso condizioni più incentivanti in termini di prezzo della fornitura per i clienti che non rientrano nell'ambito del servizio di tutela di cui al TIVG, nonché, a tutela dei clienti finali, fossero definiti specifici obblighi in capo ai FUI in merito alle informazioni che devono essere fornite ai clienti finali serviti.

Infine, il decreto ministeriale 7 agosto 2013 ha confermato l'ipotesi di definire specifici meccanismi di reintegrazione degli oneri non recuperabili connessi con la morosità dei clienti finali non disalimentabili.

Con la delibera 7 agosto 2013, 362/2013/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del decreto ministeriale 7 agosto 2013, disciplinando gli indirizzi all'Acquirente unico per la selezione dei FUI. In particolare, relativamente alle suddette procedure:

- in continuità con il passato sono state confermate le aree geografiche per lo svolgimento del servizio;
- sono stati modificati alcuni dei requisiti di ammissione alle procedure, non richiedendo più la presenza di contratti di approvvigionamento per un quantitativo stabilito, ma inserendo il criterio, qualora l'istante sia anche utente del bilanciamento, di essere in regola con le garanzie prestate nei confronti del mercato di bilanciamento;
- sono state richieste ulteriori garanzie in merito alla affidabilità dell'impresa partecipante;
- sono stati integrati i livelli delle garanzie da versare;
- in continuità con il passato, è stata confermata la possibilità di erogare il servizio fino al raggiungimento di un volume complessivo indicato dall'istante in sede di partecipazione alla procedura concorsuale, prevedendo tuttavia che, per ciascuna area geografica, il quantitativo minimo fosse pari a 60 milioni di S(m^3)/annui, ovvero a un livello doppio rispetto a quanto previsto per le procedure precedenti.

Infine, nella medesima delibera sono state apportate modifiche alla regolazione del servizio di fornitura di ultima istanza già prevista nel TIVG al fine di definire le condizioni economiche di erogazione del servizio in coerenza con le previsioni del decreto ministeriale 7 agosto 2013.

Sono state invece mantenute le precedenti previsioni in tema sia di modalità e tempistiche di attivazione, sia di procedure di subentro nelle capacità di stoccaggio, trasporto e distribuzione del gas naturale, sia relativamente allo specifico meccanismo di copertura degli oneri riguardanti la morosità dei clienti non disalimentabili.

In merito alle tempistiche per le procedure di selezione dei FUI,

la delibera 5 settembre 2013, 376/2013/R/gas, ha prorogato al 10 settembre la scadenza di presentazione delle offerte, precedentemente prevista dalla delibera 362/2013/R/gas.

Tale proroga si è resa necessaria in quanto, con la medesima delibera, al fine di permettere la più ampia partecipazione dei soggetti alle medesime procedure, l'Autorità ha modificato le previsioni relative alle garanzie che i soggetti assegnatari del servizio devono offrire per l'assolvimento dell'incarico di FUI.

Nello specifico, è stato previsto non solo che i soggetti assegnatari del servizio fossero tenuti a versare alla CCSE un ammontare delle garanzie dimensionato per tenere conto del potenziale onere relativo esclusivamente all'inadempimento per il non corretto svolgimento del servizio da parte del FUI o del fornitore del servizio di *default*, in conformità con le disposizioni regolatorie previste, ma anche che i medesimi fossero tenuti a versare al fornitore del servizio di *default* trasporto, qualora richiesta, una garanzia dimensionata al rischio relativo al mancato pagamento del servizio dal medesimo erogato, nei casi di attivazione del servizio per il FUI. Tale previsione permette di garantire ugualmente la minimizzazione del potenziale onere per il sistema in caso di inadempimento del FUI nell'erogazione del servizio.

L'Acquirente unico, successivamente alla pubblicazione sul proprio sito internet del regolamento per le procedure, ha effettuato la selezione dei soggetti e ha pubblicato l'avviso circa gli esiti della procedura di individuazione dei FUI per l'anno termico 2013-2014. In particolare, per ciascuna macroarea sono stati pubblicati la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FUI e il relativo quantitativo annuo di gas offerto.

TAV. 4.2

Operatori individuati come FUI per l'anno termico 2013-2014

AREA GEOGRAFICA	N.	OPERATORE	QUANTITÀ (m^3)
Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria	1	Eni	60.000.000
	2	Enel Energia	60.000.000
Lombardia	1	Eni	60.000.000
	2	Enel Energia	60.000.000
Trentino Alto Adige, Veneto	1	Eni	60.000.000
	2	Enel Energia	60.000.000
Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna	1	Eni	60.000.000
Toscana, Umbria, Marche	1	Eni	60.000.000
Abruzzo, Molise, Lazio, Campania	1	Eni	60.000.000
	2	Enel Energia	60.000.000
Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia	1	Eni	60.000.000
	2	Enel Energia	60.000.000

Servizio di default

Il servizio di *default* è finalizzato a garantire il bilanciamento della rete di distribuzione per i prelievi effettuati da un cliente senza un esercente la vendita, per il quale non sussistono i requisiti per l'attivazione del FUI.

Nella situazione in cui un cliente finale, diverso dai clienti che hanno diritto al FUI, si trovi senza un fornitore, infatti, si verrebbero a creare condizioni critiche per il sistema, poiché alcuni prelievi di gas dalla rete non sarebbero attribuiti ad alcun operatore, determinando prelievi diretti.

Il decreto legislativo n. 93/11 ha stabilito che, in questi casi, il distributore territorialmente competente debba garantire il bilanciamento della propria rete in relazione al prelievo presso tale punto per il periodo in cui non sia possibile la sua disalimentazione fisica, secondo modalità e condizioni definite dall'Autorità.

In ottemperanza alle suddette previsioni, con la delibera 21 luglio 2011, ARG/gas 99/11, l'Autorità ha previsto l'istituzione del servizio di *default* di distribuzione, prevedendo che il servizio fosse erogato qualora non ricorressero i requisiti per l'attivazione del FUI e al fine di garantire il bilanciamento della rete di distribuzione per i prelievi effettuati da un cliente senza un venditore.

La disciplina generale, che prevede le condizioni di attivazione, di erogazione e la durata del servizio di *default*, con modalità

differenziate tra i clienti finali non morosi e i clienti finali morosi[7], è stata successivamente integrata sia con la delibera 3 agosto 2012, 352/2012/R/gas, che ha previsto la definizione dei meccanismi di copertura dei costi del distributore per l'erogazione del servizio di *default*, comprensivi di un'adeguata remunerazione, sia con la delibera 13 dicembre 2012, 540/2012/R/gas, che ha definito la disciplina relativa al fornitore transitorio di distribuzione (FTD), ovvero venditori selezionati attraverso procedure concorsuali che si impegnino ad assumere la qualifica di utente del servizio di distribuzione nei casi in cui si verifichino prelievi diretti.

Nei confronti della delibera ARG/gas 99/11, alcuni distributori hanno presentato ricorso al TAR Lombardia, al fine di ottenerne l'annullamento, previa sospensiva dell'efficacia. Facendo seguito al contenzioso amministrativo e in particolare ai decreti monocratici del Consigliere delegato del Consiglio di Stato, Sezione VI, con cui è stata accolta l'istanza dell'Autorità di misura cautelare monocratica, sospendendo gli effetti delle sentenze di annullamento del TAR Lombardia sino alla Camera di consiglio, con la delibera 30 gennaio 2013, 25/2013/R/gas, l'Autorità è intervenuta introducendo disposizioni di dettaglio e di coordinamento per assicurare l'immediata applicazione delle disposizioni in materia di servizio di *default* sulle reti di distribuzione (e dei connessi istituti), in coerenza con gli effetti prodotti dai decreti monocratici, al fine di assicurare l'applicazione delle disposizioni in materia di servizio di *default* a partire dall'1 febbraio 2013.

Successivamente, con la delibera 6 giugno 2013, 241/2013/R/gas, è stata riformata la regolazione del servizio di *default* di distribuzione, anche alla luce della situazione di incertezza venutasi a creare a partire dall'1 febbraio 2013, in quanto sono pervenute all'Autorità numerose segnalazioni da parte di imprese di distribuzione che hanno dichiarato di non essere in grado di garantire la corretta erogazione del servizio di *default*, con particolare riferimento alla fatturazione del servizio e alla gestione dei rapporti contrattuali con i singoli clienti finali. In particolare, con la delibera 241/2013/R/gas la disciplina del servizio è stata modificata, prevedendo che la responsabilità relativa alla regolazione economica dei prelievi diretti venga attribuita a un soggetto diverso dall'impresa di distribuzione, mentre le responsabilità relative alla corretta imputazione dei prelievi e alla disalimentazione fisica dei punti di riconsegna rimangano in capo all'impresa di distribuzione.

Rispetto alla responsabilità relativa alla regolazione economica dei prelievi, è previsto che il soggetto, denominato "fornitore del servizi di *default*" (FD_D), sia identificato attraverso specifiche procedure concorsuali gestite dall'Acquirente unico sulla base di criteri definiti dall'Autorità. La delibera 241/2013/R/gas identifica a tal fine i criteri di espletamento delle procedure e dettaglia le condizioni di erogazione della fornitura, prevedendo:

- le condizioni economiche applicate ai clienti per i quali è attivato il servizio;
- che la durata del servizio abbia un tempo massimo di sei mesi, termine entro cui, se il cliente non ha trovato un venditore a condizioni di libero mercato, il punto nella sua titolarità verrà chiuso dall'impresa di distribuzione;
- le modalità di copertura degli oneri degli FD_D selezionati, nei casi in cui non è avvenuta la disalimentazione fisica del punto entro i termini previsti, relativamente alla morosità dei clienti finali.

Rispetto alle attività svolte dall'impresa di distribuzione, vengono individuati i profili di responsabilità dell'impresa di distribuzione, sia con riferimento al caso di mancato svolgimento delle attività necessarie per la corretta attivazione dei servizi di ultima istanza e per la connessa attività di imputazione e allocazione del gas prelevato, sia in caso di mancata o ritardata disalimentazione fisica del punto di riconsegna. In particolare:

- con riferimento al mancato svolgimento delle attività necessarie per la corretta attivazione dei servizi di ultima istanza, sono stati definiti specifiche penalità e indennizzi automatici qualora l'impresa di distribuzione non invii dati completi ai soggetti che erogano i servizi di ultima istanza (FUI e FD_D) o qualora tali dati non siano inviati nei tempi previsti dalla regolazione vigente;
- nel caso di mancata o ritardata disalimentazione fisica di un punto di riconsegna, sono previste, per il primo anno di

7 Con riferimento specifico alle situazioni in cui il cliente finale è moroso, nei casi in cui non è possibile la chiusura del punto o l'intervento di interruzione non è tecnicamente fattibile, il servizio di *default* viene attivato se tale cliente rimane senza un fornitore, a seguito della risoluzione del contratto del venditore. In tali casi, il servizio di *default* può attivarsi anche relativamente a un cliente finale disalimentabile che rientra nella platea dei clienti vulnerabili.

attuazione della disciplina, penalizzazioni che comportano il mancato incasso, da parte dell'impresa di distribuzione, dei ricavi afferenti all'applicazione delle componenti della tariffa di distribuzione, relativamente al suddetto punto, nel periodo successivo alla data prevista per l'effettuazione dell'attività di chiusura; mentre, per il periodo successivo di attuazione, è stato previsto il pagamento, da parte dell'impresa di distribuzione, anche dell'importo relativo al valore del gas e degli altri elementi relativi all'approvvigionamento per i prelievi effettuati dal suddetto punto, una volta trascorsa la data prevista per l'effettuazione dell'attività di chiusura.

Infine, la suddetta delibera 241/2013/R/gas ha previsto, nelle more della selezione degli FD_D, un periodo transitorio durante il quale la fornitura del servizio di *default* di distribuzione potesse essere svolta, in via straordinaria e per un periodo di tempo limitato, dal FUI territorialmente competente, previo accordo favorevole manifestato dal medesimo soggetto.

Tale previsione ha riguardato il periodo compreso tra l'1 giugno 2013 e il 30 settembre 2013, data entro cui avrebbero potuto operare i soggetti selezionati attraverso le procedure concorsuali gestite dall'Acquirente unico.

Con la delibera 28 giugno 2013, 286/2013/R/gas, l'Autorità ha adottato un provvedimento per l'attuazione di disposizioni urgenti a completamento della disciplina del servizio di *default* con riferimento alla gestione del suddetto periodo transitorio, al fine di garantire il corretto svolgimento del servizio. In particolare, è stato previsto che l'erogazione del servizio di *default* fosse limitata a un livello di volume predefinito, con riferimento ai casi di attivazione del servizio causati da morosità del cliente finale.

Ai fini dell'identificazione dei soggetti selezionati attraverso le procedure concorsuali per la fornitura del servizio di *default*, la delibera 362/2013/R/gas ha altresì disciplinato gli indirizzi all'Acquirente unico per la selezione degli FD_D. In particolare, sono stati indicati criteri per la selezione degli FD_D coerenti con quanto previsto per la selezione dei FUI, con una differenziazione del territorio uguale alle aree geografiche fissate per il FUI e con la previsione dei medesimi requisiti di ammissione alle procedure definite per il FUI.

Non sono stati invece previsti limiti di volume all'erogazione del servizio, in quanto ciò potrebbe comportare l'impossibilità di erogare il servizio stesso, creando il problema dei prelievi diretti senza un fornitore.

Per quel che riguarda le tempistiche per le procedure di selezione degli FD_D, la delibera 18 settembre 2013, 385/2013/R/gas, ha introdotto modifiche urgenti relativamente alla procedura di selezione degli FD_D per l'anno termico 2013-2014, posticipando le date di presentazione del *bid bond* e delle offerte al fine di fornire ai potenziali partecipanti ulteriore tempo per una completa valutazione di tutti gli elementi.

Gli operatori hanno presentato le loro offerte entro il 23 settembre 2013 e la pubblicazione degli esiti è avvenuta il 24 settembre 2013. In particolare, per ciascuna macroarea è stata pubblicata la graduatoria con il nominativo del soggetto individuato come FD_D.

Infine, con la delibera 21 novembre 2013, 533/2013/R/gas, l'Autorità ha modificato e integrato il TIMG e il TIVG al fine di completare la disciplina della morosità e dei servizi di ultima istanza.

I suddetti interventi, da un lato, hanno modificato alcune delle

TAV. 4.3

Operatori individuati come FD_D per l'anno termico 2013-2014

AREA GEOGRAFICA	OPERATORE	Valore parametro Ω offerto c€/S(m^3)
Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria	Enel Energia	28
Lombardia	Enel Energia	28
Trentino Alto Adige, Veneto	Enel Energia	28
Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna	Enel Energia	28
Toscana, Umbria, Marche	Enel Energia	28
Abruzzo, Molise, Lazio, Campania	Enel Energia	28
Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia	Enel Energia	28

procedure in tema di sospensione della morosità previste nel TIMG al fine di aumentare i casi in cui fosse possibile effettuare tale sospensione e, dall'altro, hanno definito con maggior dettaglio alcuni aspetti procedurali che deve seguire l'impresa di distribuzione relativamente alla sospensione del punto e alle azioni extragiudiziarie per effettuare tale sospensione.

Infine, nella citata delibera sono stati chiariti e semplificati taluni aspetti puntuali in tema di servizi di ultima istanza, anche in ragione di esigenze emerse nell'ambito del primo periodo di erogazione del servizio. Più in dettaglio, gli interventi hanno riguardato:

- la modifica della modalità di determinazione della capacità di sospensione dei punti di riconsegna, nonché della soglia di fattibilità economica per l'interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna;
- il riconoscimento degli oneri sostenuti dalle imprese di distribuzione per le iniziative giudiziarie volte a ottenere l'esecuzione forzata della disalimentazione del punto di riconsegna, stabilendo al contempo i criteri di riconoscimento di tali oneri;
- la semplificazione degli obblighi di comunicazione nei confronti dei clienti finali serviti dal FUI o dall'FDD in capo alle imprese di distribuzione, nonché i chiarimenti relativi alle modalità di applicazione delle penali e degli indennizzi in caso di mancato rispetto degli obblighi in capo al distributore;
- ulteriori interventi a chiarimento del meccanismo di reintegrazione della morosità, nonché la previsione di cessione del credito per i clienti serviti nell'ambito del servizio di *default* che cambiano fornitore, qualora sussistano determinate condizioni.

Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio - Standardizzazione dei flussi informativi per il settore del gas naturale

Nel corso del 2013 sono proseguite le attività di standardizzazione dei flussi informativi, scambiati tra imprese di distribuzione ed esercenti la vendita, per la gestione delle richieste presentate dai clienti finali. In particolare, con la determina del Direttore della Direzione mercati 15 maggio 2013, 7/2013 - DMEG, sono state approvate modifiche e integrazioni sia alle Istruzioni operative, che comprendono la sequenza minima obbligatoria dei messaggi, i contenuti di ciascun scambio informativo, nonché le regole di trasmissione e di ammissibilità delle richieste, sia ai tracciati informativi, obbligatori in formato XML (*Extensible Markup Language*), al fine di garantire il recepimento delle disposizioni approvate dall'Autorità con la delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas, quali, per esempio, quelle relative alla categoria d'uso del gas, nonché l'aggiornamento del flusso dell'anagrafica del punto di prelievo, nell'ottica di ricomprendere tutti i dati rilevanti per la definizione dello stato dell'arte del punto.

Con la determina del Direttore della Direzione mercati 25 luglio 2013, 9/2013 - DMEG, si è provveduto alla standardizzazione degli scambi informativi connessi con il processo di *switching*, inizialmente per la sola parte relativa alle richieste di sostituzione nella fornitura a clienti finali presso un punto di riconsegna della rete di distribuzione, e non per quella necessaria all'espletamento della pratica di primo accesso da parte del venditore all'impianto di distribuzione, con riferimento sia alla sequenza minima obbligatoria dei messaggi, ai dati da scambiare e alle regole di ammissibilità dei flussi, sia ai tracciati XML da utilizzare per ciascuno scambio informativo.

Con la determina del Direttore della Direzione mercati 17 gennaio 2014, 1/2014 - DMEG, sono stati standardizzati alcuni degli scambi informativi previsti dal TIMG, relativamente agli effetti sulle richieste di accesso per attivazione della fornitura dell'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna a servizio del cliente finale. Inoltre, in ragione delle segnalazioni pervenute sulla mancata attuazione della determinazione 9/2013 - DMEG da parte di alcune imprese di distribuzione, a causa sostanzialmente dell'importante impatto degli adeguamenti richiesti dalla disciplina a livello di sistemi informativi, rispetto ai quali è stata segnalata l'esigenza di disporre di un più adeguato periodo di tempo, sono state previste differenti tempistiche di adozione, stabilendo nello specifico che:

- quanto approvato in relazione al processo di *switching* entrasse in vigore con riferimento alle richieste presentate a partire dal mese di aprile 2014;
- quanto approvato in relazione al processo di attivazione entrasse in vigore con riferimento alle richieste presentate a partire dal mese di giugno 2014.

Assicurazione a favore dei clienti finali del servizio gas

In Italia i clienti finali del servizio gas connessi con reti di distribuzione locale o con reti di trasporto godono di una copertura assicurativa contro i rischi (infortuni, incendio e responsabilità civile) derivanti dall'uso del gas a valle del punto di consegna, introdotta e disciplinata dall'Autorità fin dal 2004.

In vista della scadenza della polizza in vigore per il triennio 2011-2013, e in esito alla consultazione basata sul documento 15 marzo 2013, 103/2013/R/gas, con la delibera 9 maggio 2013, 191/2013/R/gas, l'Autorità ha disposto il rinnovo della copertura assicurativa per il triennio 2014-2016, dando mandato al Comitato italiano gas (CIG) di stipulare una nuova polizza conforme alle caratteristiche indicate nel provvedimento medesimo, e di attivare a tale scopo una procedura di selezione mediante gara europea. Con la successiva delibera 31 ottobre 2013, 473/2013/R/gas, è stata definita la disciplina relativa alla copertura dei costi dell'assicurazione, prevedendo tra l'altro una riduzione della quota a carico dei clienti finali da 30 a 25 c€/anno.

A fronte di tale riduzione, dal 2014 la nuova polizza presenta caratteristiche migliorative rispetto alla precedente:

- sono stati aumentati i massimali previsti dalla sezione incendio, sia per danni a immobili (180.000 € per sinistro, contro i precedenti 154.000), sia per danni a cose (80.000 € contro i precedenti 63.000), e i massimali previsti dalla sezione infortuni per il caso di morte o invalidità permanente totale (210.000 € contro i precedenti 195.000);
- per la sezione infortuni, in aggiunta alla copertura per i casi di morte o invalidità permanente, è ora previsto il rimborso delle spese mediche eventualmente sostenute, con un massimale di 8.000 € per assicurato e per sinistro, in presenza di invalidità permanente o di inabilità temporanea, ed è stata introdotta la previsione di una diaria giornaliera per inabilità temporanea, con una franchigia di 10 giorni, pari a 250 €/giorno per i primi 40 giorni, e copertura decrescente fino al 90° giorno di inabilità;
- i servizi di prima assistenza previsti dalla polizza precedente sono stati sostituiti dal riconoscimento di un rimborso dei costi di alloggio sostitutivo, per un periodo massimo di sei mesi dalla data del sinistro, con un massimale di 250.000 € per ogni sinistro e per ogni alloggio reso inagibile dal sinistro.
- sono state semplificate e migliorate alcune clausole procedurali, in modo da migliorare l'efficienza gestionale della polizza e da garantire ai danneggiati migliore trasparenza e maggiore tracciabilità della gestione delle pratiche di liquidazione dei danni.

Con la nuova polizza sono stati, inoltre, introdotti meccanismi di riduzione incentivante del premio (*profit sharing*) per le sezioni incendio e infortuni che determineranno, in caso di risultati positivi di gestione della polizza, una riduzione del premio riconosciuto all'impresa assicuratrice per l'anno di riferimento, che potrà comportare ulteriori aggiornamenti, da parte dell'Autorità, delle quote a copertura dei costi a carico dei clienti.

Anche per la nuova polizza continueranno a essere attivi i canali di informazione già disponibili per la polizza oggi in vigore: le informazioni sull'assicurazione possono essere richieste allo Sportello per il consumatore di energia (Sportello), mentre presso il CIG sono attivi un numero verde e una casella e-mail dedicati ai danneggiati per richieste di informazioni sullo stato delle pratiche aperte.

Mercato elettrico e del gas

Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio – Contratti non richiesti

Il fenomeno dei contratti non richiesti si riferisce ai casi in cui i clienti finali sono indotti a concludere contratti di fornitura di energia elettrica e/o gas naturale, in realtà non voluti, a seguito di condotte commerciali scorrette, praticate dai venditori con l'obiettivo di eseguire tali contratti mediante l'attivazione di

procedure di *switching* a scapito del venditore precedente, che avrebbe avuto titolo per fornire il cliente.

A fronte del crescente numero di segnalazioni ricevute negli anni scorsi da clienti finali e loro associazioni, l'Autorità ha ritenuto necessario intervenire per arginare questo fenomeno, anche in ragione dei suoi impatti negativi sullo sviluppo della concorrenza del mercato della vendita al dettaglio. A valle di un'attività ricognitiva e di un articolato processo di consultazione, la regolazione in materia è stata definita con la delibera 19 aprile 2012, 153/2012/R/com, della quale nel seguito si ritiene opportuno richiamare i contenuti più significativi.

Al fine di rendere maggiormente edotto il cliente finale della conclusione del contratto, il provvedimento ha disposto che i venditori sono tenuti ad adottare determinati comportamenti minimi (c.d. "misure preventive") in tutti i casi di contatti con clienti finali aventi diritto ai servizi tutelati[8] finalizzati alla stipula di un contratto di fornitura[9]. Qualora un cliente finale ritenga di essere parte di un contratto non richiesto, può inviare al venditore un reclamo nei tempi e con i contenuti previsti dalla delibera. Se viene accertato che il venditore controparte del contratto contestato non ha adempiuto correttamente alle misure preventive (venditore non richiesto), la delibera prevede che vengano attivate le c.d. "misure ripristinatorie"[10], finalizzate a ripristinare, ove possibile, il contratto con il precedente fornitore alle stesse condizioni contrattuali ed economiche. La partecipazione dei venditori alle misure ripristinatorie è prevista su base volontaria. Un elenco dei soggetti che hanno aderito a tali misure è gestito dall'Autorità; all'elenco sono attualmente iscritti 191 venditori[11].

Con la delibera 153/2012/R/com, l'Autorità ha anche previsto un'attività di monitoraggio *ad hoc* del fenomeno dei contratti non richiesti che, oltre a consentire di valutarne l'evoluzione temporale, permetta la pubblicazione dell'elenco dei venditori non richiesti, ossia di una graduatoria che fornisca informazioni relative alle performance di tali soggetti, sulla base dei dati raccolti con il monitoraggio.

L'elenco è orientato a rendere disponibili ai clienti finali informazioni trasparenti e complete per una scelta consapevole del fornitore di energia elettrica e/o gas.

Nel corso del 2013, con la delibera 6 giugno 2013, 244/2013/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di completamento della disciplina del monitoraggio dei contratti non richiesti e per la definizione di criteri, informazioni e modalità di pubblicazione del suddetto elenco dei venditori non richiesti.

Nella stessa data è stato pubblicato il documento per la consultazione 6 giugno 2013, 245/2013/R/com, con il quale l'Autorità ha presentato i propri orientamenti in relazione agli ulteriori indicatori da sviluppare nell'ambito del monitoraggio, alle caratteristiche generali della graduatoria dei venditori non richiesti, agli indicatori da utilizzare ai fini della costruzione del punteggio finale e al peso relativo.

Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio - Completamento della disciplina relativa alla morosità con riferimento alla procedura di costituzione in mora

Con la delibera 21 febbraio 2013, 67/2013/R/com, l'Autorità ha introdotto alcune modifiche alla procedura di costituzione in mora e di sospensione della fornitura per morosità.

Nello specifico, è stata innovata la precedente regolazione - in base alla quale il termine ultimo di pagamento veniva fatto decorrere dalla data di invio della raccomandata di costituzione in mora - prevedendo in aggiunta che, nel caso in cui l'esercente la vendita non sia in grado di documentare la data di invio da parte del vettore postale della comunicazione di costituzione in mora, i termini di sollecito di pagamento e di successiva eventuale sospensione della fornitura siano calcolati a partire dalla data di

8 Ovvero, i clienti finali:
- del servizio elettrico, aventi diritto alla maggior tutela, di cui all'art. 1, comma 2, del decreto legge n. 73/07;
- del servizio gas, considerati clienti vulnerabili ai sensi dell'art. 22, comma 2, del decreto legislativo n. 164/00, a esclusione dei clienti titolari di utenze relative ad attività di servizio pubblico.

9 Le misure preventive includono disposizioni in materia di riconoscimento del personale commerciale e l'obbligo, per i contratti stipulati a distanza o fuori dei locali commerciali, di inviare una lettera di conferma o, nei soli casi di contratto concluso fuori dai locali commerciali, di effettuare una chiamata di conferma, al fine di verificare l'effettiva volontà del cliente finale di stipulare il contratto.

10 A eccezione dei casi in cui il contratto con il venditore precedente non sia più in essere nel momento in cui si compie la procedura di ripristino.

11 Questi soggetti rappresentano quasi il 40% del numero di quelli che, nell'ambito della raccolta dati sulla qualità commerciale della vendita, hanno dichiarato di svolgere, nel secondo semestre 2012, l'attività di vendita; fra essi sono peraltro presenti tutti i soggetti di maggiori dimensioni, operanti a livello sia nazionale, sia locale.

emissione della comunicazione di costituzione in mora.
Il nuovo quadro regolatorio modifica quindi le tempistiche poste a garanzia del cliente finale per effettuare il pagamento degli importi precedentemente non pagati, prevedendo, in particolare:

- un tempo minimo di 20 giorni solari, decorrenti dalla data di emissione della comunicazione di costituzione in mora, per il pagamento da parte del cliente finale, nel caso in cui l'esercente la vendita non sia in grado di documentare la data di invio da parte del vettore postale della comunicazione di costituzione in mora;
- specifici obblighi in capo a tale esercente, prevedendo in particolare che la comunicazione di costituzione in mora debba essere consegnata al vettore postale, ai fini dell'invio tramite raccomandata al cliente finale, entro e non oltre tre giorni lavorativi dalla sua emissione;
- un aumento dell'attuale tempo minimo per il pagamento anche nei casi in cui l'esercente la vendita sia in grado di documentare la data di invio da parte del vettore postale della comunicazione di costituzione in mora, ritenendo congruo riconoscere al cliente un termine di 15 giorni (in luogo degli attuali dieci), anche in coerenza con le tempistiche ordinariamente previste dalla legge rispetto a istituti affini (quali la diffida ad adempiere, art. 1454 C.c.);
- un ulteriore termine che l'esercente la vendita deve rispettare con riferimento alla richiesta di sospensione; è infatti previsto che l'esercente la vendita possa presentare la suddetta richiesta solo decorsi tre giorni lavorativi dalla scadenza del termine ultimo di pagamento indicato al cliente finale.

Inoltre, è stato previsto un contenuto più dettagliato della comunicazione di costituzione in mora con indicazione non solo del termine ultimo di pagamento e del termine decorso il quale, in costanza di mora, è possibile richiedere la sospensione all'impresa di distribuzione, ma anche dei casi di indennizzo automatico.
Nel medesimo provvedimento, infatti, sono stati indicati specifici indennizzi automatici a favore dei clienti finali nei casi di mancato rispetto dei termini previsti dalla regolazione o di mancato invio della comunicazione di costituzione in mora, qualora la fornitura del cliente finale sia stata successivamente sospesa o qualora sia stata ridotta la potenza per morosità.
Infine, la delibera ha disposto, in aggiunta ai casi già previsti, che la richiesta di sospensione non possa essere presentata anche in caso di mancato invio di risposta motivata a reclami scritti per conguagli o per fatturazione di importi anomali.
Tale disciplina è stata successivamente modificata con la delibera 24 aprile 2013, 173/2013/R/com, le cui nuove disposizioni sono entrate in vigore dall'1 settembre 2013.
Tenuto conto della normativa in materia di servizio di posta elettronica certificata, la delibera 67/2013/R/com ha introdotto una specifica disposizione in accordo alla quale, nel caso di utilizzo della posta elettronica certificata per le comunicazioni tra esercente la vendita e cliente finale, il termine ultimo di pagamento si consideri scaduto una volta decorsi dieci giorni dalla notifica all'esercente la vendita della ricevuta di avvenuta consegna della comunicazione di costituzione in mora, inviata tramite servizio di posta elettronica certificata. È stato in aggiunta previsto che, in considerazione delle criticità evidenziate e degli approfondimenti svolti, il termine di tre giorni lavorativi - decorrenti dalla data di emissione della comunicazione di costituzione in mora - per la consegna al vettore postale della comunicazione stessa, possa essere esteso fino a un massimo di cinque giorni lavorativi, purché sia contestualmente aumentato di pari periodo, e pertanto aumentato fino a un massimo di due giorni lavorativi, il termine ultimo di pagamento; ciò considerato che le modalità e le tempistiche previste sono in ogni caso idonee a garantire la conoscibilità, da parte del cliente finale, delle modalità di costituzione in mora e del termine ultimo di pagamento in caso di morosità prima che sia richiesta la sospensione della fornitura.

Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio – Disciplina del sistema indennitario

La disciplina del sistema indennitario, introdotta con la delibera ARG/elt 191/09 e integrata con le delibere 30 novembre 2010, ARG/elt 219/10, e 22 marzo 2012, 99/2012/R/eel, persegue la finalità di garantire all'esercente la vendita uscente un indennizzo per il mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi tre mesi precedenti alla data di *switching* del cliente finale moroso. Tale indennizzo, pari al massimo alla stima della spesa di due mesi di erogazione della fornitura, è posto a carico del cliente finale moroso attraverso l'applicazione di un corrispettivo aggiuntivo della tariffa di distribuzione, il corrispettivo C^{MOR}, da parte dell'esercente la vendita entrante. Sono previsti anche specifici

strumenti a tutela del credito dell'esercente la vendita entrante, cui quest'ultimo può accedere qualora sussistano determinate condizioni.

Il funzionamento del sistema indennitario è basato sulla gestione centralizzata da parte del gestore, identificato nell'Acquirente unico. L'attività del gestore consiste nel verificare la legittimità delle richieste di indennizzo dell'esercente la vendita entrante, e nell'indirizzare i flussi informativi nei confronti di tutti i partecipanti al sistema indennitario (l'esercente la vendita uscente, quello entrante, l'impresa distributrice e la CCSE).

Un operatore ha presentato ricorso al TAR Lombardia per ottenere l'annullamento delle delibere che disciplinano il sistema indennitario; con sentenza n. 683/2013, il TAR Lombardia ha annullato la delibera ARG/elt 219/10. L'Autorità ha ritenuto comunque necessario impugnare la decisione dei giudici amministrativi, sia perché la delibera istitutiva del sistema indennitario risponde all'esigenza di tutelare il credito al fine di ridurre gli oneri a carico della generalità dei clienti finali, di favorire lo sviluppo della concorrenza e di migliorare il funzionamento del mercato al dettaglio, sia perché i risultati conseguiti sono positivi in considerazione dell'alta percentuale di riduzione degli oneri del mancato pagamento a beneficio del sistema nel suo complesso. In seguito a tale impugnazione, il Consiglio di Stato ha concesso la sospensiva richiesta dall'Autorità, permettendo al sistema indennitario di riprendere piena operatività già a partire dal mese di agosto 2013. Nel periodo precedente, marzo-luglio 2013, invece, in seguito agli effetti della sentenza n. 683/2013 del TAR Lombardia, il sistema indennitario non aveva operato. Nei primi giorni del febbraio 2014, l'operatore ricorrente ha rinunciato al ricorso di primo grado. Conseguentemente, con sentenza n. 967 del 3 marzo 2014, il Consiglio di Stato ha infine dichiarato estinto il giudizio e annullata la sentenza n. 683/2013 del TAR Lombardia.

Relativamente al primo periodo di implementazione del sistema indennitario, dall'entrata in operatività nel luglio 2011 al consuntivo di novembre 2013, vengono riportati nella tavola 4.4 alcuni dati quantitativi, da cui emerge che gli esercenti la vendita uscenti hanno emesso più di 244.500 richieste di indennizzo con esito positivo, per corrispettivi C^{MOR} totali di 80,2 milioni di euro, a fronte di crediti insoluti pari a 135,4 milioni di euro. In media, dunque, gli esercenti la vendita hanno ottenuto indennizzi per 2,8 milioni di euro al mese. Quindi, nonostante il lungo periodo intercorso tra la data di *switching* e l'applicazione del corrispettivo C^{MOR} da parte dell'esercente la vendita entrante al cliente finale inadempiente (periodo compreso tra i 12 e i 18 mesi) - durante il quale gli esercenti la vendita uscenti avrebbero dovuto incassare i propri crediti dai clienti finali tramite i canali standard di riscossione del credito - gli esercenti la vendita sono riusciti a ridurre del 59% gli oneri del mancato pagamento relativi ai crediti per cui hanno presentato richiesta di indennizzo.

Le attività di monitoraggio del gestore hanno anche riguardato il comportamento dei clienti che utilizzano ripetutamente lo *switching* al fine di non pagare le fatture relative agli ultimi mesi di fornitura. I risultati di tali analisi sono evidenziati nella tavola e nel grafico seguenti.

TAV. 4.4

Incidenza, sul totale dei C^{MOR} con esito positivo, dei C^{MOR} applicati ai clienti che hanno ripetutamente utilizzato lo switching al fine di evitare il pagamento delle fatture degli ultimi mesi di fornitura

INCIDENZA	DICEMBRE 2011	MARZO 2012	GIUGNO 2012	SETTEMBRE 2012	DICEMBRE 2012	FEBBRAIO 2013	MARZO-LUGLIO 2013	SETTEMBRE 2013	NOVEMBRE 2013
Nel trimestre	0,3%	2,4%	4,7%	7,3%	9,2%	17,1%	Sistema non operativo	15,2%(A)	22,5%(A)
Cumulate	0,3%	1,5%	2,6%	3,9%	4,9%	6,5%		8,4%	11,0%

(A) Dati al netto delle richieste di indennizzo relative a punti di prelievo il cui titolare ha effettuato una voltura in seguito alla prima richiesta di indennizzo, in modo da non essere più rintracciato. Fenomeno invece incluso nei precedenti trimestri. Tale differenza, tuttavia, non inficia l'andamento della serie storica, in quanto ha un peso poco rilevante rispetto al totale delle richieste di indennizzo del trimestre (in media pari allo 0,1%).

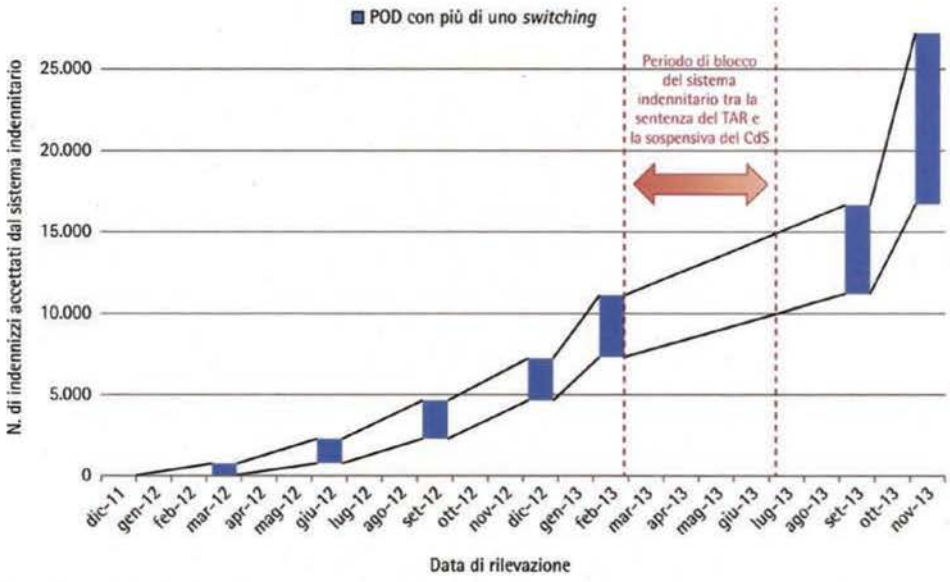


FIG. 4.2

Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario

Fonte: Elaborazione su dati Acquirente unico.

La figura 4.2 evidenzia come il sistema indennitario permette di individuare i casi in cui tale comportamento viene attuato[12], limitandone gli impatti in termini di rischio creditizio per gli esercenti la vendita. Durante l'intero periodo di operatività del sistema indennitario, l'11% del totale degli indennizzi afferisce a clienti finali che per la stessa fornitura hanno ricevuto almeno due richieste di indennizzo consecutive, per un totale di più di 27.000 casi individuati. L'analisi degli indennizzi riconosciuti evidenzia, inoltre, anche un trend crescente, rispetto ai nuovi indennizzi riconosciuti, dell'incidenza delle richieste relative a clienti finali che già ne avevano ricevuti in passato, tale da raggiungere nel trimestre settembre-novembre 2013 il 22,5%.

Documenti di fatturazione e glossario

Con la delibera 13 giugno 2013, 260/2013/R/com, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione, al fine di raccogliere elementi informativi su base partecipativa per successivi interventi regolatori nell'ambito dei principi e dei criteri della direttiva europea 2012/27/UE, identificando un vero e proprio progetto di revisione della bolletta (c.d. "progetto Bolletta 2.0"). Nelle intenzioni dell'Autorità, gli elementi raccolti potranno essere utilizzati per interventi di razionalizzazione e semplificazione delle informazioni contenute nei documenti di fatturazione.

Tali informazioni sono attualmente disciplinate dalla delibera ARG/com 202/09, che pone obblighi a carico dei venditori relativamente alle fatture inviate ai clienti finali serviti sia a condizioni di tutela, sia a condizioni di libero mercato.

La decisione di intervenire discende anche dalle evidenze emerse in occasione delle rilevazioni demoscopiche presso i clienti finali, realizzate nell'ambito dell'indagine avviata con la delibera 26 luglio 2012, 317/2012/R/com, per individuare le esigenze dei clienti (soprattutto di quelli serviti nel mercato libero), anche con riferimento al tema della trasparenza dei documenti di fatturazione, verificando tra l'altro se i suddetti documenti vengano utilizzati dal cliente finale per effettuare un primo confronto con altre offerte.

In particolare, le rilevazioni demoscopiche hanno mostrato come, da parte dei clienti finali, non esista una completa soddisfazione sull'effettiva semplicità dei documenti di fatturazione: da un lato, è emersa una diffusa richiesta di maggior chiarezza, dall'altro, la richiesta di una semplificazione/sintesi delle voci presenti per renderle comprensibili a tutti; vi è però anche chi indica la necessità di specificare meglio le voci della fattura, chiedendone un maggiore

12 Nell'ambito della presente analisi sono stati considerati, in via conservativa, i soli clienti finali che per la stessa fornitura hanno ricevuto almeno due richieste di indennizzo consecutive. Sono stati dunque esclusi i clienti interessati da una sola richiesta di indennizzo e coloro che, in seguito alla prima richiesta di indennizzo, hanno effettuato una voltura in modo da non essere più rintracciati.

dettaglio. Infine, nell'ambito delle suddette rilevazioni è emerso come raramente la fattura venga utilizzata quale strumento di confronto con altre offerte. Anche dal lato dei venditori sono state, in diverse occasioni, presentate richieste di intervento in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione, soprattutto in un'ottica di semplificazione dell'attuale regolazione.

Tali evidenze hanno quindi reso opportuno, oltre che necessario, un maggior approfondimento circa le esigenze dei soggetti coinvolti, clienti finali o venditori, valutando in particolare:

- le possibili alternative di razionalizzazione e semplificazione delle informazioni contenute nei documenti di fatturazione, pur nell'ottica di continuare a garantire ai clienti finali tutte le informazioni necessarie alla gestione del contratto;
- l'impatto sui costi di commercializzazione delle diverse alternative, in quanto l'intervento vuole perseguire anche la finalità di portare a una riduzione, rispetto all'attuale regolazione, di tali costi.

In detta ottica, la delibera 260/2013/R/com ha previsto la possibilità di acquisire elementi volti a comprendere maggiormente le esigenze di intervento da parte dei soggetti interessati, in particolare:

- dalle associazioni rappresentative dei clienti finali, elementi e motivazioni che evidenzino le criticità legate all'attuale struttura dei documenti di fatturazione in tema di leggibilità e comprensione dei medesimi, nonché i potenziali ambiti di intervento, proponendo anche soluzioni specifiche per i clienti che hanno una minore capacitazione;
- dai venditori o loro associazioni esponenziali, specifici elementi di supporto anche in tema di variazione dei costi di commercializzazione che i singoli interventi possono avere, nonché in tema di tempi di implementazione.

Dando seguito a tale previsione, nell'ambito del cd. "progetto Bolletta 2.0", l'Autorità ha organizzato audizioni dei soggetti interessati nelle giornate del 9 e del 10 ottobre 2013; al fine di agevolare la preparazione di tali audizioni, gli Uffici dell'Autorità hanno elaborato e reso disponibile ai soggetti interessati un questionario contenente quesiti miranti a raccogliere le informazioni ritenute utili per la valutazione di interventi regolatori. Nello specifico, il questionario diffuso è stato suddiviso nelle seguenti sette sezioni, anche al fine di agevolare la descrizione delle problematiche riscontrate nell'applicazione della attuale regolazione in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione, ovvero:

- le finalità della bolletta: è stato richiesto, rispetto ad alcune finalità individuate, di indicarne l'ordine di priorità, la motivazione e se l'attuale struttura della bolletta sia in grado di perseguirle; è stata inoltre prevista la possibilità di indicare, da parte dei rispondenti, ulteriori finalità che la bolletta debba perseguire;
- la struttura della bolletta: è stata richiesta una valutazione circa l'attuale struttura della bolletta, in particolare sulla sua indifferenziazione per settore e tipologia di cliente e sulla attuale suddivisione in sezioni;
- i canali informativi: sono stati richiesti elementi utili al fine di indagare gli eventuali strumenti alternativi alla bolletta cartacea, con in quali rendere disponibili ai clienti le informazioni ritenute rilevanti;
- i conguagli: è stato richiesto di indicare quali criticità siano attualmente legate alle modalità di esposizione dei conguagli e di fornire indicazioni su possibili elementi migliorativi;
- la terminologia: si è cercato di individuare quali criticità siano attualmente legate alla terminologia utilizzata, in particolare indicando i termini che vengono considerati più complessi;
- l'efficacia della bolletta come strumento per il monitoraggio e l'ottimizzazione dei consumi: sono stati richiesti elementi utili in vista dell'applicazione di quanto previsto in materia dalla direttiva europea 2012/27/CE;
- altre criticità: ai rispondenti è stata lasciata la possibilità di indicare eventuali ulteriori criticità non intercettate dai precedenti punti.

La partecipazione dei principali *stakeholders* è stata elevata. Sono infatti pervenuti contributi da parte di venditori (22), di associazioni loro rappresentative (cinque), di associazioni rappresentative dei consumatori domestici (sette, delle quali tre hanno compilato un questionario in forma congiunta), delle piccole e medie imprese di livello nazionale (cinque, in forma congiunta), nonché di un'associazione operante su base provinciale. Sono inoltre pervenuti contributi da parte di quattro consumatori domestici e non domestici, nonché da parte di altri soggetti, diversi dagli usuali *stakeholders* dell'Autorità.

Da una valutazione generale dei contributi pervenuti, emerge che l'attuale bolletta è considerata poco comprensibile e non sempre adeguata alle finalità della vigente regolazione. Pertanto, i soggetti che hanno partecipato alle audizioni e risposto al questionario ritengono opportuno un intervento di semplificazione e razionalizzazione che investa la struttura e i contenuti dei documenti di fatturazione e che lasci spazio anche a forme e modalità innovative di rappresentazione e veicolazione delle informazioni, più flessibili per i venditori, almeno con riferimento al mercato libero, e che al contempo migliorino la lettura e la comprensione delle bollette da parte dei clienti finali. Da più soggetti (sia venditori, sia consumatori) è stato segnalato che il linguaggio e la terminologia utilizzati nelle bollette incidono negativamente sulla loro leggibilità.

Inoltre, anche in conseguenza di una struttura di prezzi e tariffe estremamente articolata, le informazioni di dettaglio sugli importi fatturati risultano troppo complesse e difficilmente raccordabili a quelle di sintesi, oltre che alle specifiche condizioni contrattuali sottoscritte dal cliente; in merito a tale aspetto, in particolare tra i venditori, è emersa la richiesta di una semplificazione della struttura tariffaria anche mediante il superamento degli scaglioni di consumo che appesantiscono molto la struttura della bolletta, aumentandone le difficoltà di comprensione.

Problemi ulteriori sono stati segnalati nei casi di conguagli, per lo più dovuti a criticità riscontrabili, a monte, nell'attività di misura e che hanno una incidenza, a valle, sui documenti di fatturazione. Infine, da alcune risposte dei venditori al questionario è emerso che le criticità segnalate hanno un impatto negativo sui costi e sugli oneri di gestione dei venditori, in particolare perché l'eccessiva complessità percepita dal cliente si traduce, spesso, in un elevato numero di contestazioni che, in ultimo, impattano sui costi della gestione dei canali di contatto.

In ragione dei contributi ricevuti in sede di audizione e delle risposte al questionario, il documento per la consultazione 20 febbraio 2014, 69/2014/R/com, ha indicato gli orientamenti dell'Autorità in tema di modalità di esposizione in fattura, a parità di struttura regolatoria. In tema di trasparenza dei documenti di fatturazione, l'Autorità ha previsto interventi specifici nel settore del gas naturale in ragione della riforma delle relative condizioni economiche che, come evidenziato nel paragrafo sulla riforma del gas naturale, ha modificato, eliminato e aggiunto alcune componenti applicate ai clienti finali serviti in tutela. A tale fine, con la delibera 293/2013/R/com, l'Autorità è intervenuta per definire le modalità di esposizione in bolletta delle varie componenti, attualmente previste dalla delibera ARG/com 202/09, modificando l'articolazione e la terminologia delle voci del c.d. "Quadro di dettaglio".

Con la delibera 7 novembre 2013, 500/2013/R/com, è stato inoltre aggiornato il Glossario contenente i principali termini utilizzati nei documenti di fatturazione, in modo da tener conto sia della variazione della terminologia che discende dall'applicazione dei provvedimenti di regolazione adottati dall'Autorità, con particolare riferimento agli interventi in tema di riforma del gas naturale, sia delle modifiche previste dalla normativa primaria e, nello specifico, per tener conto delle modifiche relative all'ambito di tutela gas fissate dal decreto legge n. 69/13 (art. 4, comma 1), convertito con legge n. 98/13.

Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori

Sportello per il consumatore di energia: l'informazione ai clienti finali tramite il call center

Per fare fronte alla crescente richiesta di informazioni in merito ai mercati liberalizzati dell'energia e all'aumento del numero delle segnalazioni dei clienti, l'Autorità ha attivato, sin dal luglio 2007, un servizio telefonico di informazioni. Successivamente, il *call center* è stato incorporato nello Sportello, la cui gestione è stata affidata in

avvalimento all'Acquirente unico, in base a quanto previsto dall'art. 27, comma 2, della legge n. 99/09. Con la delibera 26 luglio 2012, 323/2012/E/com, l'Autorità ha mantenuto in capo allo Sportello la funzione di rendere disponibili a tutti i clienti le informazioni relative ai loro diritti, alla normativa in vigore e alle modalità di risoluzione delle controversie, prevedendo le opportune implementazioni e i miglioramenti organizzativi.

La medesima delibera ha previsto l'approvazione, con apposito provvedimento attuativo, del Progetto operativo dello Sportello per gli anni 2013-2015.

Per quel che riguarda l'attività svolta dal *call center* dello Sportello, dall'1 gennaio 2012 al 31 dicembre 2013, si fa riferimento alla tavola 4.5 e alla tavola 4.6. Confrontando i dati relativi all'anno 2013 con quelli dell'anno 2012, si conferma un trend di riduzione del numero di chiamate pervenute in orario di servizio, che sono passate da 408.096 a 388.596, con un decremento di circa il 5%.

Deve essere segnalato che, a partire dal 29 luglio 2013, il numero verde 800.166.654 del servizio di *call center* dello Sportello è divenuto gratuito anche per le chiamate da cellulare, le quali, da tale momento, hanno registrato un aumento di volume rispetto ai trimestri precedenti. Il numero complessivo di chiamate pervenute nel 2013 è risultato, comunque, in diminuzione.

I primi due mesi del 2014 hanno registrato, invece, un considerevole incremento delle chiamate rispetto al medesimo periodo 2013 e rispetto al precedente trimestre.

Nei mesi di gennaio e febbraio, infatti, ha avuto luogo una campagna informativa sui media di diffusione nazionale, attraverso spot informativi della Presidenza del Consiglio dei ministri in merito al servizio svolto dal *call center* dello Sportello e in particolare al numero verde dello stesso.

TAV. 4.5

Chiamate pervenute al call center dello Sportello

	PERVENUTE (ORE 8-18)	CHIAMATE FUORI ORARIO	TOTALE PERVENUTE	CHIAMATE GESTITE			ABBANDONATE SENZA RISPOSTE OPERATORE	ATTESA MEDIA (secondi)	MEDIA CONVERSATA (secondi)
				CON OPERATORE	CON RISPONDITORI AUTOMATICI	TOTALI			
I trim. 2012	124.001	17.747	141.748	112.842	8.862	121.704	11.159	84	176
II trim. 2012	109.609	18.780	128.389	100.307	7.021	107.328	9.302	80	179
III trim. 2012	77.682	12.472	90.154	71.331	4.993	76.324	6.351	78	182
IV trim. 2012	96.804	15.384	112.188	86.762	6.073	92.835	10.042	83	189
TOTALE 2012	408.096	64.383	472.479	371.242	26.949	398.191	36.854	81	182
I trim. 2013	114.675	14.590	129.251	101.649	7.045	108.694	13.026	104	182
II trim. 2013	89.325	15.181	104.506	80.691	4.675	85.366	8.634	116	190
III trim. 2013	82.109	24.167	106.276	74.865	3.922	78.787	7.244	97	186
IV trim. 2013	102.501	19.071	121.572	92.831	5.236	98.067	9.670	124	187
TOTALE 2013	388.596	73.009	461.605	350.036	20.878	370.914	38.560	110	186
I trim. 2014	135.206	24.767	159.973	128.531	7.712	136.243	6.675	131	179
TOTALE	1.529.133	245.446	1.774.579	1.393.824	96.934	1.490.758	135.309	98	189

Fonte: Sportello.

In merito alle tematiche oggetto delle chiamate pervenute allo Sportello, vi è stata una flessione del numero di telefonate relative al bonus gas (30,9%) e all'assicurazione gas (67,5%); una più lieve flessione ha riguardato i reclami e i prezzi biorari.

Va precisato che, a partire dal secondo trimestre 2013, l'argomento assicurazione gas è stato incorporato nell'argomento prezzi biorari. Una lieve crescita si registra, invece, con riferimento al bonus elettrico, al mercato e alle liberalizzazioni. Dal 2013, rispettivamente da febbraio e da aprile, il *call center* fornisce informazioni ai *prosumers* (ossia i clienti finali che sono al contempo produttori di energia da fonti rinnovabili) e sulle procedure extragiudiziali di risoluzione delle controversie tra imprese e clienti finali dei servizi elettrico e gas, quali strumenti alternativi alla giustizia ordinaria (in particolare, sul Servizio conciliazione clienti energia e sulla conciliazione paritetica, vedi il paragrafo "Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione

delle controversie" di questo Capitolo). L'incremento delle chiamate nel primo trimestre del 2014 ha riguardato tutti i canali.

Infine, la delibera 280/2013/R/gas, in tema di cessazione dell'applicazione del servizio di tutela gas ai clienti finali non domestici, ha previsto che il venditore, tramite l'atto con cui esercita il diritto di recesso, ovvero lo *ius variandi*, comunichi al cliente finale un numero di contatto anche dello Sportello, al fine di ricevere ulteriori informazioni.

La delibera 306/2013/R/gas, recante obblighi informativi e comunicativi al fine di rendere consapevoli i clienti finali del mercato libero della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela, prevede che, all'interno dell'eventuale comunicazione di variazione unilaterale diretta a un cliente finale domestico del mercato libero, il venditore specifichi che le informazioni su tale riforma possono essere reperite anche contattando il numero verde dello Sportello.

TAV. 4.6

Principali argomenti delle chiamate gestite con operatore dal call center dello Sportello

	BONUS GAS	BONUS ELETTRICO	PREZZI BIORARI(B)	MERCATI	RECLAMI	ASSICURAZIONE GAS(B)	PROSUMERS	CONCILIAZIONE
I trim. 2012	47.357	25.446	5.371	6.877	26.014	1.777	-	-
II trim. 2012	37.599	23.102	5.657	6.747	25.796	1.406	-	-
III trim. 2012	22.565	17.059	3.136	7.069	20.060	1.442	-	-
IV trim. 2012	25.995	19.895	5.091	10.757	22.919	2.105	-	-
TOTALE 2012	133.516	85.502	19.255	31.450	94.789	6.730	-	-
I trim. 2013	28.564	26.385	4.707	9.868	28.665	2.185	1.275	-
II trim. 2013	22.457	20.936	2.677	10.331	19.681	-	1.524	3.085
III trim. 2013	19.163	22.392	2.435	10.202	16.759	-	1.312	2.602
IV trim. 2013	21.992	22.093	7.123	10.822	25.661	-	1.566	3.574
TOTALE 2013	92.176	91.806	16.942	41.223	90.766	2.185	5.677	9.261
I trim. 2014	32.578	29.060	5.117	20.842	39.523	-	2.555	5.531
TOTALE	513.418	334.957	68.975	121.081	322.815	16.228	8.232	14.792

(A) Include "assicurazione gas" dal II trimestre 2013.
(B) Incorporato in "prezzi biorari" dal II trimestre 2013.

Fonte: Sportello.

Rispetto all'attività svolta, il *call center* ha rispettato, anche nel corso del 2013, gli standard di qualità previsti per i *call center* dei venditori di energia elettrica e gas dal *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV, Allegato A alla delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08), ottenendo i seguenti risultati: accessibilità del servizio 100% (standard minimo richiesto: 90%); tempo medio di attesa 110 secondi (standard minimo richiesto: inferiore a 240 secondi); livello di servizio: 90% (standard minimo richiesto: 80%). Rispetto all'anno precedente, risultano confermati i livelli dell'accessibilità al servizio sia pur con un aumento dei tempi medi di attesa, dovuto anche all'allungamento del messaggio iniziale per l'indirizzamento alle diverse aree informative. Nel primo trimestre del 2014, non vi sono stati cambiamenti per quanto riguarda il livello di servizio e l'accessibilità; si è verificato, invece, un allungamento del tempo di attesa, passato a 131 secondi (comunque inferiori ai 240 richiesti dalla regolazione), dovuto al maggior numero di chiamate ricevute.

Per quel che riguarda la *customer satisfaction* legata all'iniziativa intitolata "Mettiamoci la faccia", promossa dal Dipartimento della Funzione pubblica per il periodo 1 gennaio 2013 - 31 dicembre 2013, i clienti che si sono rivolti al *call center* dello Sportello hanno valutato il servizio buono nell'84% dei casi, sufficiente nel 13% dei casi e non soddisfacente nel 3% dei casi (valutazione espressa dal 38% delle persone che hanno chiamato in orario di servizio). I livelli di soddisfazione rimangono pertanto elevati, così come resta elevato il tasso di adesione dei chiamanti all'iniziativa, superiore al tasso medio delle altre amministrazioni partecipanti all'iniziativa. Tali dati sono sostanzialmente confermati anche per il primo trimestre 2014.

TAV. 4.7

Risultati della rilevazione "Mettiamoci la faccia" per il call center dello Sportello

	2012					2013					2014
	I Trim.	II Trim.	III Trim.	IV Trim.	Anno	I Trim.	II Trim.	III Trim.	IV Trim.	Anno	I Trim.
Buono	83%	85%	85%	85%	85%	84%	85%	85%	83%	84%	83%
Sufficiente	13%	12%	12%	12%	12%	13%	12%	12%	13%	13%	13%
Negativo	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	3%	4%
% CHIAMATE CONVERSATE sottoposte a valutazione(A)	40,1%	43,7%	42,3%	38,1%	41,1%	38,9%	35,0%	43,1%	43,6%	40,1%	40,0%
% Utenti invitati dall'operatore a lasciare la valutazione(A)	82,9%	84,2%	82,9%	83,0%	83,2%	83,2%	80,4%	81,1%	89,0%	83,4%	89,7%

(A) Percentuale calcolata su totale chiamate in orario di servizio.

Fonte: Elaborazione Sportello su dati Genesys - Rilevazioni "Mettiamoci la faccia".

Strumenti di confronto dei prezzi per i servizi elettrico e gas

La legge 14 novembre 1995, n. 481, affida all'Autorità, tra l'altro, il compito di pubblicizzare e diffondere la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi, al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti finali. In attuazione del dettato normativo, con la delibera 16 ottobre 2008, ARG/com 151/08, l'Autorità ha previsto l'attivazione e la pubblicazione sul proprio sito internet del Trova offerte, un sistema di ricerca delle offerte commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e di gas rivolte ai clienti domestici (per una illustrazione esaustiva di detto sistema, si rimanda alla *Relazione Annuale* 2012, pagg. 115 e 116, vol. II).

A partire dalla data di prima pubblicazione del sistema, si è rilevata una media di circa 1.200 accessi/giorno alla pagina iniziale del percorso di ricerca, con numerosi picchi giornalieri superiori ai 5.000 accessi. In particolare nel 2013, gli accessi complessivi alla pagina iniziale sono stati 438.478, mentre i calcoli effettuati sono stati 631.985.

Per ricerche realizzate nel mese di marzo 2014 utilizzando il profilo di consumo medio del cliente domestico tipo[13], nelle maggiori città italiane sono visualizzate per il servizio elettrico circa 35 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con l'offerta più economica che offre potenziali risparmi, calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte e per abitazioni in Roma, di oltre 40 €/anno (-8,5%) rispetto alla fornitura a condizioni regolate, e di oltre 110 €/anno (-19,2%) rispetto all'offerta meno economica. Per il servizio gas, sono visualizzate circa 25 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con l'offerta più economica che offre potenziali risparmi, calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte e per abitazioni in Roma, di circa 150 €/anno (-10,8%) rispetto alla fornitura a condizioni regolate, e di oltre 390 €/anno (-24,5%) rispetto all'offerta meno economica. La ricerca per offerte congiunte visualizza fino a sei/sette risultati; la spesa annua associata all'offerta congiunta più economica risulta superiore, di oltre 35 €/anno (+2,2%), a quella ottenuta sommando la spesa associata alle offerte più economiche per la fornitura singola di energia elettrica e di gas naturale disponibili nella medesima località, ma comunque inferiore di oltre 150 €/anno (-8,2%) rispetto alla spesa ottenuta sommando la spesa associata ai prezzi tutelati. Tutte le offerte più economiche prevedono un prezzo bloccato, la stipulazione del contratto tramite internet, la domiciliazione dei pagamenti e l'invio di bollette in formato elettronico.

Nel maggio 2013 l'interfaccia pubblica del Trova offerte è stata rinnovata, con l'obiettivo di rendere il servizio più semplice e fruibile sia nel percorso di ricerca, sia nella visualizzazione dei risultati, sia nella terminologia utilizzata. L'intervento è stato realizzato tenendo conto delle indicazioni emerse dall'indagine demoscopica condotta nel 2012-2013 allo scopo di rilevare le

13 Servizio elettrico: abitazione di residenza anagrafica con potenza impegnata pari a 3 kW e consumo pari a 2.700 kWh/anno, ripartito per il 33,4% nella fascia F1 e per il 66,6% nella fascia F23; servizio gas: consumo pari a 1.400 S(m³)/anno.

aspettative e il grado di soddisfazione degli utenti del servizio (per una illustrazione più dettagliata dell'indagine e dei suoi esiti si rimanda alla *Relazione Annuale* 2013, pag. 129, vol. II). Una seconda fase dell'indagine demoscopica, realizzata nel quarto trimestre del 2013 in seguito al *restyling*, oltre a confermare la valutazione positiva degli utenti ha evidenziato un sensibile miglioramento nei giudizi espressi riguardo alla facilità d'uso e di comprensione delle informazioni fornite.

Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici

Protocollo di intesa tra Autorità e Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti

I rapporti tra l'Autorità e le associazioni dei consumatori del Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) si svolgono nell'ambito del Protocollo di intesa approvato con la delibera 1 aprile 2009, GOP 15/09, e sottoscritto il 13 maggio 2009, che conferma gli impegni di consultazione, di informazione e di approfondimento sulle tematiche di interesse comune.

Il Protocollo di intesa indica quattro obiettivi principali: migliorare l'informazione dei clienti finali; promuovere l'educazione al consumo e la consapevolezza dei clienti finali in merito ai propri diritti e all'uso consapevole dell'energia; formare il personale delle associazioni dei consumatori; potenziare l'accesso dei consumatori a forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie.

La realizzazione di specifiche attività finalizzate a perseguire gli obiettivi indicati nel Protocollo di intesa è stata sviluppata nel quadro dei progetti a vantaggio dei consumatori finanziati, mediante il c.d. "Fondo sanzioni".

Le associazioni dei consumatori domestici sono state, inoltre, ripetutamente coinvolte nelle attività di consultazione, anche attraverso seminari di presentazione dei principali provvedimenti di interesse, audizioni e inviti a partecipare a gruppi tecnici, come quelli di coordinamento relativi alle attività dello Sportello e al Servizio di conciliazione energia. Con cadenza non codificata sono anche previsti incontri con il CNCU.

Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2013 è proseguita la realizzazione di attività a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas mediante specifici progetti finanziati con le risorse rivenienti dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità, come previsto dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244 (legge finanziaria per il 2008).

In particolare, è proseguita l'attuazione dei progetti avviati negli anni precedenti, proposti dall'Autorità e già approvati dal Ministro dello sviluppo economico:

- *sostegno alle procedure di conciliazione c.d. "paritetiche"*, previste da appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese di vendita (progetto PCS). Il progetto si articola in due linee di attività, finalizzate, rispettivamente, a promuovere la formazione di personale delle associazioni in grado di gestire le procedure di conciliazione (PCS1) e a garantire la copertura dei costi sostenuti dalle associazioni medesime mediante l'erogazione di contributi forfetari relativi alle conciliazioni andate a buon fine (PCS2). Per il progetto, avviato nell'ottobre 2010

e successivamente prorogato fino a tutto il 2013, è stato previsto l'impegno di risorse per un importo massimo complessivo di 890.000 € (rispettivamente, 500.000 € per la formazione e 390.000 € per i rimborsi forfetari). Dall'avvio del progetto si sono svolti oltre 40 corsi seminariali che hanno interessato, complessivamente, circa 500 partecipazioni da parte di personale delle associazioni dei consumatori; sono state inoltre rendicontate circa 3.300 procedure conciliative concluse positivamente, con l'erogazione complessiva di contributi per circa 220.000 €;

- *qualificazione degli sportelli delle associazioni dei consumatori* (progetto PQS). Il progetto ha lo scopo di promuovere una rete di punti di contatto delle associazioni di consumatori (sportelli territoriali e *call center*) in grado di fornire ai consumatori informazione e assistenza qualificata sui servizi elettrico e gas; comporta la formazione del personale dedicato e la copertura dei costi operativi del servizio fornito. Il progetto, avviato nel settembre 2011, è stato rinnovato per l'anno 2013 impegnando risorse per un importo massimo complessivo pari a 890.000 €. Per il 2013 è stata confermata l'attivazione di 45 sportelli territoriali, un *call center* nazionale gratuito e un sito internet dedicato (www.energiadirittiavivavoce.it); è stata inoltre realizzata un'applicazione che consente di accedere, tramite smartphone e tablet, a servizi quali l'elenco degli sportelli inclusi nel progetto, la comunicazione via e-mail con lo sportello prescelto, l'area FAQ, cioè l'area informativa dedicata alla normativa di settore;
- *divulgazione territoriale dell'informazione* (progetto PDT). Il progetto è finalizzato a promuovere l'informazione dei consumatori in merito sia alle opportunità offerte dalla liberalizzazione dei mercati finali dell'energia elettrica e del gas naturale, sia alle forme di tutela di cui dispongono i consumatori. Il progetto, per il quale è stato previsto l'impegno di risorse per un importo massimo di 400.000 €, si articola in attività di formazione di esperti destinati a svolgere l'attività di divulgazione, e nella realizzazione, entro il primo semestre del 2014, di almeno 110 incontri pubblici sull'intero territorio nazionale, rivolti ai consumatori.

Nel corso del 2013 sono inoltre stati avviati ulteriori progetti, approvati in precedenza dal Ministro dello sviluppo economico, la cui realizzazione copre un arco temporale esteso a tutto il 2014:

- *accesso al Servizio conciliazione clienti energia* (progetto PAC). Il progetto, del valore massimo di 185.000 €, è finalizzato a promuovere l'accesso alle procedure gestite dal Servizio conciliazione clienti energia da parte dei consumatori che si avvalgono dell'assistenza prestata dalle associazioni di consumatori; è stato avviato contestualmente all'attivazione del Servizio medesimo (aprile 2013). Il progetto comporta l'erogazione di contributi forfetari a copertura dei costi sostenuti dalle associazioni di consumatori per l'attività di orientamento e assistenza al consumatore, fino alla compilazione della richiesta di attivazione di una procedura di conciliazione che risulti ammessa dal Servizio, e per l'attività di mediazione con rappresentanza del consumatore nello svolgimento di procedure concluse positivamente;
- *diritti e informazione dei consumatori tramite il mezzo televisivo* (progetto PDI). Il progetto prevede la diffusione di informazioni, di interesse dei consumatori, sui temi dell'energia; in particolare, è prevista la realizzazione, entro il 2014, di appositi spazi informativi, con la partecipazione di esperti autorevoli e indipendenti, all'interno di programmi televisivi di elevata audience trasmessi da emittenti nazionali e rivolti alla generalità del pubblico. Per questo progetto, che prevede la produzione e messa in onda di un numero minimo di 16 interventi televisivi, è stato previsto l'impegno di risorse per un importo massimo pari a 250.000 €.

La disponibilità di nuove risorse finanziarie acquisite al Fondo ha inoltre consentito all'Autorità di formulare, nel corso del 2013, nuove proposte relative a ulteriori attività da realizzare nel 2014. In particolare, con la delibera 7 novembre 2013, 492/2013/E/com, l'Autorità ha proposto al Ministro dello sviluppo economico di:

- rinnovare per l'anno 2014 il sostegno al progetto per la qualificazione degli sportelli delle associazioni di consumatori (progetto PQS/14), per un importo massimo pari a 635.000 €. Rispetto alle edizioni precedenti, è stata

prevista una rimodulazione dei contenuti del progetto, riferito ora all'attivazione di 30 sportelli territoriali oltre al *call center* nazionale, con l'obiettivo di migliorare l'impatto dell'intervento in termini di efficienza ed efficacia;

- avviare un progetto organico per la formazione e l'aggiornamento del personale delle associazioni (progetto PFA), per un importo massimo pari a 125.000 €, articolato in tre linee di attività, rivolte, rispettivamente, al personale che opera nei punti di contatto qualificati previsti dal progetto PQS, al personale che opera nell'ambito delle procedure di conciliazione e agli operatori già dotati di formazione specialistica nel settore dell'energia che svolgono attività di propagazione della formazione.

Le proposte formulate dall'Autorità con la delibera 492/2013/E/com sono state approvate dal Ministro dello sviluppo economico con decreto 14 dicembre 2013.

Le attività materiali, amministrative, contabili, di rendicontazione e, in generale, strumentali alla gestione dei progetti sono affidate alla CCSE che, in quanto soggetto pubblico funzionalmente preposto allo svolgimento di compiti strumentali all'esercizio dei poteri e delle attività dell'Autorità, svolge il ruolo di soggetto destinatario delle risorse finanziarie dei progetti ai fini della loro erogazione ai soggetti attuatori.

Protocollo di intesa tra l'Autorità e le organizzazioni di rappresentanza delle piccole imprese

Al fine di rafforzare la capacità delle piccole imprese consumatrici di energia elettrica e gas naturale di cogliere le opportunità della liberalizzazione dei mercati finali, l'Autorità ha approvato, con la delibera 20 dicembre 2012, 549/2012/E/com, uno schema di Protocollo di intesa con le relative organizzazioni nazionali di rappresentanza. Il Protocollo, entrato in vigore nel mese di gennaio 2013 in seguito alla sottoscrizione da parte di otto associazioni[14], persegue gli obiettivi di migliorare l'informazione nella disponibilità delle piccole imprese, e di promuovere attività orientate a rafforzarne la capacitazione e l'accesso alle procedure disponibili per la soluzione delle controversie in materia di erogazione del servizio, sulla base di proposte formulate da un gruppo di lavoro congiunto, composto da rappresentanti designati dalle parti. Con la delibera 594/2013/A l'Autorità ha quindi approvato la proposta formalizzata dal gruppo di lavoro per l'attivazione di un corso di formazione a distanza, in modalità *e-learning*, rivolto al personale delle organizzazioni firmatarie, che svolge attività di informazione e consulenza alle piccole imprese nelle rispettive articolazioni territoriali, prevedendo l'impegno di un importo massimo pari a 108.000 € per la sua realizzazione.

Scopo del corso, che sarà realizzato dall'Autorità avvalendosi di operatori qualificati, selezionati mediante apposite procedure a evidenza pubblica, è quello di potenziare la propagazione, presso le piccole e medie imprese, di informazioni e conoscenze in un'ottica di capacitazione, funzionale sia a esigenze connesse con la soluzione di problemi e criticità nel rapporto di fornitura, sia a cogliere le opportunità offerte dal mercato.

Affiancheranno l'attività di formazione alcuni seminari di approfondimento su tematiche specifiche e un generale potenziamento dell'informazione rivolta alle piccole imprese.

14 Casartigiani, CNA, Confagricoltura, Confapi, Confartigianato, Confcommercio – Imprese per l'Italia, Confesercenti e Confindustria Piccola Industria.

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e di gas

La regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali, disciplinata dalla delibera ARG/com 164/08 (TIQV), è stata introdotta nel 2007 con il duplice scopo di tutelare i clienti che contattano i venditori tramite i *call center* e, contemporaneamente, venire incontro alle esigenze di differenziazione e competitività degli operatori, in considerazione del fatto che l'attività di vendita di energia elettrica e di gas naturale è libera.

Gli standard generali di qualità dei servizi telefonici e degli obblighi di servizio sono previsti per tutte le imprese di vendita di energia elettrica e gas. Per i venditori di minori dimensioni è prevista una disciplina semplificata, poiché il cliente entra in contatto direttamente con questi soggetti tramite gli sportelli presenti sul territorio.

Le imprese con più di 50.000 clienti finali e con una media giornaliera di chiamate ai propri *call center* uguale o superiore a 200 partecipano semestralmente a una indagine sulla qualità dei servizi telefonici e sono coinvolte nella pubblicazione di una graduatoria comparativa semestrale. L'approccio flessibile della regolazione permette alle imprese di vendita di offrire un servizio migliorativo che, ai fini della graduatoria, viene "premiato" con un sistema a punteggio.

In relazione all'accessibilità al servizio (AS), al tempo medio di attesa (TMA) e al livello del servizio fornito (LS), sono stati fissati dei livelli minimi - il cui rispetto è obbligatorio per tutte le aziende - che hanno l'obiettivo di ridurre il fenomeno del mancato accesso ai *call center* per le linee occupate, limitare le code di attesa troppo elevate per parlare con un operatore telefonico e garantire una rapida risposta alle chiamate che giungono ai *call center*.

La tavola 4.8 riporta gli indicatori e gli standard generali in vigore, che le aziende di vendita devono rispettare.

TAV. 4.8

Standard generali di qualità dei call center

INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD
Accessibilità al servizio (AS)	Rapporto, tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del *call center* con presenza di operatori.	≥ 90%
Tempo medio di attesa (TMA)	Tempo, espresso in secondi, intercorrente tra l'inizio della risposta, anche se effettuata attraverso l'ausilio di un risponditore automatico, e l'inizio della conversazione con l'operatore, o di conclusione della chiamata, in caso di rinuncia prima dell'inizio della conversazione con l'operatore.	≤ 240 secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine sul numero di chiamate che arrivano ai *call center* per parlare con un operatore.	≥ 80%

Per quanto riguarda il livello di servizio (LS), dai dati dichiarati dai venditori coinvolti nella pubblicazione comparativa risulta che la quasi totalità degli operatori di maggiori dimensioni ha rispettato lo standard generale relativo al livello del servizio.

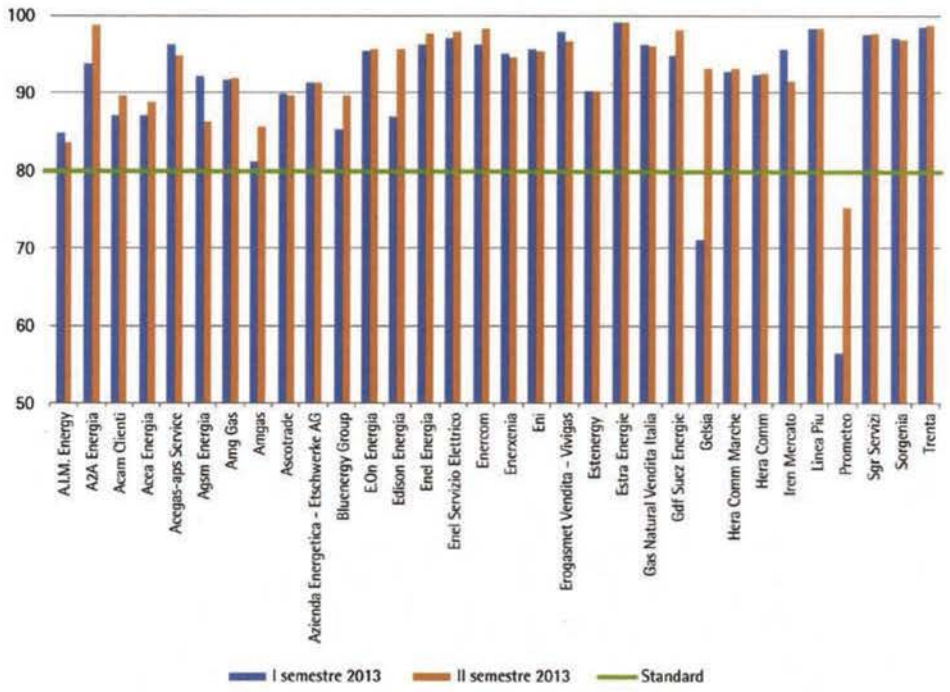


FIG. 4.3

Livello di qualità dei servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center

Livello di servizio

Per quanto riguarda il tempo medio di attesa, la quasi totalità dei venditori coinvolti dalla pubblicazione comparativa si assestano, in entrami i semestri, con valori di molto al di sotto dello standard fissato dall'Autorità (Fig. 4.4).

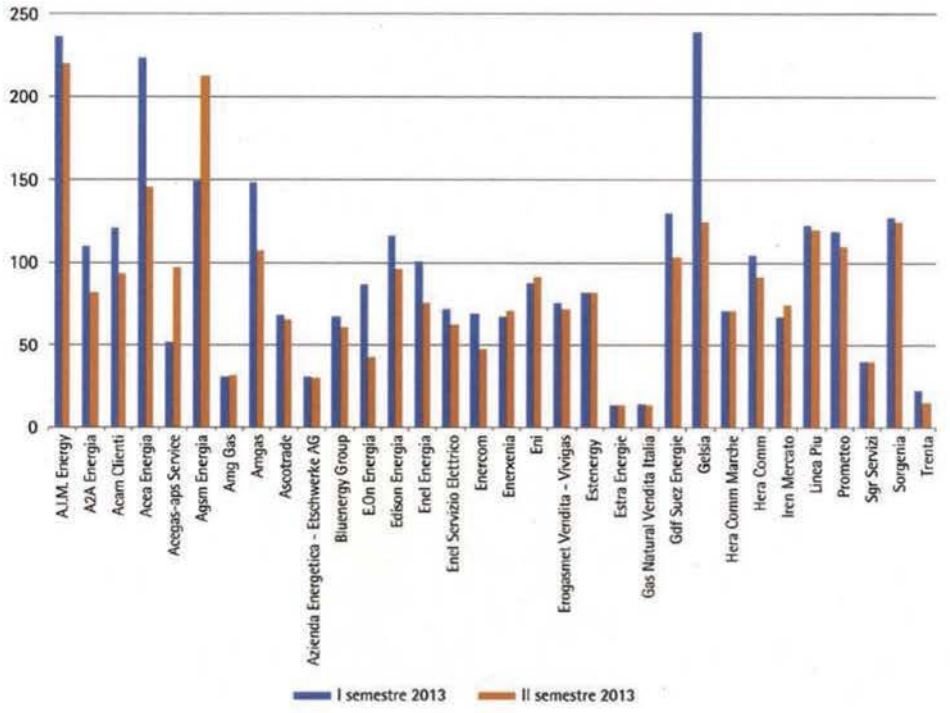


FIG. 4.4

Livello di qualità dei servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center

Tempi medi di attesa

Nei mesi di luglio 2013 e gennaio 2014, come previsto dal TIQV, le graduatorie semestrali dei *call center* sono state pubblicate sul sito dell'Autorità. Le graduatorie, che coinvolgono le aziende di vendita sottoposte all'indagine sulla soddisfazione circa i servizi telefonici, rappresentano la sintesi della verifica semestrale della regolazione e sono strutturate sulla base di un punteggio globale denominato "IQT". Il punteggio IQT, calcolato a partire da una serie di punteggi parziali conseguiti dai venditori, che fanno riferimento alla qualità ulteriore offerta rispetto agli standard minimi obbligatori e ai risultati dell'indagine demoscopica, tiene conto in particolare dei seguenti aspetti del servizio:

- l'accesso al servizio (PA); riguarda la disponibilità delle linee telefoniche, i periodi di apertura con operatore del *call center* (ampiezza degli orari e numeri di giorni di apertura), la gratuità delle chiamate anche dalla rete mobile;
- la qualità del servizio (PQ); riguarda i tempi medi di attesa per parlare con un operatore, la percentuale di chiamate con risposta di un operatore, la semplicità dell'albero di navigazione in fase di accesso, la possibilità per il cliente di essere richiamato, la segnalazione del numero di chiamate che precedono in coda o del tempo stimato di attesa, l'eventuale presenza di un portale internet, l'adozione di iniziative con le associazioni dei consumatori;
- il grado di soddisfazione dei clienti che si rivolgono ai *call center* (PSC); riguarda il punteggio assegnato in base agli esiti dell'indagine statistica che l'Autorità effettua semestralmente, e che consiste nel richiamare un campione di clienti di ogni impresa di vendita che hanno effettivamente telefonato ai *call center*, al fine di verificarne il livello di soddisfazione in relazione alle chiamate appena effettuate.

La graduatoria (Tav. 4.9) offre una valutazione comparativa aggiornata periodicamente dei servizi delle singole aziende di vendita e ha rappresentato uno stimolo al miglioramento, basato sulle performance registrate dalle maggiori aziende di vendita.

TAV. 4.9

Graduatorie della qualità dei call center delle aziende di vendita di energia elettrica e gas - Punteggio globale IQT

Il semestre 2012 e I semestre 2013

II SEMESTRE 2012		I SEMESTRE 2013	
VENDITORE	PUNTEGGIO	VENDITORE	PUNTEGGIO
Enel Servizio Elettrico	98,6	Enel Servizio Elettrico	98,8
Enel Energia	91,9	Enel Energia	94,3
Linea Più	89,9	Eni	93,9
Eni	88,5	E.On Energia	90,4
Gdf Suez Energie	83	Linea Più	89,6
Sorgenia	82,2	Sorgenia	83,3
E.On Energia	80,8	Aemme Linea Energie	83,2
Aemme Linea Energie	80,4	Trenta	82,3
Sgr Servizi	79,7	Gas Natural Vendita Italia	81,5
Gas Natural Vendita Italia	79,7	Hera Comm Hera	79,6
Hera Comm	78,7	Sgr Servizi	79,4
Estra Energie	75	Estra Energie	79,1
A2A Energia	73,1	Gdf Suez Energie	78,1
Erogasmet Vendita Vivigas	71,1	Acea Energia	75,2
Amgas	70,6	A2A Energia	73,2
Edison Energia	70,5	Erogasmet Vendita Vivigas	72,5
Ascotrade	69,7	Enercom	72,2
Enerxenia	68,8	Enerxenia	71,3
Estenergy	67,6	Edison Energia	71,1
Acea Energia	66,5	Estenergy	70,0
Enercom	65,3	Ascotrade	69,0
Trenta	65,2	Iren Mercato	64,1
Agsm Energia	63,9	Acegas - Aps Service	62,7
Iren Mercato	61	Agsm Energia	61,3
Amga Energia & Servizi	60,5	Amga Energia & Servizi	57,0
Amg Gas	53,8	Acam Clienti	56,5
Salerno Energia Vendite	51,3	Bluenergy Group	56,4
Acam Clienti	49,8	Flyenergia	52,4
Gelsia	49,5	Amg Gas	51,7
Bluenergy Group	48,3	Salerno Energia Vendite	49,0
A.I.M. Energy	42,7	A.I.M. Energy	47,6
Prometeo	37	Amgas	38,9
Acegas-Aps Service	36,7	Prometeo	36,9
		Gelsia	29,0

L'andamento del punteggio globale IQT di sistema, calcolato sulla base dei singoli punteggi aziendali ponderati sul numero dei clienti di ciascuna azienda di vendita, mostra gli effetti migliorativi della regolazione sul sistema nel corso del tempo.

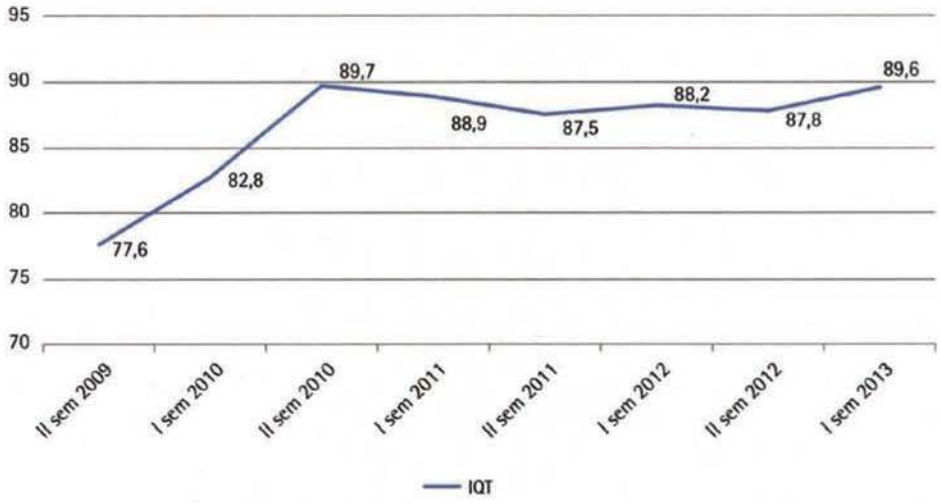


FIG. 4.5

Punteggio globale IQT di sistema

II semestre 2009 - I semestre 2013

Con la delibera 23 gennaio 2014, 7/2014/R/com, è stato avviato un procedimento per la revisione del Titolo V, parte III, della delibera ARG/com 164/08, per la modifica dei punteggi attribuibili alle caratteristiche ulteriori, per tener più adeguatamente conto dei cambiamenti di contesto, dell'evoluzione delle aspettative e del comportamento dei clienti, al fine di mantenere una regolazione che sia di incentivo e valorizzazione degli investimenti delle aziende, vista la domanda di servizi da parte dei clienti.

Valutazione dei reclami e risoluzione delle controversie dei consumatori

Le direttive del Parlamento europeo e del Consiglio 2009/72/CE e 2009/73/CE, subito dopo aver sottolineato come la disponibilità di misure efficaci di risoluzione delle controversie per tutti i consumatori garantisca una maggiore protezione dei consumatori stessi, evidenziano che gli Stati membri dovrebbero predisporre procedure di trattamento dei reclami rapide ed efficaci. A tal fine, l'art. 3, comma 13, della direttiva 2009/72/CE, e l'art. 3, comma 9, della direttiva 2009/73/CE, stabiliscono che gli Stati membri garantiscano la predisposizione di un meccanismo indipendente, come un mediatore dell'energia o un organismo dei consumatori. Per quanto riguarda i clienti civili, le misure a tutela dei consumatori prevedono che i clienti «*beneficino di procedure trasparenti, semplici e poco onerose per l'esame dei reclami. In particolare, tutti i consumatori devono godere del diritto ad una prestazione di servizi di buon livello e alla gestione dei reclami da parte del proprio fornitore di energia elettrica. Tali procedure per la risoluzione extragiudiziale delle controversie devono consentire una equa e rapida soluzione delle controversie, preferibilmente entro un termine di tre mesi, affiancata dall'introduzione, ove garantito, di un sistema di rimborso e/o indennizzo*».

In attuazione delle citate direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, è stato emanato il decreto legislativo n. 93/11, che prevede, all'art. 44, comma 4, che l'Autorità assicuri il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale e di energia elettrica avvalendosi dell'Acquirente unico, e vigili affinché siano applicati i principi in materia di tutela dei consumatori, di cui all'Allegato I delle medesime direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE.

A dette previsioni, in relazione al trattamento efficace dei reclami, l'Autorità ha dato attuazione con la delibera 323/2012/E/com, avvalendosi dell'Acquirente unico; lo Sportello è oggi lo strumento con cui l'Autorità assicura il trattamento efficace dei reclami, compresi i reclami dei *prosumers*.

Con la delibera 20 dicembre 2012, 548/2012/E/com, l'Autorità ha altresì approvato il regolamento per lo svolgimento, da parte dello Sportello, delle attività afferenti al trattamento dei reclami. Il regolamento è stato modificato nel corso del 2013 con la delibera 18 aprile 2013, 162/2013/E/com; le modifiche apportate riguardano, in particolare, il rapporto tra la procedura di reclamo allo Sportello e gli strumenti giudiziali ed extragiudiziali per la risoluzione delle controversie. Il provvedimento ha introdotto, in un'ottica di economicità e di non duplicazione delle procedure, ipotesi di inammissibilità e improcedibilità del reclamo, laddove la medesima controversia oggetto del reclamo sia già oggetto di un procedimento giustiziale o giurisdizionale, oppure di una procedura di conciliazione presso il Servizio conciliazione clienti energia, di cui alla delibera 21 giugno 2012, 260/2012/E/com, o di una diversa procedura alternativa di risoluzione della controversia, anche volontaria e paritetica.

Lo Sportello svolge le attività di trattamento dei reclami richiedendo agli esercenti le necessarie informazioni e fornendo ai clienti, alle loro associazioni rappresentative e agli esercenti, le indicazioni indispensabili per la soluzione delle problematiche segnalate. Lo Sportello trasmette all'Autorità solo reclami compiutamente istruiti, che devono essere oggetto di valutazione da parte dell'Autorità stessa.

Nel corso del 2013 lo Sportello ha gestito le due procedure speciali di reclamo, relativamente alle quali l'Autorità ha previsto determinate tempistiche di risposta: si tratta, in particolare, della procedura di reclamo in merito ai contratti non richiesti, di cui alla Parte III dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità 153/2012/R/com, e della procedura di richiesta di informazioni relativa al sistema indennitario, di cui alla delibera 99/2012/R/eel.

I reclami per contratti non richiesti sono stati gestiti dallo Sportello secondo la procedura prevista dagli artt. 8 e 9 dell'Allegato A alla delibera 153/2012/R/com. Nel corso del 2013, lo Sportello ha ricevuto 1.124 rigetti da parte di venditori, in applicazione di detta procedura, registrando una percentuale di fondatezza dei rigetti pari al 73%. Per tutto il 2013 sono pervenuti ancora reclami relativi a fattispecie verificatesi prima dell'entrata in vigore della delibera 153/2012/R/com, nonché numerosi reclami irregolari o incompleti, ossia inviati allo Sportello da parte del cliente prima che fossero decorsi i termini per la risposta che il venditore è tenuto a fornire entro 40 giorni solari.

Anche la procedura speciale attiva per il corrispettivo di morosità - che aveva subito un rilevante calo nella prima parte del 2013 a seguito dell'annullamento del sistema indennitario per via della sentenza del TAR Lombardia n. 683/2013 - ha visto una significativa ripresa dei volumi nella parte finale del 2013, quando, a seguito dell'ordinanza 9 luglio 2013, n. 2595, con cui il Consiglio di Stato ha sospeso l'efficacia della suddetta sentenza, il sistema indennitario ha ripreso a funzionare.

Al fine poi di superare le criticità legate alla non tempestività e/o incompletezza della risposta degli esercenti alle richieste di informazione dello Sportello, l'Autorità aveva provveduto, con il regolamento di cui alla delibera 548/2012/E/com e s.m.i., a rafforzare gli obblighi di risposta degli esercenti, definendo i termini di risposta e gli indicatori di puntualità e di esaustività delle risposte dei medesimi esercenti e prevedendone il relativo monitoraggio. Lo Sportello ha comunicato all'Autorità, nei tempi previsti, detti indicatori, calcolati con i criteri conformi al regolamento. Nel corso del 2013, lo Sportello ha segnalato numerosi reclami di clienti finali (sia a condizioni di libero mercato, sia in regime di tutela, con riferimento sia al settore elettrico, sia a quello del gas naturale) nei quali si lamentava, tra l'altro, il mancato rispetto della periodicità di fatturazione, la mancata o ritardata emissione della fattura finale a seguito di cessazione del rapporto di fornitura per cambio del fornitore, nonché la fatturazione di consumi a stima, nonostante il distributore avesse messo a disposizione del venditore le letture effettive.

Anche a seguito di tali segnalazioni, con la delibera 28 novembre 2013, 542/2013/E/com, è stata avviata un'Indagine conoscitiva sulle modalità e le tempistiche di fatturazione adottate nell'ambito del servizio di vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti di piccole dimensioni (clienti domestici e clienti non domestici serviti in bassa tensione o con consumi di gas inferiori a 200.000 S(m³)/anno), serviti in regime di tutela o a condizioni di libero mercato. In materia di fatturazione, con la delibera 31 ottobre 2013, 477/2013/S/com, è stato avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di Eni - Divisione Gas & Power.

Nella figura 4.6 è illustrato l'andamento storico di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevuti dallo Sportello a partire dal 2010. Si rileva, dopo la stabilizzazione registrata nel 2012, una ripresa del trend di crescita, dovuta presumibilmente a una maggiore attenzione dei clienti finali alla spesa per l'energia e a una maggiore consapevolezza dei propri diritti e degli strumenti di tutela individuale a loro disposizione.

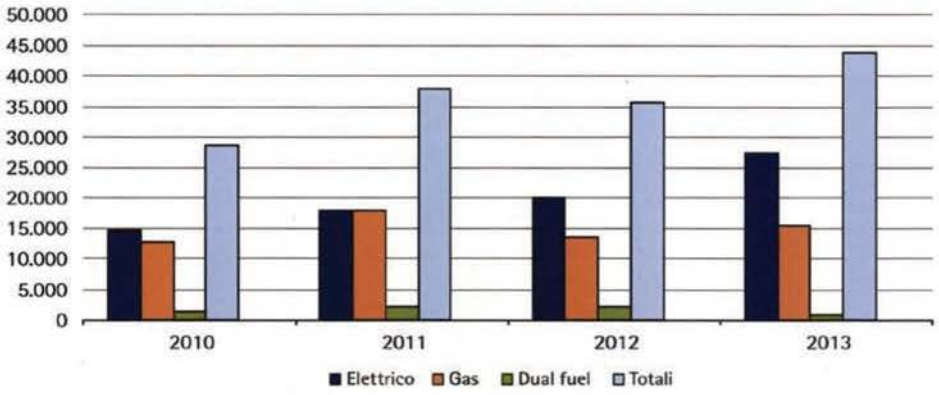


FIG. 4.6

Andamento storico di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni complessivamente ricevuti dall'Autorità e dallo Sportello

Fonte: Autorità e Sportello.

Come risulta dalle tavole sottostanti, i clienti che si rivolgono allo Sportello sono in grande prevalenza domestici e il settore maggiormente interessato dai reclami è il settore elettrico che, tuttavia, presenta un numero di clienti superiore a quello del settore gas.

TAV. 4.10

Reclami allo Sportello suddivisi per tipologia di cliente e per settore

TIPO CLIENTE	2012					2013					2014
	I Trim.	II Trim.	III Trim.	IV Trim.	Anno	I Trim.	II Trim.	III Trim.	IV Trim.	Anno	I Trim.
Domestico	84%	83%	77%	79%	81%	81%	82%	84%	81%	82%	82%
Domestico+Non domestico	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Non domestico	16%	17%	23%	21%	19%	19%	17%	16%	19%	18%	18%
TOTALE	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

		Totale casi per settore			
		Dual Fuel	Elettrico	Gas	Totale
2012	I Trim.	6%	54%	40%	100%
	II Trim.	6%	53%	41%	100%
	III Trim.	6%	58%	36%	100%
	IV Trim.	6%	59%	35%	100%
2013	I Trim.	3%	61%	36%	100%
	II Trim.	2%	60%	38%	100%
	III Trim.	1%	65%	34%	100%
	IV Trim.	1%	64%	35%	100%
2014	I Trim.	1%	64%	35%	100%

Fonte: Sportello.

Si segnala che nel 2013, primo anno di applicazione del nuovo regolamento che corrisponde altresì al primo anno del Progetto operativo dello Sportello per il triennio 2013-2015, si è verificato uno scostamento tra le previsioni di Progetto (che riguarda il triennio 2013-2015) relative ai volumi di pratiche da lavorare e i volumi effettivi verificatisi, da imputarsi:

- a un 4% in più, rispetto alle previsioni di Progetto, di nuovi reclami, provenienti dai clienti finali;
- a un 59% in più, rispetto alle previsioni di Progetto, di c.d. "ritorni", ossia di risposte di clienti alle richieste di regolarizzazione/integrazione dei reclami irregolari e/o incompleti, ma soprattutto di risposte degli esercenti alle richieste di informazioni dello Sportello.

Tale trend di crescita sembra confermato dai dati del I trimestre 2014. Si segnala, infine, che il 20 marzo 2014 l'Autorità ha diffuso il documento per la consultazione 115/2014/E/com, contenente alcuni orientamenti per il miglioramento dell'efficacia delle attività relative al trattamento dei reclami svolte dallo Sportello, con particolare riguardo alle modalità di presentazione del reclamo e ai canali di contatto con lo Sportello, alla puntualità ed esaustività delle risposte degli esercenti alle richieste di informazioni dello Sportello, alla procedura per i reclami in tema di bonus sociale, alla qualità delle risposte fornite dallo Sportello e alla sua *accountability*.

Settore elettrico

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2013 le comunicazioni relative al settore elettrico sono state 27.524 (pari al 63% del totale). Si rileva un aumento rispetto al 2012, quando le medesime comunicazioni erano pari al 55% del totale. Mutamenti molto lievi hanno riguardato le proporzioni tra i reclami e le richieste di informazioni.

TAV. 4.11

Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2012, nel 2013 e nel I trimestre 2014

	2012		2013		I TRIM. 2014	
	ELETTRICO	TOTALE(A)	ELETTRICO	TOTALE(A)	ELETTRICO	TOTALE(A)
Reclami e segnalazioni	18.826	34.033	25.890	41.779	8.630	13.908
Richieste di informazioni	1.156	1.799	1.634	2.210	1.035	1.223
TOTALE COMUNICAZIONI	19.993	35.864	27.524	43.989	9.665	15.131

(A) Totale relativo a settore elettrico, gas e *dual fuel*.

Fonte: Sportello.

TAV. 4.12

Argomenti delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2012, nel 2013 e nel I trimestre 2014

ARGOMENTI	GEN.-MAR.	APR.-GIU.	LUG.-SET.	OTT.-DIC.	TOTALE	QUOTE
ANNO 2012						
Fatturazione	1.370	1.470	1.261	1.793	5.894	29%
Mercato	972	841	705	1.066	3.584	18%
Bonus	864	714	389	517	2.484	12%
Contratti	649	798	950	1.079	3.476	17%
Allacciamenti/Lavori	274	243	209	228	954	5%
Prezzi e tariffe	156	151	97	150	554	3%
Qualità tecnica	1.140	554	296	214	2.204	11%
Misura	116	120	93	110	439	2%
Qualità commerciale	58	38	47	51	194	1%
Non competenza	48	57	43	62	210	1%
TOTALE	5.643	4.986	4.090	5.270	19.989	100%
ANNO 2013						
Fatturazione	2.061	1.785	1.537	1.780	7.163	26%
Mercato	1.144	1.354	1.430	1.579	5.507	20%
Bonus	821	1.107	1.515	1.348	4.791	17%
Contratti	1.411	1.205	1.219	1.875	5.710	21%
Allacciamenti/Lavori	305	284	360	439	1.388	5%
Prezzi e tariffe	132	126	79	101	438	2%
Qualità tecnica	180	177	180	163	700	3%
Misura	189	130	110	139	568	2%
Qualità commerciale	56	105	112	153	426	1%
Prosumers	138	138	174	125	575	2%
Non competenza	93	49	73	43	258	1%
TOTALE	6.530	6.460	6.789	7.745	27.524	100%
ANNO 2014						
Fatturazione	2.251					23%
Mercato	1.761					18%
Bonus	1.899					20%
Contratti	2.474					25%
Allacciamenti/Lavori	460					5%
Prezzi e tariffe	164					2%
Qualità tecnica	166					2%
Misura	158					2%
Qualità commerciale	110					1%
Prosumers	176					2%
Non competenza	46					1%
TOTALE	9.665					100%

Fonte: Sportello.

Dall'analisi dei dati contenuti nella tavola 4.12 emerge che gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute nel 2013 sono i seguenti: fatturazione 7.163 (28%), mercato 5.507 (19%), bonus 4.791 (14%), contratti 5.710 (19%), qualità tecnica 700 (8%), allacciamenti e lavori 1.388 (5%). Rispetto all'anno 2012, si nota, in particolare, l'aumento delle comunicazioni relative alla fatturazione e, ancor più apprezzabile, un aumento degli argomenti contratti, bonus e mercato, mentre subisce una sensibile diminuzione la qualità tecnica.

Le comunicazioni in merito alle fatturazioni riguardano principalmente le problematiche relative alla corretta quantificazione dei consumi, alla periodicità di emissione delle bollette e ai conguagli; quelle relative all'argomento mercato afferiscono, invece, soprattutto alle problematiche inerenti all'effettivo rispetto del Codice di condotta commerciale approvato dall'Autorità, alla doppia fatturazione e alla regolarità dei cambi di fornitore. Nella tematica mercato sono compresi anche, a partire dall'1 giugno 2012, i reclami gestiti secondo la procedura speciale prevista dalla delibera 153/2012/R/com, per quanto riguarda i contratti non richiesti, di cui si è data evidenza nel precedente paragrafo.

Le comunicazioni in materia di bonus elettrico si sono concentrate sulla mancata erogazione del bonus stesso, sulle problematiche relative alla validazione della domanda da parte del gestore del sistema, sulle modalità di presentazione delle domande presso i Comuni, i centri di assistenza fiscale o gli altri istituti eventualmente designati dai Comuni e sul respingimento della domanda per non coincidenza dei dati. Per quanto attiene alle comunicazioni relative ai contratti, le principali problematiche manifestatesi hanno riguardato il recesso e la cessazione della fornitura, le volture e soprattutto la morosità, comprese le richieste di informazioni relative al corrispettivo di morosità nell'ambito del sistema indennitario, che hanno avuto un sensibile aumento nel quarto trimestre 2013 per la ripresa della operatività del sistema indennitario dalla metà del luglio 2013, a seguito dell'ordinanza n. 2596 del Consiglio di Stato. Infine, con riferimento alla tematica della qualità tecnica, le comunicazioni ricevute hanno riguardato principalmente le interruzioni e la qualità della tensione (comprese le micro interruzioni, ossia i c.d. "buchi di tensione").

In questo paragrafo e nei successivi si forniscono, per completezza, anche i dati parziali per argomento, riferiti al primo trimestre 2014. Vengono tuttavia tralasciati commenti e valutazioni relativi al trend dei reclami per argomento, in quanto si ritiene preferibile una valutazione dei dati dell'intero anno.

Settore gas

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2013, le comunicazioni relative al settore gas sono state 15.648 (circa il 36,8%). Rispetto al 2012, il numero di comunicazioni è aumentato del 18%, incremento che ha motivazioni comuni a quelle già illustrate per il settore elettrico. Sempre rispetto al precedente periodo non si notano differenze rilevanti nel rapporto tra il numero delle richieste di informazioni e quello dei reclami.

TAV. 4.13

Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2012, nel 2013 e nel I trimestre 2014

	2012		2013		I TRIM. 2014	
	GAS	TOTALE[A]	GAS	TOTALE[A]	GAS	TOTALE[A]
Reclami e segnalazioni	13.253	34.065	15.114	41.779	5.087	13.908
Richieste di informazioni	437	1.799	534	2.210	188	1.223
TOTALE COMUNICAZIONI	13.690	35.864	15.648	43.989	5.275	15.131

(A) Totale relativo a settore elettrico, gas e *dual fuel*.

Fonte: Sportello.

Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni per il settore gas ricevute dallo Sportello nel 2013 e suscettibili di classificazione sono i seguenti: bonus 4.506 (29%), fatturazione 5.754 (37%), mercato 2.005 (13%), contratti 1.854 (12%), allacciamenti e lavori 627 (4%).

In tali rapporti percentuali, rispetto all'anno 2012, si notano in particolare un ulteriore, sia pur lieve, decremento dei reclami sul bonus gas e un aumento di quelli relativi alla fatturazione, al mercato, ai contratti e agli allacciamenti e lavori.

Per quanto riguarda la fatturazione, le principali questioni hanno

riguardato i consumi (fatture in acconto, conguagli, richieste di rettifica), il rispetto della regolare periodicità di fatturazione e l'effettuazione delle letture o l'utilizzo delle autoletture comunicate dal cliente.

Rispetto al libero mercato, la maggior parte delle comunicazioni ha riguardato questioni di presunta violazione del Codice di condotta commerciale approvato dall'Autorità, problematiche relative al cambio di fornitore e doppia fatturazione. Nell'argomento mercato sono compresi anche, a partire dall'1 giugno 2012, i reclami gestiti secondo la procedura speciale prevista dalla delibera 153/2012/R/com per i contratti non richiesti.

Con riferimento all'argomento contratti, la maggior parte delle comunicazioni ha riguardato l'esercizio del diritto di recesso e la cessazione della fornitura, le volture e l'effettuazione di distacchi/morosità.

Infine, con riferimento all'argomento allacciamenti e lavori, i reclami si sono concentrati su questioni relative alle attivazioni, ai subentri e ai tempi di effettuazione di tali prestazioni.

TAV. 4.14

Argomenti delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2012, nel 2013 e nel I trimestre 2014

ARGOMENTI	GEN.-MAR.	APR.-GIU.	LUG.-SET.	OTT.-DIC.	TOTALE	QUOTE
ANNO 2012						
Fatturazione	1.181	1.281	929	1.263	4.654	34%
Mercato	393	356	286	347	1.382	10%
Bonus	1.871	1.472	767	776	4.886	36%
Contratti	368	334	277	374	1.353	10%
Allacciamenti/Lavori	142	108	112	154	516	4%
Prezzi e tariffe	34	35	37	36	142	1%
Qualità tecnica	11	4	4	7	26	0%
Misura	96	93	81	68	338	2%
Qualità commerciale	56	37	33	41	167	1%
Non competenza	59	65	52	50	226	2%
TOTALE	4.211	3.785	2.578	3.116	13.690	100%
ANNO 2013						
Fatturazione	1.602	1.468	1.264	1.420	5.754	37%
Mercato	440	527	509	529	2.005	13%
Bonus	942	1.350	1.055	1.159	4.506	29%
Contratti	407	411	411	625	1.854	12%
Allacciamenti/Lavori	121	149	132	225	627	4%
Prezzi e tariffe	34	40	45	47	166	1%
Qualità tecnica	10	8	6	8	32	0%
Misura	74	57	73	82	286	2%
Qualità commerciale	40	46	40	72	198	1%
Non competenza	59	70	50	41	220	1%
TOTALE	3.729	4.126	3.585	4.208	15.648	100%
ANNO 2014						
Fatturazione	1.820					35%
Mercato	771					15%
Bonus	1.456					28%
Contratti	707					13%
Allacciamenti/Lavori	240					5%
Prezzi e tariffe	56					1%
Qualità tecnica	13					0,2%
Misura	81					2%
Qualità commerciale	61					1%
Non competenza	70					1%
TOTALE	5.275					100%

Fonte: Sportello.

Contratti di fornitura congiunta

Con riferimento alle comunicazioni relative alle forniture congiunte di energia elettrica e di gas (c.d. *dual fuel*) pervenute allo Sportello nel 2013, il loro numero complessivo ammonta a 817, pari a circa l'1,8% del totale. Si riscontra, pertanto, rispetto al 2012, una diminuzione delle comunicazioni riguardanti detta tipologia di fornitura. Sempre rispetto al precedente periodo, non si notano differenze rilevanti nel rapporto tra il numero di richieste di informazioni e dei reclami.

TAV. 4.15

Comunicazioni relative a forniture dual fuel ricevute dallo Sportello nel 2012, nel 2013 e nel I trimestre 2014

	2012		2013		I TRIM. 2014	
	DUAL FUEL	TOTALE(A)	DUAL FUEL	TOTALE(A)	DUAL FUEL	TOTALE(A)
Reclami e segnalazioni	1.975	34.065	775	41.779	191	13.908
Richieste di informazioni	206	1.799	42	2.210	-	1.223
TOTALE COMUNICAZIONI	2.181	35.864	817	43.989	191	15.131

(A) Totale relativo a settore elettrico, gas e *dual fuel*.

Fonte: Sportello.

TAV. 4.16

Argomenti delle comunicazioni relative alle forniture dual fuel ricevute dallo Sportello nel 2012, nel 2013 e nel I trimestre 2014

ARGOMENTI	GEN.-MAR.	APR.-GIU.	LUG.-SET.	OTT.-DIC.	TOTALE	QUOTE
ANNO 2012						
Fatturazione	191	172	135	216	714	33%
Mercato	181	217	137	168	703	32%
Bonus	124	85	48	75	332	15%
Contratti	80	86	59	85	310	14%
Allacciamenti/Lavori	7	4	5	4	20	1%
Prezzi e tariffe	10	10	4	7	31	1%
Qualità tecnica	8	0	0	0	8	0%
Misura	1	0	1	1	3	0%
Qualità commerciale	7	4	6	4	21	1%
Non competenza	3	7	107	19	39	2%
TOTALE	612	585	405	579	2.181	100%
ANNO 2013						
Fatturazione	162	94	77	68	401	49%
Mercato	111	59	43	44	257	31%
Bonus	12	1	5	14	32	4%
Contratti	54	12	12	10	88	11%
Allacciamenti/Lavori	1	0	1	0	2	0,2%
Prezzi e tariffe	12	5	1	3	21	3%
Qualità tecnica	1	0	0	0	1	0,1%
Misura	1	0	1	0	2	0,2%
Qualità commerciale	2	0	0	1	3	0,4%
Non competenza	10	0	0	0	10	1%
TOTALE	366	171	140	140	817	100%
ANNO 2014						
Fatturazione	67					35%
Mercato	108					56%
Bonus	9					5%
Contratti	6					3%
Allacciamenti/Lavori	-					-
Prezzi e tariffe	1					1%
Qualità tecnica	-					-
Misura	-					-
Qualità commerciale	-					-
Non competenza	-					-
TOTALE	191					100%

Fonte: Sportello.

Benché si tratti di numeri modesti, il numero più significativo di reclami riguarda l'argomento fatturazione. Seguono, nell'ordine, reclami relativi al mercato, ai contratti e, con sensibile diminuzione, alla gestione delle pratiche in merito al bonus (sia gas, sia elettrico). Numeri assai modesti sono, infine, quelli delle comunicazioni relative a prezzi e tariffe, allacciamenti e lavori e qualità commerciale.

Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie

Il Servizio conciliazione clienti energia, istituito dall'Autorità con la delibera 260/2012/E/com e s.m.i., in attuazione dell'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11, mediante l'avvalimento dell'Acquirente unico, è operativo in fase sperimentale dall'1 aprile 2013. Tale fase sperimentale, propedeutica alla successiva entrata a regime, avrà durata fino al 31 dicembre 2015.

Il Servizio conciliazione, allo stato, si colloca fra le procedure volontarie di risoluzione extragiudiziale delle controversie, di cui dispone il cliente finale dei settori elettrico e gas per risolvere i problemi eventualmente insorti col proprio esercente, che non abbiano trovato una soluzione con il reclamo.

Il Servizio, la cui procedura si svolge interamente on line, tramite l'accesso al sito web www.conciliazione.energia.it, e mediante incontri virtuali dinanzi a un conciliatore terzo e imparziale che possiede una specifica competenza in mediazione e in materia energetica, si configura come un sistema di conciliazione "universale", per l'ampiezza dell'ambito di applicazione, con riferimento sia ai potenziali fruitori del Servizio medesimo, sia per quanto riguarda le controversie oggetto della procedura.

Il Servizio, che presuppone l'inoltro del reclamo all'esercente, è, infatti, attivabile gratuitamente dai clienti finali domestici e non domestici del settore elettrico aventi diritto alla maggior tutela e del settore gas considerati vulnerabili, per le controversie con un distributore o un venditore di energia elettrica e/o di gas naturale, con la sola esclusione di quelle di tipo tributario e fiscale. Trattandosi di una procedura su base volontaria, ciascun esercente ha la facoltà di scegliere se prender parte alla singola procedura o meno. È previsto, nel corso della fase sperimentale del Servizio, un allargamento anche ai *prosumers*, ossia ai soggetti che sono al contempo clienti di energia elettrica e produttori, limitatamente agli impianti con potenza fino a 10 MW.

Il Servizio conciliazione si pone in linea con l'evoluzione normativa dell'Unione europea in materia di *Alternative Dispute Resolution* (ADR), in ultimo con la direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013 sulla risoluzione alternativa delle controversie dei consumatori, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE, in corso di recepimento.

La caratteristica di universalità è, altresì, rafforzata dalla facoltà, per il cliente con una ridotta conoscenza degli strumenti informatici o dell'accessibilità a essi, di poter essere supportato, nello svolgimento della procedura, ed eventualmente rappresentato anche dalle associazioni dei clienti finali domestici o dei clienti finali non domestici. In particolare, per tale attività di assistenza e di eventuale rappresentanza, alle associazioni dei clienti domestici è riconosciuto un contributo economico a valere sul fondo derivante dalle sanzioni applicate da questa Autorità, sulla base di un progetto (PAC) proposto dalla medesima Autorità e approvato dal Ministero dello sviluppo economico (vedi il paragrafo "Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici"). È stato, altresì, definito un Protocollo tra l'Autorità e le associazioni dei clienti non domestici che prevede, tra l'altro, iniziative in materia di accesso agli strumenti di risoluzione alternativa delle controversie (vedi il paragrafo "Rapporti con

le associazioni dei clienti domestici e non domestici"). L'Autorità ha istituito un elenco degli esercenti aderenti alle procedure di conciliazione, quale ulteriore strumento per promuovere e dare visibilità alla partecipazione dei medesimi alla procedura del Servizio conciliazione e, nel contempo, fornire informazioni al cliente finale sugli strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie, di cui può usufruire. Tale elenco, suddiviso tra distributori e venditori, è a iscrizione volontaria: gli esercenti possono indicare le procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie disponibili, comprese le procedure di conciliazione basate sul modello paritetico. Se l'esercente indica il Servizio conciliazione, si vincola a partecipare alla relativa procedura per un tempo equivalente al periodo previsto per la fase di sperimentazione del Servizio medesimo e per un periodo non inferiore a due anni. Per tutte le altre procedure, l'esercente ha comunque l'obbligo di aggiornare l'elenco tutte le volte in cui vengono meno i presupposti delle procedure indicate.

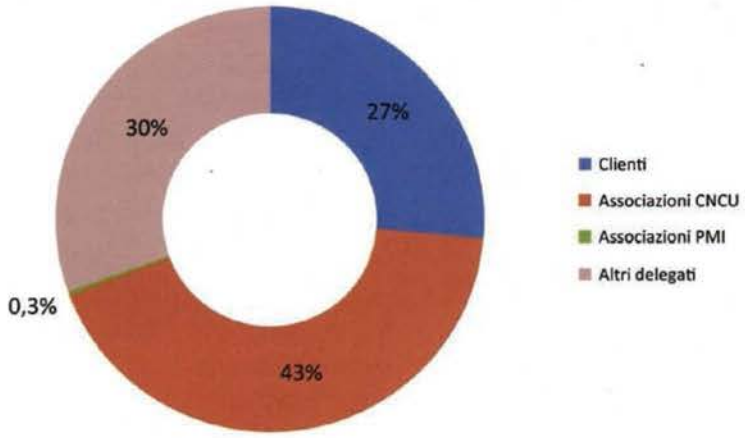
Nel primo anno di sperimentazione del Servizio, pur non avendo posto in essere una diffusa campagna di pubblicizzazione, sono state ricevute un totale di 1.002 richieste di attivazione.

Il canale di accesso (Fig. 4.7) si suddivide quasi equamente tra il 27% dei clienti attivanti in via diretta e il 30% degli altri delegati diversi dalle associazioni dei clienti finali domestici e dalle associazioni dei clienti finali non domestici. Il canale associativo, che rappresenta il restante 43%, è riconducibile interamente alle associazioni dei clienti finali domestici.

La maggior parte delle richieste di attivazione del Servizio ha riguardato clienti finali domestici e il settore dell'energia elettrica (Fig. 4.8).

FIG. 4.7

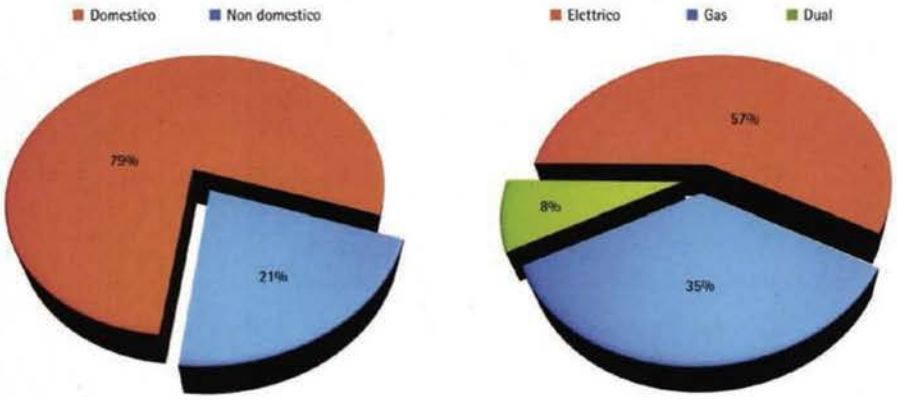
Canali di attivazione del Servizio conciliazione



Fonte: Servizio conciliazione clienti energia.

FIG. 4.8

Tipologia cliente e settore - Dettaglio



Fonte: Servizio conciliazione clienti energia.

Combinando tipologia di cliente finale e settore, si ottiene il dato di cui alla figura 4.9, che evidenzia una prevalenza del cliente domestico sia nel settore elettrico, sia in quello gas.

Le principali materie oggetto delle controversie, per le quali il Servizio conciliazione è stato attivato, sono attinenti a quanto riguarda la fatturazione (Fig. 4.10), che comprende, fra l'altro, contestazioni relative a conguagli, letture, autoletture, consumi, periodicità di fatturazione, rettifica di fatturazione, misura.

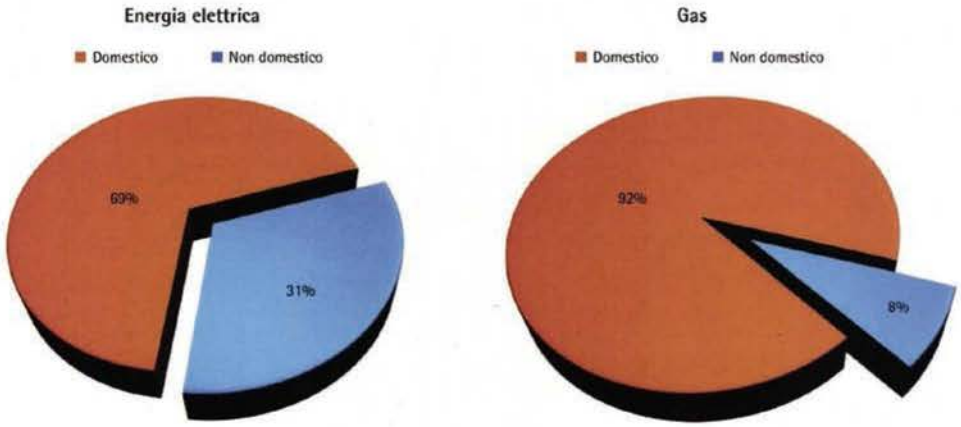


FIG. 4.9

Tipologia cliente e settore - Dato aggregato

Fonte: Servizio conciliazione clienti energia.

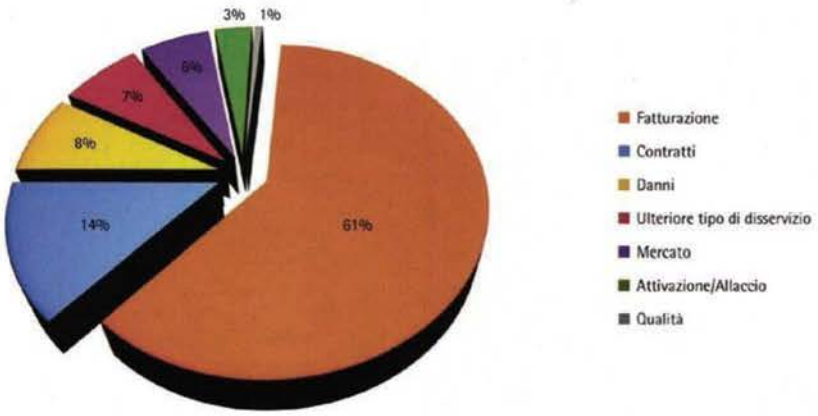


FIG. 4.10

Materie oggetto di controversia azionata presso il Servizio conciliazione

Fonte: Servizio conciliazione clienti energia.

L'oggetto della controversia è indicato dal cliente finale all'atto della compilazione del modulo on line di attivazione della procedura, sulla base di una casistica esplicitata in un'apposita guida messa a disposizione nel sito web del Servizio conciliazione.

La maggior parte delle richieste di attivazione del Servizio conciliazione è stata ammessa alla procedura (73%); nel 22% dei casi, invece, la Segreteria del Servizio conciliazione ha comunicato al cliente finale l'inammissibilità della richiesta, dovuta per lo più alla mancata trasmissione della documentazione a supporto, oppure al mancato rispetto della tempistica prevista nella disciplina. Il restante 5% comprende, oltre alle pratiche ancora in lavorazione presso la Segreteria al momento dell'estrazione dei dati, anche i casi in cui l'esercente ha risolto la problematica del proprio cliente per altre vie, utilizzando dunque il Servizio conciliazione quale *input* di intervento.

L'esercente ha aderito alla procedura nel 44% del totale delle richieste ammesse, con un esito positivo della controversia, in tali casi, dell'88% (su procedure concluse). In particolare, si rileva che gli esercenti che si sono volontariamente iscritti all'elenco delle procedure di risoluzione delle controversie e hanno indicato il Servizio conciliazione fanno registrare una percentuale di esito positivo pari al 96%. Le mancate adesioni al Servizio conciliazione, che rappresentano il 51% delle richieste ammesse, nel primo anno di operatività possono essere prevalentemente riferite a due operatori.

La maggior parte degli esercenti aderenti alle conciliazioni ha adottato la prassi di sospendere, in corso di procedura, le azioni di recupero dei crediti vantati, sviluppando una *best practice* nell'ambito delle attività di autoregolamentazione degli esercenti medesimi a vantaggio dei clienti finali.

Specifiche informazioni in merito alla tematica della risoluzione extragiudiziale delle controversie sono contenute nella pagina web "Il Servizio conciliazione clienti energia" del sito dell'Autorità e sono, altresì, fornite, dal *call center* dello Sportello. La pubblicizzazione delle procedure di conciliazione per i settori energetici accresce la consapevolezza del consumatore riguardo agli strumenti di tutela azionabili e ne permette il coinvolgimento all'interno dei più ampi processi regolatori di settore. Da metà febbraio 2014 a metà marzo 2014, risultano circa 3.500 visualizzazioni di pagine relative alla conciliazione, con riferimento sia all'apposita pagina del sito web dell'Autorità, sia all'*Atlante dei diritti del consumatore di energia*. Per quanto riguarda invece le chiamate al *call center* dello Sportello, da aprile a dicembre 2013 si sono registrate 9.261 richieste di informazioni in merito alla conciliazione, mentre, nel solo primo trimestre del 2014, se ne sono registrate 5.531.

L'Autorità continua a sostenere le conciliazioni paritetiche, attraverso sia la formazione del personale delle associazioni dei consumatori impegnato nelle conciliazioni, sia il riconoscimento di un contributo alle associazioni medesime in caso di esito positivo della procedura (vedi il paragrafo "Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici"). Inoltre, l'Autorità monitora l'andamento delle conciliazioni paritetiche attraverso specifici report trasmessi annualmente dai principali esercenti che hanno sottoscritto i Protocolli con le associazioni dei clienti finali. Da tale monitoraggio è emerso che i protocolli consentono gradualmente di superare le eventuali limitazioni di materia per l'accesso alla specifica procedura, attestando come l'ampliamento dell'offerta delle procedure conciliative per il cliente del mercato energetico abbia generato un "circolo virtuoso" delle conciliazioni che, da un lato, incentiva l'efficientamento delle procedure già esistenti nel settore e, dall'altro, garantisce effettività ed efficacia delle tutele approntate per il cliente.

L'art. 2, comma 461, della legge n. 244/07, dispone che gli enti locali debbano prevedere, in sede di stipula dei contratti di servizio, l'obbligo per il gestore di emanare una Carta dei servizi, recante, fra l'altro, le modalità per adire le vie conciliative, al fine di tutelare i diritti dei consumatori e degli utenti dei servizi pubblici locali e di garantire la qualità, l'universalità e l'economicità delle relative prestazioni. All'indomani dell'attribuzione delle relative competenze all'Autorità, sono pervenute segnalazioni di problematiche aventi a oggetto, fra l'altro, non omogenee diffusione e accessibilità degli strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie. Inoltre, dalle osservazioni al documento per la consultazione 22 maggio 2012, 204/2012/R/idr, è emersa, a proposito delle Carte dei servizi, la parziale o difforme attuazione delle specifiche previsioni di legge concernenti i contenuti obbligatori delle Carte medesime, con particolare riferimento alle forme di tutela dell'utente, ivi incluse le modalità di accesso alle procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie. Con la delibera 27 febbraio 2014, 73/2014/E/idr, l'Autorità ha, dunque, avviato una Indagine conoscitiva sulla previsione di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie fra utenti e gestori del Sistema informativo integrato (SII), al fine di effettuare una ricognizione sulla loro attuale diffusione e valutarne l'effettiva disponibilità e conoscibilità, nel quadro degli interventi di monitoraggio e di *enforcement* a tutela degli interessi dei consumatori.

Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute

Per i clienti in stato di disagio economico prosegue l'erogazione del bonus per le forniture di energia elettrica e di gas naturale.

I bonus elettrico e gas sono stati regolati nei loro aspetti operativi, sino alla fine del 2013, dalla delibera 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, per l'energia elettrica e dalla delibera 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09, per il gas. A partire dall'1 gennaio 2014, le modalità applicative e la disciplina dei bonus elettrico e gas per i clienti domestici in condizione di disagio economico e/o fisico sono confluite nel *Testo integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati per le forniture di energia elettrica e gas naturale* (TIBEG, Allegato A alla delibera 26 settembre 2013, 402/2013/R/com). Il TIBEG ha individuato alcune iniziali misure di efficientamento della attuale disciplina del bonus e, in particolare, ha introdotto la possibilità di presentare un'unica domanda per il bonus elettrico e per quello gas, ha semplificato le modalità di rinnovo in presenza di determinate condizioni, ha rivisto la disciplina relativa al riconoscimento degli utilizzi finali del gas ai soli fini dell'attribuzione del bonus stesso e quella relativa al vincolo di potenza, ha infine stabilito di potenziare l'utilizzo del portale già dedicato ai cittadini e ha confermato la necessità di una pervasiva azione di informazione volta a diffondere fra i potenziali destinatari la conoscenza dei bonus.

Nel corso del 2013 il numero di bonus erogati è stato pari a oltre 1,5 milioni, comprendendo sia i bonus elettrici (per disagio economico e per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita), sia i bonus gas (per disagio economico). I bonus corrisposti ai clienti di energia elettrica e gas in stato di disagio economico sono cumulabili tra loro, come è cumulabile l'agevolazione riconosciuta ai malati in gravi condizioni di salute; inoltre, risulta che circa il 90% delle famiglie che hanno usufruito del bonus gas hanno ottenuto anche il bonus elettrico. Pertanto, si stima che le famiglie complessivamente coinvolte nell'anno siano state un milione.

Bonus elettrico

Alla data del 31 dicembre 2013, le famiglie che usufruivano del bonus elettrico per disagio economico erano 942.864. Le domande dei clienti elettrici, superati tutti i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità da parte dei Comuni, sono state ammesse all'agevolazione dopo le verifiche delle imprese distributrici di energia elettrica. Il numero di famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione, ossia che hanno ottenuto per almeno una volta il bonus dall'avvio del meccanismo nel 2008 al 31 dicembre 2013, risulta essere 2,1 milioni. La ripartizione geografica delle famiglie cui è stata riconosciuta almeno una agevolazione è mostrata nella tavola 4.17.

TAV. 4.17

Famiglie cui è stata riconosciuta almeno un'agevolazione ripartita per macroaree

Percentuale - Bonus elettrico

	TOTALE	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
2011	100	16,8	12,0	12,9	38,3	20,0
2012	100	17,5	12,4	13,3	37,6	19,3
2013	100	19,0	13,1	14,6	36,2	17,1

Fonte: SGATe.

Il valore del bonus viene aggiornato ogni anno contestualmente all'aggiornamento tariffario. Gli importi del bonus elettrico per disagio economico sono riportati nella tavola 4.18. Il valore della compensazione è calcolato sulla base della spesa media del cliente domestico tipo[15].

TAV. 4.18

Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico

€/anno per punto di prelievo

	2008	2009	2010 e 2011	2012	2013	2014
DISAGIO ECONOMICO						
Numerosità familiare 1-2 componenti	60	58	56	63	71	72
Numerosità familiare 3-4 componenti	78	75	72	81	91	92
Numerosità familiare oltre 4 componenti	135	130	124	139	155	156

Fonte: SGATe.

Gli oneri connessi con l'erogazione del bonus elettrico per disagio economico e fisico sono compresi tra le componenti degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura nella componente As, pagata da tutti i clienti che non godono del bonus elettrico. Il Conto è stato alimentato nel tempo anche da una quota stanziata dal Fondo sanzioni dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Bonus elettrico per disagio fisico

Le famiglie con bonus attivo per disagio fisico per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita al 31 dicembre 2013 erano 23.647. La disciplina del bonus elettrico per i clienti in gravi condizioni di salute, in applicazione del decreto del Ministero della salute 13 gennaio 2011[16], è stata modificata con la delibera 2 agosto 2012, 350/2012/R/eel, entrata in vigore l'1 gennaio 2013. La nuova disciplina ha articolato il bonus in tre fasce (Tav. 4.19), per tenere conto del tipo di apparecchiatura/e utilizzata, dei consumi medi orari di ciascuna tipologia di apparecchiatura e delle ore medie di utilizzo giornaliere. Sulla base di questi elementi certificati dalla ASL, il cliente viene assegnato a una delle tre fasce di compensazione previste. Le tre fasce sono poi ulteriormente differenziate per tenere conto della potenza impegnata (fino a 3 kW e da 4,5 kW). La prima fascia di bonus è equiparata al bonus riconosciuto fino al 31 dicembre 2012.

Dalla tavola 4.19 si evince la distribuzione per fasce dei clienti che percepiscono il bonus per disagio fisico. Nel corso del 2013, il 26,3% dei clienti, a fronte della presentazione della certificazione della ASL, sono stati attribuiti a una fascia diversa da quella minima, traendo vantaggi dalla nuova metodologia. Per informare sul nuovo meccanismo, sono state realizzate specifiche iniziative di comunicazione anche mediante sensibilizzazione delle ASL, al fine di dare massima diffusione dell'informazione sia a coloro che già beneficiavano del bonus, sia ai potenziali nuovi beneficiari.

15 Il decreto 28 dicembre 2007 prevede che il bonus produca una riduzione della spesa per la fornitura di energia elettrica dell'utente medio, pari indicativamente al 15%. Pertanto, il valore annuo del bonus viene aggiornato applicando, al valore in vigore nell'anno precedente, la variazione percentuale delle spesa media del cliente domestico tipo, con tariffa D2 e consumo pari a 2.700 kWh/anno, servito in maggior tutela, al netto degli oneri fiscali, registrata nei quattro trimestri antecedenti l'aggiornamento.

16 Decreto del Ministero della salute 13 gennaio 2011, recante *Individuazione delle apparecchiature medico-terapeutiche alimentate a energia elettrica necessarie per il mantenimento in vita di persone in gravi condizioni di salute, secondo quanto previsto dalle disposizioni del decreto interministeriale 28 dicembre 2007.*

TAV. 4.19

Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico per l'anno 2014

€/anno per punto di prelievo

	FASCIA MINIMA	FASCIA MEDIA	FASCIA MASSIMA
Extra consumo rispetto all'utente tipo (2.700 kWh/anno)	Fino a 600 kWh/anno	Tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno
Ammontare del bonus			
fino a 3 kW residente	177	293	424
oltre 3 kW (da 4,5 kW in su)	417	528	639

Fonte: SGATe.

TAV. 4.20

Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico

2013

	F1	F2	F3
Fino a 3 kW	73,7%	8,9%	8,3%
Da 4,5 kW	6,5%	1,1%	1,5%

Fonte: SGATe.

Carta acquisti

La legge 4 dicembre 2008, n. 190, ha previsto l'estensione del bonus sociale ai beneficiari della Carta acquisti che non lo avessero già richiesto autonomamente tramite le modalità ordinarie. Successivi decreti hanno stabilito che l'estensione del bonus sociale ai beneficiari della Carta acquisti venisse attuata tramite lo scambio di informazioni tra il sistema informativo di gestione del bonus sociale (SGAte) e il sistema informativo di gestione della Carta acquisti (SICA-INPS), demandando all'Autorità la definizione delle modalità operative di integrazione.

Con la delibera 18 ottobre 2010, ARG/elt 175/10, sono state definite le modalità operative per consentire l'estensione del bonus ai beneficiari della Carta acquisti; il meccanismo è diventato operativo a partire da giugno 2011. Al 31 dicembre 2013 le famiglie che avevano usufruito dell'agevolazione, tramite il circuito Carta acquisti, in automatico, senza dover presentate domanda di bonus, erano 11.816.

Bonus gas

Alla data del 31 dicembre 2013 usufruivano del bonus gas per disagio economico 626.869 clienti gas, le cui domande, una volta superati tutti i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità da parte dei Comuni, sono state ammesse all'agevolazione dopo le verifiche delle imprese distributrici di gas. Il numero di famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione, almeno una volta dall'entrata in vigore del meccanismo, sono 1,2 milioni e nel 90% dei casi hanno anche usufruito del bonus elettrico.

La ripartizione geografica delle famiglie cui è stata riconosciuta almeno una agevolazione è mostrata dalla tavola 4.21.

TAV. 4.21

Famiglie cui è stata riconosciuta almeno un'agevolazione ripartita per macroaree

Percentuale - Bonus gas

	TOTALE	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
2011	100	24,2	18,1	15,9	32,4	9,4
2012	100	25,0	18,2	16,3	31,7	8,8
2013	100	25,1	17,7	17,3	31,3	8,6

Fonte: SGATe.

TAV. 4.22

Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico

€/anno per punto di prelievo

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI		2014 Zona climatica (z) A/B	C	D	E	F
Famiglie fino a 4 componenti (j=1)						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	35	35	35	35	35
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + Riscaldamento	85	105	139	173	220
Famiglie oltre a 4 componenti (j=2)						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	56	56	56	56	56
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + Riscaldamento	119	154	202	248	318

Fonte: SGATe.

Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del bonus gas, l'Autorità ha istituito, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, la componente GS e la componente GS_r, posta a carico dei clienti diversi dai clienti domestici. Ai fondi raccolti a valere sui clienti si aggiungono i fondi a carico del Bilancio dello Stato. Gli importi del bonus gas per l'anno 2014 sono riportati nella tavola 4.22. Il valore della compensazione viene definito contestualmente all'aggiornamento tariffario.

Nei primi mesi del 2013, l'Autorità è intervenuta per tenere conto dei cambiamenti apportati dalla delibera 229/2012/R/gas alla disciplina delle categorie d'uso e, in via transitoria, ha modificato la disciplina delle verifiche in capo ai distributori sulle domande per il bonus gas presentate dai clienti finali. In particolare, è stato disposto che, transitoriamente, per ottenere il bonus gas faccia fede la categoria d'uso del gas autodichiarata dal cliente finale nella domanda di bonus presentata al Comune competente. Tale disciplina è stata poi confermata dalle previsioni del TIBEG, che sul punto prevedono anche l'obbligo per il distributore di segnalare a SGATe i casi in cui la dichiarazione del cliente non corrisponde alle informazioni in suo possesso, al fine di agevolare eventuali controlli.

Indagine conoscitiva

Con la delibera 7 febbraio 2013, 41/2013/E/com, l'Autorità ha avviato un'Indagine conoscitiva finalizzata a verificare lo stato di attuazione della disciplina dei bonus elettrico e gas, allo scopo di individuare la presenza di possibili aree di criticità nel processo di riconoscimento/corresponsione dei bonus, di identificare possibili aree di efficientamento nell'ambito delle modalità di corresponsione, di prendere spunto dalle politiche poste in essere da altri Paesi europei. L'Indagine si è prefissata di ottenere maggiori informazioni sulla condizione di povertà e di povertà energetica dei clienti vulnerabili e di raccogliere elementi per la segnalazione ai ministeri competenti di eventuali profili di interesse per una possibile revisione e/o per l'aggiornamento delle misure già attuate a tutela dei clienti vulnerabili. Tra gli esiti dell'Indagine[17] è, tra l'altro, emerso che nel corso degli ultimi cinque anni più di due milioni di famiglie hanno almeno una volta ottenuto il bonus per elettricità e/o gas, ma molte di queste famiglie hanno deciso di non rinnovare la richiesta di bonus. Inoltre, il saldo attivo fra nuovi ingressi e mancati rinnovi in questo stesso periodo si è progressivamente assottigliato. Dopo il primo cospicuo ingresso nell'anno di avvio, i nuovi entrati nel sistema hanno avuto un peso progressivamente decrescente. Dall'Indagine è emerso, inoltre, che le famiglie potenzialmente beneficiarie del bonus si caratterizzano per essere effettivamente più in difficoltà dal punto di vista economico rispetto alla media delle famiglie italiane, pur non identificandosi a pieno con le famiglie in condizione di povertà assoluta o a rischio povertà, così come individuate dagli indicatori, diversi dall'ISEE, utilizzati per definire la povertà e l'esclusione sociale. Il quadro che complessivamente emerge pone in evidenza le azioni opportune per ridurre al minimo le barriere informative e "burocratiche": una generale promozione dell'informazione sul bonus e una semplificazione/automatizzazione delle procedure di accesso, oltre che azioni più puntuali nei confronti di specifiche categorie di clienti che appaiono particolarmente vulnerabili. Una opportuna riflessione va, altresì, condotta sulla adeguatezza economica del bonus in rapporto alla spesa per l'elettricità e il gas naturale sostenuta da queste famiglie. Infine, va sottolineato che

17 Per maggiori dettagli si veda il documento *Relazione in esito all'Indagine conoscitiva sullo stato di attuazione della disciplina del bonus elettrico e gas.*

il raffronto con le misure adottate dai principali Paesi europei per contrastare la povertà energetica offre interessanti spunti sia per il *policy maker*, sia per il regolatore energetico, laddove alle politiche tariffarie si affiancano misure più articolate di contrasto alla povertà energetica, nella forma di interventi di efficienza energetica destinati alle abitazioni dei clienti vulnerabili, di misure di sostegno per le situazioni di temporanea "difficoltà a pagare" i costi delle bollette soprattutto nei periodi con elevati consumi (per esempio, in inverno), di azioni di *empowerment* volte a migliorare la capacità dei clienti vulnerabili di scegliere l'offerta più conveniente.

Efficienza energetica negli usi finali

Attività di regolazione - Meccanismo dei Titoli di efficienza energetica

Contributo tariffario e grandi progetti

Il decreto interministeriale 28 dicembre 2012 ha disposto profonde modifiche al modello di *governance* complessivo del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE o certificati bianchi) e ha fissato nuovi obiettivi per il periodo 2013-2016. Lo stesso decreto ha previsto che l'Autorità stabilisca il contributo tariffario da riconoscere ai distributori per l'adempimento agli obblighi, tenendo conto anche del prezzo di mercato dei certificati, e definisca le modalità per il riconoscimento di un valore costante dei certificati ammessi ai c.d. "grandi progetti", definiti nel decreto stesso come interventi che comportano risparmi annui superiori a 35.000 tep/anno e che hanno una vita utile superiore a 20 anni.

Fino all'anno d'obbligo 2012 (terminato il 31 maggio 2013), il contributo tariffario veniva definito sulla base di una formula che teneva conto esclusivamente della variazione percentuale media delle bollette energetiche (energia elettrica, gas e gasolio per riscaldamento), senza correlazione con l'andamento del mercato dei TEE. Tale scelta era stata maturata dall'Autorità al primo avvio del meccanismo, tenuto conto dei risultati delle consultazioni condotte su varie ipotesi (formule) alternative, relative ai parametri di cui tenere conto per la determinazione e l'aggiornamento annuale del contributo tariffario da riconoscersi ai distributori adempienti agli obblighi (vedi, in particolare, la *Relazione Annuale* 2007 e quella 2008).

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 31 ottobre 2013, 484/2013/R/efr, e tenuto conto delle osservazioni e dei commenti ricevuti alle proposte avanzate con il documento per la consultazione 31 ottobre 2013, 485/2013/R/efr, l'Autorità, con la delibera 23 gennaio 2014, 13/2014/R/efr, ha definito una nuova formula per la determinazione del contributo tariffario, da applicarsi a partire dall'anno d'obbligo 2013, che tiene conto dei prezzi medi di scambio dei TEE nel solo mercato organizzato e ha introdotto elementi finalizzati a evitare il rischio che tali prezzi mercato vengano strumentalizzati al fine di aumentare il riconoscimento tariffario.

In particolare, con il provvedimento è stato previsto che:

- all'inizio di ogni anno d'obbligo, l'Autorità pubblichi il valore di un contributo preventivo, non oggetto di riconoscimento ma finalizzato a definire un segnale di riferimento per i mercati, e basato sul contributo riconosciuto per l'anno precedente, corretto sulla base della riduzione percentuale dei prezzi energetici (di energia elettrica, gas e gasolio per riscaldamento) pagati dai clienti domestici. La *ratio* di tale scelta è che con l'aumentare dei prezzi energetici dovrebbe ridursi l'incentivo necessario per promuovere interventi per l'efficienza e, quindi, dovrebbe essere conseguentemente ridotto il contributo tariffario associato a tale incentivo;
- al termine di ogni anno d'obbligo, l'Autorità calcoli e pubblichi il contributo tariffario definitivo, cioè quello che verrà effettivamente erogato ai distributori adempienti ai propri obblighi. Tale contributo è pari a quello preventivo di riferimento, al quale si somma algebricamente una parte della differenza tra tale valore e i prezzi medi di mercato dei TEE registrati nel periodo.

Quindi, se i prezzi di mercato si rivelassero maggiori rispetto al contributo indicativo preventivo, parte dei maggiori costi (rispetto alle attese) di acquisto dei TEE rimarrebbe in capo ai distributori soggetti agli obblighi che, pertanto, eviterebbero di indurre eventuali aumenti strumentali dei prezzi di mercato; specularmente, se i prezzi di mercato si rivelassero inferiori rispetto al contributo indicativo preventivo, parte di tali minori costi (rispetto alle attese) di acquisto dei TEE verrebbe riconosciuta, sotto forma di maggiori ricavi, ai distributori soggetti agli obblighi.

La differenza tra il contributo preventivo e i prezzi medi di mercato viene allocata in parte ai distributori, sulla base di una formula che assicura che l'onere (o, specularmente, il ricavo) per i distributori medesimi non sia comunque mai superiore a 2 €/TEE.

Limitatamente all'anno d'obbligo 2013, il contributo preventivo è stato definito in funzione dei valori di scambio registrati in Borsa negli ultimi due anni (anziché in funzione del contributo erogato per il 2012), al fine di ridurre il disequilibrio accumulato tra i contributi riconosciuti in passato e i prezzi medi di mercato dei TEE. Tale contributo preventivo è stato fissato pari a 96,43 €/TEE.

Con la stessa delibera 13/2014/R/efr, l'Autorità ha anche manifestato l'intenzione di approfondire i costi relativi agli interventi di efficientamento energetico, con l'obiettivo di fissare, per il futuro, il contributo tariffario preventivo proprio sulla base di tali costi, al fine di renderlo ancora più aderente alla propria finalità.

Per quanto riguarda i grandi progetti, con la delibera 13 marzo 2014, 107/2014/R/efr, l'Autorità ha previsto che tutti i TEE riferiti a tali progetti possano accedere al valore costante previsto dal decreto ministeriale 28 dicembre 2012 e che, nel caso il proponente scelga tale soluzione, i TEE siano emessi e istantaneamente ritirati dal GSE, anziché essere disponibili per la negoziazione sui mercati. Per la determinazione del valore costante di tali TEE, si è previsto di fare riferimento ai costi effettivi sostenuti per gli interventi e ai conseguenti ricavi (minori costi), garantendo al tempo stesso un'extra remunerazione del capitale investito, sulla base degli stessi criteri già adottati per la promozione dei progetti pilota. Tale valore costante non può tuttavia essere superiore al valore medio del contributo tariffario riconosciuto ai distributori soggetti all'obbligo nei tre anni precedenti a quello in cui almeno uno dei clienti finali inizia a beneficiare dei risparmi energetici.

Identificazione dei distributori obbligati nell'anno 2014 e raccolta dei dati necessari alla determinazione dei rispettivi obiettivi specifici

Il decreto interministeriale 28 dicembre 2012 (art. 4, commi 6 e 7) ha tra l'altro trasferito al Ministero dello sviluppo economico la determinazione degli obiettivi annuali di risparmio energetico in capo a ciascuna impresa di distribuzione di energia elettrica e gas naturale soggetta agli obblighi, lasciando in capo all'Autorità il solo compito di raccogliere annualmente i dati necessari a tale scopo. In attuazione di dette disposizioni, con la delibera 19 settembre 2013, 391/2013/R/efr, l'Autorità ha aggiornato la definizione delle modalità di svolgimento di tali operazioni e disposto l'avvio della raccolta dati.

Con la successiva determinazione del Direttore della Direzione infrastrutture 27 dicembre 2013, 9/2013 - DIUC, l'Autorità ha trasmesso al Ministero dello sviluppo economico e al GSE i dati e le informazioni raccolti in esito a tale procedimento, necessari per la successiva determinazione, con decreto ministeriale, della quota dell'obiettivo 2014 (pari a 6,75 Mtep/anno) in capo a ciascun distributore obbligato.

Attività di gestione

Titoli di efficienza energetica - Verifica del raggiungimento degli obiettivi specifici per l'anno 2012 ed erogazione del relativo contributo tariffario

Entro il 31 maggio 2013, ai sensi della delibera 23 maggio 2006, n. 98, e del decreto interministeriale 28 dicembre 2012, parte dei TEE fino ad allora emessi sono stati consegnati all'Autorità dai distributori obbligati, ai fini della verifica di conseguimento dell'obiettivo per l'anno 2012. I TEE consegnati sono risultati coprire il 65,3% dell'obiettivo 2011, oltre a consentire la compensazione di 41 delle 42 inadempienze all'obiettivo 2011. La quota di inadempienza all'obiettivo 2012 deriva dal fatto che:

- un distributore di gas naturale non ha inviato alcuna comunicazione inerente all'anno d'obbligo, così come già avvenuto per l'anno precedente, e per questo motivo è stato oggetto dell'avvio di un procedimento per l'accertamento di violazione (delibera 24 ottobre 2013, 465/2013/S/efr);
- 54 distributori (nove elettrici e 45 gas) hanno richiesto l'annullamento di una quantità di TEE inferiore al proprio obiettivo 2012, usufruendo dei margini di flessibilità concessi dalla normativa, ossia della possibilità di compensare l'inadempienza l'anno successivo, senza incorrere in sanzioni qualora si sia raggiunta una quota dell'obiettivo di propria competenza pari o superiore al 60%;
- nessun distributore ha richiesto l'annullamento di una quantità di TEE inferiore al 60% del proprio obiettivo.

Sulla base di tali esiti, con la delibera 1 agosto 2013, 348/2013/R/efr, l'Autorità ha dato disposizioni alla CCSE ai fini della corresponsione del contributo tariffario spettante ai distributori totalmente o parzialmente adempienti al proprio obiettivo aggiornato per l'anno 2012, per complessivi 150.924.044 € a valere sul Conto oneri derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, e per ulteriori 330.316.291 € a valere sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e per lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale. L'ammontare complessivamente corrisposto dalla CCSE ai distributori obbligati nel corso dei primi otto anni di funzionamento del meccanismo è dunque pari a 1.835 milioni di euro, a fronte della consegna per annullamento di 19.951.774 TEE totali. Il costo medio unitario è, dunque, pari a circa 92 €/tep, derivante dall'applicazione, tra gli anni d'obbligo 2009 e 2012, della formula di aggiornamento automatico del valore del contributo tariffario unitario, introdotto con la delibera 29 dicembre 2008, EEN 36/08, che, tenendo conto dei forti incrementi registrati in quegli anni nei prezzi dell'energia, ha consentito una riduzione del contributo tariffario unitario rispetto al valore forfettario di 100 € adottato nei primi quattro anni.

Conto energia termico

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 16 maggio 2013, 201/2013/R/efr, e ai sensi dell'art. 11, comma 1, del decreto interministeriale 28 dicembre 2012, l'Autorità ha predisposto il contratto tipo per l'incentivazione degli interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di incremento dell'efficienza energetica di piccole dimensioni, sulla base degli elementi forniti dal GSE.

Monitoraggio dei dati relativi agli strumenti incentivanti per la promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica

Al fine di monitorare nel modo più efficace i dati relativi agli strumenti incentivanti per la promozione delle fonti rinnovabili (elettriche e termiche), nonché dell'efficienza energetica, dai quali derivano impatti sulle bollette elettriche, l'Autorità sta implementando idonei sistemi di reportistica a partire dagli elementi disponibili presso il GSE; sta inoltre promuovendo la razionalizzazione e l'efficientamento dei sistemi informatici sviluppati dal GSE per garantirne l'interoperabilità con le altre banche dati del sistema elettrico (con particolare riferimento al sistema GAUDÌ).

5.
Attuazione della regolamentazione, vigilanza e contenzioso

Attività propedeutica alla regolamentazione

Attività di consultazione

I nuovi processi di consultazione, avviati nel corso del 2013, che si sono aggiunti a quelli già in essere, sono stati complessivamente 51 e sono sinteticamente elencati nella tavola 5.1. Di questi, 20 hanno riguardato il settore gas, 18 quello dell'energia elettrica, quattro i servizi idrici, tre l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili. Le rimanenti consultazioni hanno interessato tematiche comuni ai diversi settori di regolazione di competenza. Delle nuove consultazioni, 31 sono state concluse con l'adozione dei relativi provvedimenti finali di regolazione.

Alcune tematiche particolarmente rilevanti, tra le quali quelle attinenti alla definizione dei nuovi periodi regolatori della distribuzione e misura del gas, del trasporto e del dispacciamento, alla riforma delle condizioni economiche relative al servizio di tutela gas e alla regolazione tariffaria dei servizi idrici, sono state trattate con più documenti per la consultazione, dunque fatte oggetto di consultazioni plurime.

Infine, la durata media delle consultazioni si è attestata su 41 giorni, pur considerando, nel calcolo, le consultazioni i cui termini, concessi, per motivate ragioni di indifferibilità e urgenza regolatoria, sono stati necessariamente più brevi.

TAV. 5.1

Sintesi delle attività di consultazione
Gennaio-Dicembre 2013

DATA	SETTORE	TITOLO
14/02/2013	Gas	Criteri di determinazione del costo riconosciuto dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione
14/02/2013	Gas	Mercato del gas naturale. Riforma delle condizioni economiche nel servizio di tutela. Orientamenti finali - Seguiti del documento per la consultazione 471/2012/R/gas
21/02/2013	Gas	Mercato del gas naturale. Disposizioni in materia di stoccaggio e bilanciamento del gas naturale connesse con i decreti del Ministro dello sviluppo economico 15 febbraio 2013
28/02/2013	Elettricità/Gas/ Servizi idrici	Primi orientamenti in materia di obblighi di separazione contabile per gli esercenti i servizi idrici e in materia di revisione e semplificazione delle disposizioni di separazione contabile di cui alla delibera 18 gennaio 2007, n. 11
28/02/2013	Servizi idrici	Compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura del servizio idrico dai clienti domestici economicamente disagiati. Bonus sociale idrico
07/03/2013	Elettricità/Gas/ Servizi idrici	Linee guida per la misurazione degli oneri amministrativi associati agli obblighi informativi posti in capo ai soggetti regolati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas
15/03/2013	Gas	Rinnovo delle disposizioni in materia di assicurazione dei clienti finali civili del gas distribuito a mezzo di gasdotti locali e di reti di trasporto
15/03/2013	Gas	Mercato del gas naturale. Riforma delle condizioni economiche nel servizio di tutela. Revisione della componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio
28/03/2013	Elettricità	Orientamenti per la definizione dei criteri per il riconoscimento degli oneri derivanti ai produttori CIP6 dall'applicazione dell'*emission trading system* a decorrere dall'anno 2013
18/04/2013	Gas	Criteri per la determinazione delle tariffe per le attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il quarto periodo di regolazione
02/05/2013	Elettricità	Quadro definitorio in materia di reti pubbliche, sistemi di distribuzione chiusi e sistemi semplici di produzione e consumo. Orientamenti finali
09/05/2013	Gas	Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quarto periodo di regolazione
16/05/2013	Gas	Servizio di misura nell'ambito della distribuzione del gas naturale: introduzione di misure per la valutazione delle performance e previsioni di semplificazione
16/05/2013	Elettricità	Regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo. Orientamenti finali
22/05/2013	Gas	Consultazione in merito a disposizioni in tema di bilanciamento di merito economico nel settore del gas naturale
30/05/2013	Gas	Criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione di GNL per il quarto periodo di regolazione
06/06/2013	Elettricità/Gas	Orientamenti per il completamento del monitoraggio dei contratti non richiesti e per la definizione di criteri, informazioni e modalità di pubblicazione dell'elenco dei venditori non richiesti
13/06/2013	Elettricità/Gas	Bonus elettrico e bonus gas per i clienti domestici economicamente disagiati: prime proposte per una semplificazione della disciplina
13/06/2013	Gas	Tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas e meccanismi di perequazione per il quarto periodo di regolazione
20/06/2013	Elettricità	Revisione del meccanismo di perequazione delle perdite sulle reti di energia elettrica
20/06/2013	Gas	Mercato del gas naturale. Orientamenti in merito all'applicazione delle disposizioni europee in materia di allocazione della capacità (CAM) e risoluzione delle congestioni (CMP) presso i punti di entrata del sistema nazionale dei gasdotti interconnessi con l'estero
04/07/2013	Gas	Mercato del gas naturale. Disposizioni procedurali relative alla seconda fase della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela
11/07/2013	Gas	Regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas per il quarto periodo di regolazione. Orientamenti finali
18/07/2013	Gas	Riforma dei criteri funzionali all'attribuzione univoca dei prelievi di ciascun punto di riconsegna gas agli utenti del bilanciamento. Modifica dei criteri di conferimento della capacità di trasporto nei punti di riconsegna, integrazioni alle modalità di esecuzione del bilancio provvisorio gas e alla disciplina del *settlement*
25/07/2013	Elettricità	Modalità operative per l'attuazione delle norme in materia di agevolazioni tariffarie alle imprese a forte consumo di energia, di cui al decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, del 5 aprile 2013
25/07/2013	Gas	Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il quarto periodo di regolazione. Determinazione dei corrispettivi tariffari

TAV. 5.1 - SEGUE

Sintesi delle attività di consultazione
Gennaio-Dicembre 2013

DATA	SETTORE	TITOLO
25/07/2013	Servizi idrici	Fabbisogno di investimenti e individuazione degli strumenti di finanziamento per il raggiungimento degli obiettivi di qualità ambientale e della risorsa idrica. Primi orientamenti
01/08/2013	Elettricità	Pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di generazione distribuita e agli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili
01/08/2013	Elettricità	Glossario delle definizioni presenti nei decreti di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e delle definizioni utilizzate nella regolazione dei servizi di pubblica utilità di competenza dell'Autorità
01/08/2013	Servizi idrici	Consultazione pubblica in materia di regolazione tariffaria dei servizi idrici
07/08/2013	Gas	Orientamenti finali per la determinazione del costo riconosciuto e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione
07/08/2013	Gas	Mercato del gas naturale. Disposizioni procedurali relative alla seconda fase della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela. Orientamenti finali
07/08/2013	Elettricità	Mercato dell'energia elettrica. Riforma della disciplina degli sbilanciamenti effettivi. Primi orientamenti
07/08/2013	Elettricità	Valorizzazione del gas naturale nell'ambito della disciplina degli impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico
05/09/2013	Gas	Modifiche e integrazioni al regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas (delibera18 marzo 2004, n. 40)
05/09/2013	Gas	Terminali GNL: regolazione delle condizioni di allacciamento e di accesso alla Rete nazionale di gasdotti nei casi di rinuncia all'esenzione
19/09/2013	Elettricità	Orientamenti per la revisione delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di salvaguardia dell'energia elettrica e della regolazione del medesimo servizio
10/10/2013	Elettricità	Orientamenti in merito alla determinazione del valore di conguaglio per l'anno 2008 del Costo evitato di combustibile (CEC) per l'energia elettrica ritirata dal GSE ai sensi del provvedimento CIP6
17/10/2013	Elettricità	Interventi straordinari di adeguamento della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica
31/10/2013	Efficienza energetica	Orientamenti inerenti alla definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori soggetti all'obbligo di acquisto dei Titoli di efficienza energetica. Orientamenti per la determinazione di un valore costante dei Titoli di efficienza energetica per i grandi progetti
31/10/2013	Fonti rinnovabili	Ridefinizione dei prezzi minimi garantiti per impianti di produzione di energia elettrica fino a 1 MW alimentati da fonti rinnovabili
31/10/2013	Elettricità	Criteri per il riconoscimento degli oneri derivanti dall'acquisto dei certificati verdi nel caso di impianti CIP6 per l'anno 2012 e seguenti
31/10/2013	Fonti rinnovabili	Scambio sul posto: aggiornamento del limite massimo per la restituzione degli oneri generali di sistema nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili
21/11/2013	Elettricità	Proroga, con modifiche, del meccanismo transitorio di perequazione tra imprese distributrici in materia di perdite di rete
28/11/2013	Elettricità/Gas	Riforma dei processi di *switching* e voltura contrattuale nell'ambito del Sistema informativo integrato
28/11/2013	Servizi idrici	Provvedimenti tariffari, in materia di servizi idrici, relativi al primo periodo regolatorio 2012-2015, per il riconoscimento dei costi e la definizione di ulteriori misure a completamento della disciplina
05/12/2013	Elettricità	Mercato dell'energia elettrica. Revisione delle regole per il dispacciamento. Orientamenti finali
13/12/2013	Elettricità	Modalità di riequilibrio ex articolo 32, comma 6, della legge 23 luglio 2009, n. 99. Ulteriori orientamenti
19/12/2013	*Robin Hood Tax*	Modalità adottate dall'Autorità ai fini della vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione della maggiorazione Ires, a seguito delle modifiche introdotte dal decreto legge 31 agosto 2013, n. 101
19/12/2013	Elettricità	Prime disposizioni relative ai sistemi di accumulo. Orientamenti
27/12/2013	Elettricità	Riforma della disciplina di approvvigionamento delle risorse interrompibili. Orientamenti

Analisi di impatto della regolazione e misurazione degli oneri amministrativi

Analisi di impatto della regolazione

L'attuazione dei processi di Analisi di impatto della regolazione (AIR) ha da tempo integrato in modo strutturale gli strumenti di partecipazione e trasparenza attivati dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, dopo una sperimentazione triennale avviata nel 2005 e sulla base di specifiche *Linee guida* per l'applicazione dell'AIR definite a valle di pubblica consultazione.

L'applicazione della metodologia AIR ai procedimenti più rilevanti (tra i quali quelli relativi ai nuovi periodi regolatori) ha consentito di migliorare la qualità complessiva dell'azione regolatoria, sotto il profilo dell'efficacia delle scelte di regolazione, della semplificazione e della partecipazione dei soggetti interessati, rendendo ancor più trasparente e approfondito il percorso decisionale, anche con riferimento alle opzioni alternative, nonché alla necessità e all'efficacia dell'intervento proposto.

Il 2013 è stato un anno di transizione. Nel Piano strategico per il triennio 2012-2014 (delibera 26 luglio 2012, 308/2012/A), l'Autorità ha individuato tra i propri obiettivi strategici l'ampliamento dell'applicazione dell'AIR, accompagnato da una revisione della relativa metodologia. Nell'ambito della revisione dell'assetto organizzativo interno, è stato inoltre adottato un nuovo disegno organizzativo per le funzioni in materia di AIR *ex ante* ed *ex post* (delibera 30 maggio 2013, 226/2013/A).

Nel corso dell'anno sono stati quindi avviati gli approfondimenti finalizzati alla revisione della metodologia AIR, con l'obiettivo di estenderne l'applicazione anche, ove necessario, attraverso una sua semplificazione, ma mantenendone inalterate le prerogative in termini di efficacia e trasparenza dell'azione regolatoria. Il percorso di revisione si inserirà e terrà naturalmente conto anche dei più recenti orientamenti della normativa nazionale in materia di AIR *ex ante* ed *ex post* (Valutazione di impatto della regolazione - VIR).

Nel corso dell'anno sono proseguite le attività di analisi *ex ante* dell'impatto regolatorio nell'ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2013-2016 (avviato con la delibera 19 maggio 2011, ARG/gas 64/11, e concluso con la delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas), nonché dei procedimenti in materia sia di tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL per il quarto periodo di regolazione (avviato con la delibera 28 luglio 2011, ARG/gas 108/11, e concluso con la delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas), sia di tariffe per il servizio di distribuzione e misura del gas per il nuovo periodo regolatorio (avviato con la delibera 16 febbraio 2012, 44/2012/R/gas, e concluso con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas).

L'AIR è stata prevista nell'ambito del procedimento avviato nel maggio 2013 per la riforma delle tariffe dei servizi di rete e di misura dell'energia elettrica, nonché delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per le utenze domestiche in bassa tensione (delibera 16 maggio 2013, 204/2013/R/eel).

Misurazione e razionalizzazione degli oneri amministrativi

In linea con quanto disposto dal decreto legge 13 maggio 2011, n. 78, convertito con legge 12 luglio 2011, n. 106, nel 2012 l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di semplificazione e razionalizzazione degli obblighi informativi in capo ai soggetti regolati (delibera 9

febbraio 2012, 41/2012/A/com) e ha condotto una ricognizione finalizzata, da un lato, a individuare primi interventi di rapida e agevole attuazione e, dall'altro, a fornire elementi utili per la programmazione dei successivi interventi.

Nel marzo 2013, con la delibera 7 marzo 2013, 96/2013/A, è stato avviato un procedimento per l'adozione di *Linee guida* per la misurazione degli oneri amministrativi, mentre con il documento per la consultazione 7 marzo 2013, 97/2013/A, l'Autorità ha presentato le proprie proposte in materia di criteri metodologici e aspetti procedurali funzionali alla misurazione di questi oneri. L'orientamento posto in consultazione si inquadra nell'ambito della metodologia dello *standard cost model*, adottato dalla Commissione europea per la misurazione degli oneri amministrativi.

Parallelamente a tale procedimento, nel corso dell'anno sono stati adottati nuovi provvedimenti volti alla semplificazione e alla riduzione degli oneri amministrativi, che si sono aggiunti a quelli adottati nel corso del 2012. Rientrano in tale ambito:

- vari interventi di eliminazione o semplificazione di obblighi informativi relativi a specifiche raccolte dati e Indagini sui settori regolati, disposti con la citata delibera 96/2013/A;
- le semplificazioni degli obblighi informativi in capo alle imprese di distribuzione del gas naturale relativamente al servizio di misura, introdotte con la delibera 2 maggio 2013, 179/2013/R/gas (accorpamento nella raccolta dati denominata "RAB gas" anche dei dati sulla telegestione gas, a partire dal 2013);
- le proposte volte a semplificare ulteriormente gli adempimenti informativi, a carico degli operatori, che sono necessari a consentire la vigilanza sul divieto di traslazione della maggiorazione dell'aliquota Ires (la c.d. *Robin Hood Tax*), presentate con il documento per la consultazione 19 dicembre 2013, 601/2013/E/rht.

Ulteriori iniziative dirette, più in generale, alla semplificazione della regolazione hanno riguardato:

- la semplificazione delle modalità di presentazione delle dichiarazioni previste dalla normativa per le imprese ad alto consumo di energia, introdotte con vari provvedimenti nel corso del 2013, a seguito delle disposizioni dell'art. 39 del decreto legge 23 giugno 2012, n. 83; in particolare, l'Autorità ha dapprima sottoposto a consultazione, e successivamente definito, i dati e le informazioni che queste imprese devono rendere disponibili ai fini della verifica dei parametri (intensità di costo elettroenergetico sul fatturato) che permettono di accedere alle agevolazioni. Nel processo decisionale è stato seguito un criterio di bilanciamento tra la riduzione della mole di dati necessari (per esempio, rinunciando alla maggior precisione che si sarebbe ottenuta prevedendo di raccogliere dati di consumo differenziati per fasce orarie o, addirittura, per intervalli orari) e l'interesse alla verifica della veridicità delle dichiarazioni che danno accesso ad agevolazioni il cui costo è redistribuito sugli altri consumatori di energia elettrica;
- le proposte di semplificazione e razionalizzazione degli obblighi informativi in materia di separazione contabile (*unbundling*) avanzate nel documento per la consultazione 6 febbraio 2014, 36/2014/R/com; le proposte sono relative all'ampliamento sia dei soggetti ammessi al regime semplificato di *unbundling* rispetto a quello ordinario, sia dei soggetti esentati dagli obblighi di invio dei conti annuali separati - con conseguente risparmio dei costi di certificazione di tali conti -, nonché alla modifica di alcune disposizioni di tipo prettamente contabile previste dal *Testo integrato unbundling* (TIU), finalizzate alla semplificazione del processo di separazione contabile e al miglioramento della qualità delle informazioni da inviare all'Autorità.

Provvedimenti assunti

Gli atti adottati nel corso del 2013, tra delibere, relazioni, rapporti, pareri, memorie, segnalazioni e documenti per la consultazione, sono stati complessivamente 646. L'attività di produzione provvedimentale ha, pertanto, fatto registrare un incremento di circa il 12% rispetto al precedente periodo di riferimento.

L'analisi dei dati, riportati nella tavola 5.2, conferma la prevalenza degli atti di natura regolatoria (60% circa), tra cui si annoverano sia atti di regolazione innovativa generale, sia, per la maggior parte, di manutenzione e aggiornamento di regolazioni preesistenti.

Si segnalano tra gli interventi di maggior rilievo nel settore del gas: il completamento della riforma della materia prima; la definizione, per il nuovo periodo regolatorio, dei criteri tariffari e della qualità dei servizi di trasporto e di distribuzione; l'adozione di misure e di disposizioni per l'avvio delle nuove gare della distribuzione; l'integrazione della disciplina del bilanciamento; i provvedimenti di implementazione dei Codici europei per la regolazione delle infrastrutture transfrontaliere; la definizione di nuove modalità di assegnazione della capacità di stoccaggio, attraverso procedure concorrenziali. Nel settore elettrico si segnalano: le ulteriori disposizioni per la revisione della disciplina del dispacciamento; l'avvio della riforma della tariffa domestica; l'avvio del progetto "Bolletta 2.0", per una maggior trasparenza e leggibilità dei documenti di fatturazione.

Di grande rilevanza sono inoltre risultati le conclusioni e gli esiti delle Indagini sui mercati *retail* dell'energia elettrica e del gas, nonché sui livelli di capacitazione della clientela.

È proseguita, con intensità, tutta l'attività connessa con le certificazioni *unbundling*, in attuazione degli obblighi introdotti dalla nuova normativa europea. Con riferimento alle attività di regolazione del settore idrico, vanno menzionate: la definizione dei criteri per la redazione dei Piani economico-finanziari dei Piani d'ambito; la fissazione dei criteri per la determinazione delle tariffe relative alle gestioni ex CIPE; la consistente attività di approvazione delle tariffe per singole gestioni; la determinazione dei criteri per la restituzione della componente di remunerazione del capitale; la definizione del nuovo metodo tariffario idrico per gli anni 2014-2015. Nell'ambito delle attività più strettamente finalizzate alla tutela dei consumatori, ha preso il via l'operatività del Servizio conciliazione clienti energia; sono stati, inoltre, effettuati interventi sul regolamento per lo Sportello del consumatore di energia. È stata, infine, avviata e conclusa una Indagine conoscitiva in materia di bonus sociali e, anche sulla base degli esiti acquisiti, avviata la revisione della relativa disciplina.

I provvedimenti riconducibili all'area dell'*enforcement* e, in particolare, all'esercizio della funzione sanzionatoria hanno segnato un incremento assai significativo, quasi raddoppiando nel numero complessivo rispetto al periodo precedente.

In tale ambito, accanto alla tradizionale attività sanzionatoria, sono cresciute le attività connesse con l'istituto degli impegni, definitivamente operativo dal 2011 e al quale ricorrono sempre

più frequentemente i soggetti regolati sottoposti a istruttoria.
Si mantengono costanti, infine, le attività connesse con lo svolgimento delle funzioni relative alla ricerca di sistema, così come quelle attinenti alla gestione amministrativa.

TAV. 5.2

Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2012 e 2013

TIPOLOGIA	2012		2013	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
R – Regolazione	333	56,5	381	59,0
E – *Enforcement* e consumatori	69	11,7	60	9,3
S – Procedimenti sanzionatori	52	8,8	101	15,6
I – Istituzionale	37	6,3	23	3,6
C – Contenzioso e arbitrati	18	3,1	16	2,5
A – Amministrazione	64	10,9	53	8,2
RDS - Ricerca di sistema	16	2,7	12	1,9
TOTALE	589	100,0	646	100,0

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati, conciliazioni e arbitrati

L'art. 44 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, in attuazione dell'art. 37, par. 11, della direttiva 2009/72/CE e dell'art. 41, par. 11, della direttiva 2009/73/CE, disciplina due differenti tipologie di reclami:

- i reclami presentati contro il gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione, per quanto concerne gli obblighi a tali gestori, imposti in attuazione delle direttive comunitarie sui mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale (commi 1 e 2);
- i reclami dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale e di energia elettrica (comma 4).

Con la delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com, l'Autorità ha approvato la Disciplina per la trattazione dei reclami presentati da operatori contro il gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione (art. 44, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 93/11). Tale disciplina, oltre a non riguardare i reclami presentati dai consumatori finali, non contempla i reclami dei *prosumer* (ovvero i soggetti che sono al contempo produttori, limitatamente agli impianti di potenza fino a 10 MW, e consumatori finali di energia elettrica), ma si applica, con alcune modifiche dei tempi del procedimento, anche alle controversie di cui all'art. 14, comma 2, lettera F-*ter*, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, insorte tra produttori e gestori di rete in relazione all'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, non concernenti obblighi imposti in attuazione a direttive comunitarie. Con la delibera 20 febbraio 2014, 59/2014/E/com, l'Autorità ha modificato la suddetta disciplina per la trattazione dei reclami, precisando che il compito di formulare e trasmettere alle parti una proposta di risoluzione della controversia oggetto del reclamo spetti alla Direzione che gestisce la procedura di risoluzione delle controversie, previa informativa

al Collegio dell'Autorità. Tale modifica regolamentare è in linea con le esigenze di semplificazione e di celerità procedimentale sottese all'art. 3, comma 6, della delibera 188/2012/E/com, ai sensi della quale, nei casi in cui la problematica oggetto del reclamo risulti di evidente soluzione o possa essere risolta sulla base di precedenti affini o di orientamenti consolidati dell'Autorità, venga trasmessa alle parti una proposta di risoluzione della relativa controversia. Il reclamo viene archiviato se le parti, entro 20 giorni dal ricevimento della suddetta proposta, si adeguano o dichiarano che si adegueranno alla decisione nel più breve tempo possibile. I vantaggi della descritta modalità semplificata possono apprezzarsi su più versanti: innanzitutto, essa consente una notevole semplificazione del procedimento; inoltre, essendo la soluzione della controversia frutto dell'accordo tra le parti, si elimina in radice il rischio di contenzioso sulle decisioni dell'Autorità di risoluzione delle controversie; infine, una soluzione consensuale – e non imposta "dall'alto" dall'Autorità – ha più probabilità di essere attuata dalle parti stesse.

Dall'entrata in vigore della citata disciplina, sono stati presentati 31 reclami (le altre istanze pervenute, che non avevano le anzidette caratteristiche del reclamo tra operatori, sono state inoltrate e gestite dalla Direzione consumatori e utenti dell'Autorità).

Di questi 31 reclami:

- 11 sono stati archiviati: due per inammissibilità, quattro per mancata regolarizzazione nei termini prescritti, cinque per cessata materia del contendere (il gestore ha fornito i chiarimenti richiesti dall'operatore);
- nove sono in corso di trattazione;
- 12 sono stati oggetto di decisione.

In particolare, i 12 reclami sui quali l'Autorità si è espressa, sono i seguenti:

- delibera 21 febbraio 2013, 64/2013/E/eel, *Decisione del reclamo presentato, ai sensi della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 188/2012/E/com, da Edison Energia nei confronti di Enel Distribuzione.* Il reclamante ha contestato il mancato conguaglio dei corrispettivi di trasporto e degli oneri generali di sistema per il sito di Torviscosa, inserito nell'elenco delle Reti interne d'utenza. L'Autorità ha riconosciuto il diritto del reclamante al conguaglio dei corrispettivi di trasporto e degli oneri di sistema;
- delibera 28 febbraio 2013, 79/2013/E/eel, *Decisione del reclamo presentato, ai sensi della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 188/2012/E/com, da ALA nei confronti di Enel Distribuzione.* Il reclamante ha contestato l'illegittimo annullamento della richiesta di connessione dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica sito in Santa Luce (PI), alla Strada Provinciale del Commercio, e la conseguente decadenza del relativo preventivo di connessione. L'Autorità ha rigettato il reclamo del produttore nei confronti del gestore di rete, confermando l'annullamento della richiesta di connessione e la dichiarazione di decadenza del preventivo di connessione dell'impianto;
- delibera 28 febbraio 2013, 80/2013/E/eel, *Decisione del reclamo presentato, ai sensi della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 188/2012/E/com, da BGL nei confronti di Enel Distribuzione.* Il reclamante ha contestato l'illegittimo annullamento della richiesta di connessione dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica sito in Suvereto (LI), località Le Capanne, e la conseguente decadenza del relativo preventivo di connessione. L'Autorità ha accolto il reclamo del produttore nei confronti del gestore di rete dichiarando illegittimi l'annullamento della richiesta di connessione e la dichiarazione di decadenza del preventivo di connessione dell'impianto;
- delibera 28 febbraio 2013, 81/2013/E/eel, *Decisione del reclamo presentato, ai sensi della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 188/2012/E/com, da Fonte Luce nei confronti di Enel Distribuzione.* Il reclamante ha contestato l'illegittimo annullamento della richiesta di connessione dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica sito in Orciano Pisano (PI), località La Casina, e la conseguente decadenza del relativo preventivo di connessione. L'Autorità ha rigettato il reclamo del produttore nei confronti del gestore di rete confermando l'annullamento della richiesta di connessione e la dichiarazione di decadenza del preventivo di connessione dell'impianto;
- delibera 5 aprile 2013, 139/2013/E/eel, *Decisione dei reclami presentati, ai sensi della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 188/2012/E/com, dalla società Rigenera nei confronti di Enel Distribuzione.* Il reclamante ha proposto due distinti reclami: nel primo, ha lamentato l'illegittimità della

soluzione tecnica proposta nel preventivo di connessione dell'impianto di produzione da fonte eolica, da realizzarsi in San Paolo di Civitate, alla via Gallucci s.n.; in un successivo reclamo, ha, invece, lamentato l'illegittimità del rifiuto opposto dal gestore alla richiesta di modifica del preventivo riferito a un impianto di produzione a fonte eolica da realizzarsi in San Paolo di Civitate (FG), alla Contrada Boschetto s.n. L'Autorità ha rigettato i reclami di Rigenera nei confronti del gestore, volti all'accertamento dell'illegittimità delle soluzioni tecniche formulate nei preventivi di connessione dei due impianti di produzione di energia elettrica a fonte eolica siti in San Paolo di Civitate (FG), rispettivamente alla via Gallucci s.n. e alla Contrada Boschetto s.n.;

- delibera 30 maggio 2013, 227/2013/E/eel, *Decisione del reclamo presentato, ai sensi della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 188/2012/E/com, dalla società Enpower nei confronti di Enel Distribuzione.* Il reclamante ha contestato il ritardato conferimento patrimoniale della stazione elettrica di smistamento AT "Monte Narbone", nonché l'attribuzione degli oneri di manutenzione e di teleconduzione della stessa stazione nel periodo compreso tra la data di entrata in esercizio dell'impianto e quella del suo conferimento e, da ultimo, la mancata disponibilità di 20,55 MWh di energia prodotta dall'impianto eolico di proprietà del reclamante e utilizzata per i servizi ausiliari della stazione. L'Autorità ha accolto il reclamo di Enpower nei confronti di Enel Distribuzione;
- delibera 18 luglio 2013, 311/2013/E/eel, *Decisione del reclamo presentato, ai sensi della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 188/2012/E/com, dalle società DSG Solarpark Veglie 1 e DSG Solarpark Veglie 2 nei confronti di Enel Distribuzione.* I reclamanti hanno contestato l'entità del corrispettivo che il gestore ha quantificato per la cessione degli impianti di rete per la connessione di tre impianti fotovoltaici realizzati dalle medesime società reclamanti. L'Autorità ha accolto il reclamo di DSG Solarpark Veglie 1 e di DSG Solarpark Veglie 2 nei confronti di Enel Distribuzione, rideterminando tuttavia il corrispettivo di cui all'art. 13, comma 5, dell'Allegato A alla delibera 19 dicembre 2005, n. 281, dovuto dal gestore alle società reclamanti. A seguito di istanza di riesame proposta da Enel Distribuzione, l'Autorità ha respinto la richiesta di sospensione degli effetti della delibera e ha accolto l'istanza di riesame limitatamente alla richiesta di rettifica del corrispettivo;
- delibera 18 luglio 2013, 312/2013/E/eel, *Decisione del reclamo presentato, ai sensi della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 188/2012/E/com, dalla società DSG Solarpark Veglie 3 nei confronti di Enel Distribuzione.* Il reclamante ha contestato l'entità del corrispettivo che il gestore ha quantificato per la cessione dell'impianto di rete per la connessione di un impianto fotovoltaico realizzato dalla medesima società reclamante. L'Autorità ha accolto il reclamo di DSG Solarpark Veglie 3 nei confronti di Enel Distribuzione, la quale dovrà corrispondere, alla società reclamante, il corrispettivo previsto dall'art. 13, comma 5, dell'Allegato A alla delibera n. 281/05. A seguito di istanza di riesame proposta da Enel Distribuzione, l'Autorità ha respinto la richiesta di sospensione degli effetti della delibera e ha accolto l'istanza di riesame limitatamente alla richiesta di rettifica del corrispettivo;
- delibera 19 settembre 2013, 386/2013/E/com, *Decisione del reclamo presentato, ai sensi della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 188/2012/E/com, dalla Società agricola Veneziani nei confronti di Enel Distribuzione.* Il reclamante ha contestato la modalità di calcolo e l'entità del corrispettivo che il gestore ha quantificato per la connessione con la rete in bassa tensione di un impianto fotovoltaico di potenza pari a 39 kW. L'Autorità ha accolto nel merito il reclamo della Società agricola Veneziani nei confronti di Enel Distribuzione e ha riconosciuto il diritto alla restituzione del maggior importo pagato per le opere di connessione;
- delibera 14 novembre 2013, 509/2013/E/eel, *Decisione del reclamo presentato, ai sensi della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 188/2012/E/com, da Edison nei confronti di Enel Distribuzione.* Il reclamante ha contestato – con riguardo alla procedura di connessione di un impianto di cogenerazione di potenza pari a 4,6 MW con la rete di S. Quirico (PR) – la violazione delle procedure di coordinamento tra gestori di cui all'art. 34, del *Testo integrato delle connessioni attive* (TICA) e lamentato, altresì, relativamente alla più ampia problematica della gestione della rete suddetta, l'indisponibilità del gestore ad addivenire alla stipula di una convenzione che disciplini gli aspetti di natura procedurale e tecnica e preveda l'equa remunerazione dell'*asset* privato,

utilizzato dal gestore medesimo, per l'erogazione di servizi di pubblica utilità. L'Autorità ha accolto il reclamo di Edison, segnalando l'opportunità che le parti addivengano alla stipula di una convenzione che disciplini l'utilizzo della rete elettrica di S. Quirico. L'Autorità ha, inoltre, prescritto a Enel Distribuzione l'aggiornamento del regolamento di esercizio della rete elettrica di S. Quirico e la predisposizione di un regolamento di esercizio dell'impianto di cogenerazione del produttore;

- delibera 21 novembre 2013, 522/2013/E/eel, *Decisione del reclamo presentato, ai sensi della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 188/2012/E/com, da EGRA nei confronti di Selnet e di EWA*. Il reclamante ha contestato la violazione dell'obbligo di dare seguito, nei modi e nei tempi dovuti, alla richiesta di connessione di un impianto idroelettrico di potenza pari a 915 kW. L'Autorità ha accolto il reclamo proposto da EGRA per quanto concerne la richiesta, avanzata dal reclamante, di ogni opportuna misura in grado di rimuovere le limitazioni della potenza di immissione dell'impianto idroelettrico nella titolarità di EGRA e, pertanto, ha prescritto che, nelle more del completamento della nuova linea elettrica, il punto di interconnessione tra le reti elettriche di EWA e Selnet in corrispondenza della cabina secondaria denominata "Ponte-Anterselva" venga transitoriamente esercito con potenza massima pari a 4,4 MW e che nel frattempo gli impianti idroelettrici di EGRA ed EWA siano esercitati con determinate limitazioni di potenza;
- delibera 28 novembre 2013, 538/2013/E/eel, *Decisione del reclamo presentato, ai sensi della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 188/2012/E/com, dalla società Photonica nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato il diniego, da parte del gestore, al trasferimento di titolarità del preventivo per la connessione con la rete di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. L'Autorità ha deliberato di accogliere il reclamo di Photonica nei confronti di Enel Distribuzione e, conseguentemente, di considerare valido a tutti gli effetti il trasferimento della titolarità della pratica da Photonica a Immobiliare 2003.

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

Indagini e misure imposte per la promozione della concorrenza

Indagine conoscitiva dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale

Con la delibera 7 agosto 2013, 366/2013/E/com, è stata chiusa l'Indagine conoscitiva dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale. L'Indagine era stata avviata, con la delibera 26 luglio 2012, 317/2012/E/com, per verificare, tra l'altro, l'eventuale presenza di elementi di criticità, con particolare riferimento agli aspetti che possono incidere sul comportamento dei clienti finali di piccole dimensioni (domestici e clienti non domestici), anche al fine di accrescere la loro capacitazione in termini di consapevolezza circa le proprie scelte contrattuali.

Nello specifico, l'Indagine è stata avviata in ragione delle rilevazioni svolte in occasione della *Relazione Annuale* 2012, che avrebbero evidenziato un differenziale positivo tra i prezzi applicati nel mercato libero per la vendita di energia elettrica ai clienti domestici e i corrispondenti prezzi del servizio di maggior tutela. L'Indagine si è concentrata sull'anno 2011, in ragione delle informazioni raccolte in esito alle Indagini annuali dell'Autorità dell'anno 2012. Più in dettaglio, con la delibera 317/2012/E/com l'Autorità ha previsto che, in relazione all'anno 2011, l'Indagine conoscitiva fosse finalizzata a:

- verificare, per il settore dell'energia elettrica e per quello del gas naturale, l'effettiva esistenza di differenziali positivi tra i prezzi applicati nel mercato libero e i servizi di tutela, l'entità di tali differenziali e le ragioni a essi sottostanti, anche in termini di potenziali differenziali di costo legati a differenti qualità del servizio offerto o a servizi aggiuntivi;
- verificare la presenza di elementi di criticità nel mercato della vendita al dettaglio, con particolare riferimento agli aspetti che possono incidere sul comportamento dei clienti finali, rendendo ai medesimi clienti ancora difficile orientarsi ed effettuare scelte pienamente consapevoli e vantaggiose;
- valutare i potenziali interventi, regolatori e non, volti a migliorare il coinvolgimento dei clienti domestici nel mercato e ad aumentare la loro capacità di appropriarsi dei benefici potenziali derivanti dalla concorrenza, anche tenuto conto dell'impatto che tali interventi potrebbero avere sullo sviluppo dell'offerta nella vendita al dettaglio;
- valutare se e in che misura possano essere necessari interventi, regolatori e non, rivolti anche ai clienti di piccole dimensioni diversi dai clienti domestici, tenuto conto sia delle differenze che sussistono tra le diverse tipologie di clienti finali, sia delle peculiarità delle offerte di vendita loro destinate.

Ai fini della verifica dell'effettiva esistenza di differenziali tra i prezzi, l'Indagine ha in primo luogo mirato a valutare, in base a quanto era emerso dai dati raccolti in occasione della *Relazione Annuale* 2012, se e in che misura i prezzi del mercato libero fossero, a livello medio, superiori ai prezzi dei servizi di tutela, anche approfondendo le differenze nelle diverse classi di consumo. Ciò ha permesso l'identificazione, per il mercato elettrico e per quello del gas naturale, di un campione di venditori per i quali, con riferimento all'anno oggetto dell'Indagine (2011), il prezzo praticato nel mercato libero, dichiarato dai medesimi, risultava maggiore rispetto a quello relativo ai regimi di tutela previsti dal legislatore. Tenuto conto dell'obiettivo di approfondire i motivi degli elevati livelli dei prezzi sul mercato libero e le ragioni delle differenze rispetto a quelli del mercato di tutela, sono infatti stati individuati gli operatori i cui prezzi risultavano maggiori rispetto a quelli dei servizi di tutela e sono state indagate le componenti

delle offerte, al fine di valutare in che misura prezzi diversi possono essere connessi con prodotti diversi. In questo modo, rispetto ai livelli di prezzo rilevati, l'Indagine ha approfondito le possibili ragioni connesse sia con i prezzi riscontrati sul mercato libero, sia con la loro differenza rispetto a quelli del mercato di tutela, attraverso l'analisi dei prezzi e degli elementi caratterizzanti le offerte applicate nell'anno 2011 dagli operatori del campione ai clienti domestici e ai clienti non domestici di piccole dimensioni.

Il confronto dei prezzi delle offerte del mercato libero e di quelli applicati nel servizio di tutela è risultato particolarmente complesso, in ragione, in particolare, delle differenze nelle strutture di prezzo, oltre che nei prodotti/servizi offerti al cliente finale nel mercato libero.

Nonostante tali limiti, dall'analisi sembra confermata la presenza di differenziali positivi tra i prezzi nel mercato libero e quelli previsti per i servizi di tutela, relativi soprattutto ai clienti del settore elettrico, in particolare domestici. Le ragioni di tali differenziali sembrano solo in parte spiegate dalla presenza di strutture di prezzo differenti nel mercato libero, per le quali il venditore deve sostenere appositi costi di copertura, o dalla presenza di particolari servizi aggiuntivi.

In generale, infatti, il differenziale di prezzo può trovare giustificazione teorica sulla base delle evidenze desumibili dai dati analizzati: un livello medio più alto del prezzo, per esempio, nelle offerte a prezzo fisso e nelle offerte "tutto compreso" è infatti giustificabile in base alla necessità del venditore di definire una copertura specifica associata ai rischi di tali strutture di prezzo, rischi collegati alla volatilità del prezzo nel mercato all'ingrosso e ai volumi rispetto ai quali viene sottoscritta la copertura. Per queste offerte, laddove gli operatori hanno fornito i dati, è stato operato un confronto tra il prezzo proposto e il prezzo *forward* della *commodity* rilevabile nel momento in cui l'offerta veniva proposta. Le differenze riscontrate sono risultate a livello complessivo piuttosto elevate, a eccezione dei contratti conclusi on line. Di conseguenza, se, da un lato, la ragione di tali differenze può essere spiegata dalla necessità del venditore di coprirsi rispetto al rischio delle variazioni di prezzo della materia prima, dall'altro lato, esse sono parse comunque tali da lasciare presuppore l'esistenza di uno spazio maggiormente concorrenziale per le offerte formulate ai clienti finali. Per quanto riguarda la distribuzione dei clienti tra le diverse offerte disponibili presso il singolo venditore, è emerso che le offerte più convenienti, quelle on line, sono state anche quelle sottoscritte da una percentuale minoritaria di clienti[1], che quindi molto spesso paiono ancora poco in grado di scegliere consapevolmente l'offerta più conveniente.

L'Indagine ha altresì evidenziato una non piena consapevolezza da parte dei clienti, con riferimento sia agli elementi di costo, sia alle componenti di prezzo. In particolare:

- una scarsa consapevolezza degli elementi di costo emerge sia per i clienti domestici, sia per quelli non domestici; inoltre, con specifico riferimento alle offerte indicizzate, scarsa appare anche la capacità dei clienti di comprendere appieno gli indici di prezzo e di valutarne l'andamento, anche perché questi vengono spesso definiti rispetto a panieri di prodotti che si ritengono di potenziale difficile comprensione da parte del cliente;
- dall'analisi condotta sembra emergere una scarsa attenzione, da parte del cliente finale, alle modalità di rinegoziazione delle condizioni di prezzo una volta giunte a scadenza quelle inizialmente sottoscritte, con riflessi nella scelta dell'offerta effettivamente adatta alle proprie necessità.

Al fine di approfondire la conoscenza del mercato libero da parte dei clienti finali, sono state condotte Indagini specifiche presso i clienti di piccola dimensione. In particolare, tali Indagini si sono concentrate sui clienti che hanno scelto il mercato libero, lasciando pertanto il servizio di tutela, con l'obiettivo di valutare la loro capacità di comprendere e comparare le offerte, l'utilizzo degli strumenti informativi a disposizione e il loro livello di consapevolezza circa il contratto sottoscritto. Nell'ambito di tali Indagini è emerso che:

- i clienti domestici risultano caratterizzati da un approccio ancora passivo nei confronti del mercato, verso il quale vengono attratti da una promessa di risparmio che non sono tuttavia in grado di quantificare. La scelta di passare al mercato libero è spesso guidata dal venditore che contatta il cliente,

1 In relazione agli operatori che hanno fornito i dati, le offerte on line sono state scelte dal 2% dei clienti domestici di energia elettrica e dall'1% dei clienti domestici di gas naturale.

mentre quest'ultimo raramente attua un confronto o, se lo fa, lo realizza rispetto a un numero limitato di offerte (2/3). Inoltre, in generale i clienti lamentano la scarsa trasparenza e l'eccessiva complessità del linguaggio normalmente utilizzato nel materiale contrattuale e nei documenti di fatturazione, e ritengono necessarie informazioni più chiare ma, a fronte della richiesta di fornire indicazioni concrete, non risultano in grado di formulare proposte;

- i clienti non domestici mostrano un quadro solo parzialmente più positivo, collegato principalmente alla diversa dimensione di questo tipo di consumatori. In dettaglio, minore è la dimensione del cliente non domestico, più il suo approccio nei confronti del mercato risulta simile a quello dei clienti domestici.

L'Indagine ha infine tenuto conto delle esperienze internazionali, con particolare riferimento alle attività dei regolatori dei Paesi appartenenti all'Unione europea, tra i quali il regolatore britannico (Ofgem), anche alla luce della recente *Retail Market Review*, diretta a far si che i clienti finali siano (più) attivi nel mercato e assumano scelte migliori e più consapevoli.

In sintesi, dall'Indagine sono emersi i seguenti aspetti:

- i dati di prezzo a disposizione dell'Autorità, finalizzati alla rilevazione del prezzo mediamente pagato dai diversi clienti finali per la fornitura dei servizi di energia elettrica e di gas naturale, non rendono sempre possibile un raffronto dei prezzi tra il mercato libero e i servizi di tutela per quanto concerne le componenti a copertura dei costi, relative alle fasi della filiera liberalizzate;
- dalle informazioni desunte nell'ambito dell'Indagine relativamente alle offerte del mercato libero analizzate, le differenze rilevate tra i livelli dei prezzi osservati non sembrano essere sempre esclusivamente riconducibili ai soli differenziali di costo connessi con le caratteristiche dei prodotti offerti nel mercato libero;
- i clienti domestici e i clienti non domestici di più piccole dimensioni mostrano un atteggiamento ancora passivo nei confronti del mercato e, al momento della scelta del venditore, non effettuano confronti tra diverse offerte o effettuano un numero di confronti molto limitato;
- emerge, da parte della maggioranza dei clienti, la richiesta di maggiori chiarezza e semplicità sia per quanto attiene alla documentazione contrattuale, sia per ciò che riguarda i documenti di fatturazione[2].

Gli esiti illustrati nell'Indagine risultano propedeutici per la valutazione di possibili interventi di riforma del mercato *retail*, volti principalmente ad aumentare la consapevolezza del cliente, per esempio, migliorando ed eventualmente incrementando gli strumenti di scelta. Le risultanze dell'Indagine potranno essere oggetto di ulteriori approfondimenti anche nell'ambito dell'attività di monitoraggio annuale dei mercati *retail*, condotta dall'Autorità ai sensi della delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11.

Istruttoria ai fini prescrittivi Speia/Stogit

Nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva sulle modalità di erogazione del bilanciamento nel settore gas, avviata dall'Autorità con la delibera 5 luglio 2012, 282/2012/R/gas, sono state segnalate presunte condotte abusive poste in essere da Stogit nei confronti di Speia durante il periodo aprile 2010 – marzo 2011. Con la delibera 4 marzo 2013, 91/2013/S/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti prescrittivi nei confronti di Stogit e di Speia, in relazione a possibili anomalie nella gestione dei prelievi di gas da riserva strategica.

Il procedimento è stato chiuso con la delibera 22 ottobre 2013, 463/2013/E/gas, prevedendo:

- di non adottare alcun provvedimento nei confronti di Stogit, non essendovi evidenza, da parte dell'esercente il servizio di stoccaggio, di un comportamento volto a impedire la restituzione del gas prelevato da Speia;
- di intimare a Speia di presentare un piano di riconsegna del gas prelevato da riserva strategica.

Con la delibera 31 ottobre 2013, 490/2013/E/gas, l'Autorità, trascorso infruttuosamente il termine per la presentazione del

2 In relazione alla trasparenza dei documenti di fatturazione, con la delibera 13 giugno 2013, 260/2013/R/com, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione.

piano di riconsegna da parte di Speia, ha proposto al Ministero dello sviluppo economico la revoca, ai sensi dell'art. 7, comma 2, del decreto ministeriale 26 settembre 2001, dell'autorizzazione alla vendita rilasciata a Speia, in ragione dell'omesso pagamento del gas prelevato da riserva strategica. In data 21 gennaio 2014, il Ministero dello sviluppo economico ha comunicato che, a decorrere dall'1 febbraio 2014, la società Speia sarebbe stata cancellata dall'elenco dei soggetti abilitati alla vendita, pubblicato dal medesimo ministero.

Istruttoria conoscitiva relativa all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica

Con la delibera 31 ottobre 2013, 475/2013/E/eel, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva relativa all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, con particolare riguardo:

- alla misura dell'energia elettrica prodotta e dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di generazione distribuita;
- alla misura dell'energia elettrica prelevata dalle reti di trasmissione e distribuzione da parte dei clienti finali e delle imprese distributrici, al fine di acquisire dati e informazioni utili alla predisposizione di successivi interventi di competenza dell'Autorità.

L'Indagine ha tra i suoi obiettivi quello di verificare il rispetto di alcuni aspetti decisivi per il corretto funzionamento di tutta la filiera elettrica, quali: la precisione dei dati di misura, il rispetto delle tempistiche per la trasmissione dei dati di misura, la messa in servizio dei misuratori elettronici in bassa tensione.

L'Autorità ha anche tenuto in considerazione le numerose segnalazioni di problemi relativi all'erogazione del servizio di misura, con particolare riferimento alla misura dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di generazione distribuita.

L'Indagine prevede l'acquisizione di dati e informazioni presso gli operatori, nonché lo svolgimento sia di verifiche ispettive di controllo, sia di incontri con operatori e con le loro associazioni rappresentative.

Indagine conoscitiva in materia di fatturazione delle forniture di energia elettrica e di gas naturale ai clienti di piccole dimensioni

Con la delibera 28 novembre 2013, 542/2013/E/com, l'Autorità ha avviato un'Indagine conoscitiva sulle modalità e le tempistiche di fatturazione adottate nell'ambito del servizio di vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti di piccole dimensioni, sia serviti in regime di tutela, sia presenti nel libero mercato.

L'attività si è resa necessaria per i numerosi reclami pervenuti dai clienti finali allo Sportello del consumatore di energia in tema di:

- mancato rispetto della periodicità di fatturazione prevista dalle disposizioni dell'Autorità o dalle clausole contrattuali;
- ritardata o mancata emissione della fattura finale a seguito di cessazione del rapporto per cambio del fornitore;
- fatturazione di consumi stimati nonostante il distributore abbia messo a disposizione le letture effettive;
- utilizzo delle c.d. "stime di coda", ossia della fatturazione di una quota di consumi stimati per il periodo variabile intercorrente dalla data dell'ultima lettura recepita in bolletta, alla data di emissione della medesima bolletta.

L'Indagine ha come principale obiettivo quello di raccogliere dati e informazioni che permettano, attraverso successivi interventi di regolazione o di *enforcement*, di ridurre la presenza di tali fenomeni negativi.

L'Indagine prevede, oltre all'acquisizione di dati e di informazioni ritenuti utili, ulteriori rispetto a quelli già in possesso dell'Autorità, la pubblicazione di documenti di ricognizione, per acquisire un riscontro da parte dei soggetti interessati, e il coinvolgimento dei consumatori o delle loro associazioni rappresentative.

Attuazione REMIT

Al fine di ottemperare agli adempimenti previsti dal regolamento (UE) 1227/2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT), con la delibera 11 luglio 2013, 301/2013/A, l'Autorità ha costituito un apposito gruppo di lavoro interdirezionale.

Il gruppo di lavoro è incaricato di coordinare le diverse competenze e conoscenze dell'Autorità necessarie per l'attuazione del REMIT, nonché di collaborare con l'Agenzia per la cooperazione dei regolatori nazionali per l'energia (ACER) e con le altre istituzioni coinvolte, a livello nazionale ed europeo.

Le principali attività svolte nel secondo semestre 2013 hanno riguardato:

- la messa a punto del Registro nazionale degli operatori di mercato, ai sensi dell'art. 9 del REMIT. Al fine di ridurre al minimo l'onere amministrativo per gli operatori, l'Autorità ha scelto di realizzare il Registro all'interno della esistente Anagrafica operatori, cui è già registrata la maggior parte degli operatori di mercato soggetti all'obbligo di iscrizione al Registro;
- la collaborazione con il Ministero dello sviluppo economico, nella prospettiva dell'adozione della norma di legge che attribuisce all'Autorità i poteri di indagine e di *enforcement* necessari per esercitare le funzioni di vigilanza sul rispetto del REMIT;
- la partecipazione ai tavoli di lavoro delle istituzioni europee coinvolte nell'attuazione del REMIT;
- il confronto con il Gestore dei mercati energetici (GME) in relazione all'adempimento dell'obbligo di monitoraggio dei mercati energetici nazionali, previsto dall'art. 15 del REMIT.

Vigilanza e controllo

Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

Le attività di vigilanza e controllo dell'Autorità sono finalizzate alla verifica delle condizioni di erogazione dei servizi di pubblica utilità (qualità del servizio, sicurezza, libero accesso alle reti, mercati, tariffe, integrazioni tariffarie, incentivi alla produzione ecc.) e della corretta applicazione delle disposizioni imposte dall'Autorità a tutela degli interessi di imprese e clienti finali. In esito alle attività ispettive, nei casi in cui siano state accertate inadempienze o violazioni della suddetta normativa, l'Autorità può adottare provvedimenti di tipo prescrittivo (ordini di cessazione dei comportamenti lesivi dell'utenza, intimazioni ad adempiere), sanzionatorio o impegni ripristinatori, oltre che il recupero amministrativo degli importi indebitamente percepiti.

Per svolgere le attività di accertamento e ispezione presso operatori, impianti, processi e servizi regolati, l'Autorità si avvale anche della collaborazione di soggetti di comprovata autorevolezza ed esperienza nelle attività ispettive e di verifica tecnica ed economica nei settori regolati, quali:

- la Guardia di Finanza, per l'effettuazione di verifiche, sopralluoghi e altre forme continuative di collaborazione, in forza di un Protocollo d'intesa siglato nel 2001, rinnovato ed esteso nel 2005 (delibera 15 dicembre 2005, n. 273), che disciplina la collaborazione tra l'Autorità e la Guardia di Finanza, in particolare con il Nucleo speciale tutela mercati;
- la Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria - Stazione sperimentale per i combustibili della Camera di commercio di Milano, per l'effettuazione dei controlli tecnici della qualità del gas, effettuati tramite i prelievi a sorpresa del gas naturale sulle reti di distribuzione, secondo quanto previsto da un contratto rinnovato annualmente;
- la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), per le verifiche e i sopralluoghi presso le Imprese elettriche minori;
- il Gestore dei servizi energetici (GSE), per l'espletamento di attività tecniche sottese all'accertamento e alla verifica dei costi a carico dei clienti, quali maggiorazioni e ulteriori componenti del prezzo finale dell'energia, come previsto dall'art. 27 della legge 23 luglio 2009, n. 99 (delibere 28 dicembre 2009, GOP 71/09, 16 luglio 2010, GOP 43/10, e 29 novembre 2012, 509/2012/E/com).

In particolare, il coinvolgimento della Guardia di Finanza si conferma, ormai da anni, essenziale, sia nello svolgimento degli accertamenti quando siano previsti contributi pubblici e oneri generali di sistema, sia nell'attività di vigilanza sul divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo (c.d. *Robin Hood Tax*), anche in relazione alle peculiarità istituzionali del Corpo, quale organo di polizia economica e finanziaria.

Verifiche ispettive svolte nell'anno 2013

Nell'anno 2013 sono state effettuate 135 verifiche ispettive, a fronte di 130 complessivamente svolte nell'annualità precedente (Tav. 5.3). Delle 135 verifiche ispettive, 107, ossia circa il 79%, sono state

TAV. 5.3

Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2008-2013

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Qualità del servizio	76	79	90	87	87	87
Tutela dei consumatori	-	-	5	1	-	-
Distribuzione e vendita del gas	33	8	-	-	-	-
Tariffe e *unbundling*	1	4	3	6	3	2
Robin Hood Tax	-	10	-	-	-	-
Mercati all'ingrosso e *retail*	-	6	-	7	-	-
Connessione impianti di produzione	-	-	-	2	5	18
Efficienza energetica	3	-	-	-	-	-
Impianti incentivati	5	14	22	31	35	28
TOTALE	118	121	120	134	130	135
Di cui in collaborazione con:						
Guardia di Finanza - Nucleo speciale tutela mercati	113	107	100	103	95	107
Stazione sperimentale per i combustibili	57	60	62	56	63	59
Cassa conguaglio per il settore elettrico	5	14	8	-	3	2
Gestore dei servizi energetici	-	-	14	31	37	38

Fonte: AEEGSI.

svolte in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, praticamente in tutti i segmenti di indagine. Delle 107 verifiche svolte in collaborazione con la Guardia di Finanza, 59 hanno riguardato controlli tecnici effettuati anche in collaborazione con la Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria - Stazione sperimentale per i combustibili.

Il GSE ha svolto in avvalimento 28 verifiche nel settore degli impianti di produzione incentivati e ha collaborato con l'Autorità per ulteriori dieci verifiche ispettive nel campo dei controlli sull'effettiva entrata in esercizio di impianti fotovoltaici ai fini degli incentivi del IV Conto energia.

La CSSE ha collaborato con l'Autorità nel campo delle integrazioni tariffarie alle Imprese elettriche minori.

Le verifiche ispettive effettuate in materia di impianti di produzione elettrica incentivati - con l'avvalimento della CCSE fino al 30 giugno 2010, ai sensi della delibera 22 aprile 2004, n. 60, e del GSE, ai sensi della delibera GOP 71/09, dall'1 luglio 2010 - ammontano, a partire dal 2005 e fino al 31 dicembre 2013, a 236 impianti, per una potenza installata complessiva di circa 17.500 MW. In esito a tali verifiche, a partire dal 2005 sono state avviate azioni di recupero amministrativo di incentivazioni indebitamente percepite per circa 318 milioni di euro. Di questi, 158,9 milioni di euro sono già stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti e portati a riduzione delle bollette (Conto A_3), inclusi 32 milioni di euro per i quali è ancora pendente, presso il Consiglio di Stato, l'esito del contenzioso. I recuperi amministrativi operati, essendo relativi a maggiori oneri posti a carico del sistema elettrico e indebitamente percepiti, vanno a riduzione delle bollette elettriche e contribuiscono a ridurre il fabbisogno, attuale e prospettico, nel senso che producono effetti anche nei periodi successivi a quelli oggetto di accertamento, dell'onere generale di sistema più rilevante oggi gravante sulla bolletta elettrica (componente tariffaria A_3).

Nel corso del 2013 sono stati altresì avviati controlli in un nuovo segmento d'indagine, in materia di qualità della trasmissione elettrica, al fine di verificare la corretta applicazione della normativa e con particolare riferimento sia agli obblighi di registrazione delle disalimentazioni, sia al calcolo degli indicatori di energia non servita. Nei primi mesi del 2014, oltre all'avvio di programmi di verifiche ispettive su temi già oggetto di controlli negli scorsi anni, l'Autorità ha approvato una delibera che prevede controlli sulle tariffe applicate nel servizio idrico e sulla restituzione della remunerazione del capitale investito. Si tratta in questo caso del primo ciclo di verifiche ispettive avviate nel settore dei servizi idrici. Le verifiche ispettive nel settore idrico hanno l'obiettivo, in particolare, di accertare la correttezza e la coerenza dei dati utilizzati dai gestori per definire le tariffe dell'acqua per il biennio 2012-2013, l'efficienza del servizio di installazione e di gestione del contatore, nonché il rispetto dei criteri e delle procedure indicati dall'Autorità per la restituzione ai clienti della quota di remunerazione del capitale investito per il periodo 21 luglio 2011- 31 dicembre 2011, abolita dal referendum. Anche questa campagna verrà realizzata in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza.

TAV. 5.4

Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2008-2013

ARGOMENTO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Qualità del servizio						
Continuità del servizio elettrico	12	8	16	10	5	7
Incentivi per misuratori elettronici	-	-	-	-	-	4
Qualità del trasporto elettrico	-	-	-	3	4	1
Qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)	57	60	62	56	63	59
Qualità commerciale della distribuzione del gas	4	-	-	-	-	-
Sicurezza gas	3	5	5	7	6	6
Servizio pronto intervento gas	-	6 + CT[A]	7 + CT[A]	11 + CT[A]	9 + CT[A]	10 + CT[A]
Tutela consumatori						
Qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale	-	-	5	1	-	-
Distribuzione e vendita del gas						
Libero accesso al servizio e condizioni economiche di fornitura	-	6	-	-	-	-
Verifica applicazione coeff. K di correzione dei volumi	33	2	-	-	-	-
Tariffe e *unbundling*						
Distribuzione gas	-	-	-	3	-	-
Distribuzione energia elettrica	1	3	3	-	-	-
Integrazione tariffaria alle Imprese elettriche minori	-	1	-	-	3	2
Unbundling e tariffe elettriche	-	-	-	2	-	-
Unbundling e tariffe di stoccaggio del gas naturale	-	-	-	1	-	-
Robin Hood Tax						
Vigilanza sul divieto di traslazione dell'addizionale Ires di cui alla legge n. 133/08	-	10	-	-	-	-
Mercati all'ingrosso e *retail*						
Elenco dei venditori di energia elettrica	-	CD[B]	CD[B]	-	-	-
Messa a disposizione da parte dei distributori di energia elettrica dei dati di consumo nei confronti delle imprese di vendita	-	6	-	-	-	-
Impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammessi alla reintegrazione dei costi	-	-	-	7	-	-
Connessione impianti di produzione						
Condizioni di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione	-	-	-	2	3	3
Effettiva entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici ai fini degli incentivi del IV Conto energia	-	-	-	-	2	15
Efficienza energetica						
Verifica dei progetti di risparmio energetico	3	-	-	-	-	-
Impianti incentivati						
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	5	14	22	31	35	28
TOTALE	118	121	120	134	130	135

(A) CT = controlli telefonici.
(B) CD = controlli documentali.

Fonte: AEEGSI.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di dati di continuità del servizio

Nel periodo giugno-luglio 2013 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, sette verifiche ispettive, ai sensi della delibera 22 maggio 2013, 219/2013/E/eel, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio.

Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al Titolo 2 del *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* (TIQE);
- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità nell'anno 2013, di cui al Titolo 3 del TIQE, anche ai fini di quanto previsto dagli artt. 28, 29, 30, 31 e 32 del Titolo 4 del medesimo TIQE.

Le verifiche ispettive sulla corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni e sul calcolo degli indicatori di continuità del servizio sono state effettuate presso le sedi dei centri di telecontrollo degli esercenti e hanno interessato quattro esercizi di una grande impresa di distribuzione e tre medie imprese di distribuzione. Gli esercizi e le imprese oggetto di verifica sono stati individuati a campione e la metodologia di registrazione delle interruzioni è stata verificata tramite il controllo delle interruzioni relative all'anno 2012, anch'esse scelte a campione.

Per tutti gli esercizi e le imprese di distribuzione, l'applicazione, al campione di interruzioni verificate nel corso dei sopralluoghi, dell'Indice di precisione (IP), dell'Indice di correttezza (IC) e dell'Indice di sistema di registrazione (ISR) ha evidenziato valori degli Indici compresi nelle fasce di tolleranza.

Con la delibera 31 ottobre 2013, 478/2013/R/eel, l'Autorità ha pertanto determinato gli incentivi e le penalità complessivi per l'anno 2012 per le imprese di distribuzione dell'energia elettrica, ai sensi del TIQE, tra cui le suddette quattro imprese.

L'esito dei controlli è risultato soddisfacente e, come già per il 2012, conferma i miglioramenti apportati dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica nella registrazione delle interruzioni.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 5.5.

TAV. 5.5

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio

Giugno-Luglio 2013

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
Quattro esercizi di una grande impresa	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Verificati 12 ambiti, tutti con esito positivo.
Tre medie imprese	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Verificati sei ambiti, tutti con esito positivo.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici dell'energia elettrica cui è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione

Nel periodo febbraio-aprile 2013 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, quattro verifiche ispettive, ai sensi della delibera 7 febbraio 2013, 49/2013/E/eel, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica, cui è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione, coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione.

Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione degli obblighi di registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione, coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione, secondo quanto disposto dal TIQE.

Le verifiche ispettive hanno interessato una grande impresa distributrice e tre medie imprese distributrici dell'energia elettrica.

Le verifiche ispettive sono state effettuate per mezzo di un controllo procedurale della visione e dell'acquisizione di elementi documentali e informativi, relativi ai dati di continuità del servizio comunicati all'Autorità negli anni 2011 e/o 2012, in conformità agli artt. da 9 a 12 dell'Allegato A alla delibera 10 dicembre 2009, ARG/elt 190/09.

Per una media impresa di distribuzione l'esito è stato conforme.

Per una grande impresa è stato riscontrato un errore materiale nella dichiarazione del numero dei misuratori elettronici installati. Con la delibera 30 maggio 2013, 228/2013/R/eel, l'Autorità ha pertanto disposto la restituzione parziale dell'incentivo erogato alla suddetta grande impresa.

Per due medie imprese sono state riscontrate violazioni in materia di registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione, coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione. Con le delibere 4 luglio 2013, 289/2012/R/eel e 290/2012/R/eel, l'Autorità ha pertanto disposto la restituzione integrale dell'incentivo erogato alle suddette due medie imprese.

L'elenco delle verifiche ispettive effettuate è riportato nella tavola 5.6.

TAV. 5.6

Verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di energia elettrica alle quali è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione

Febbraio-Aprile 2013

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa Tre medie imprese	Verifica della corretta applicazione da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica degli obblighi di registrazione dei clienti BT, coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione.	Verificata la corretta registrazione di clienti BT interrotti tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione, per una media impresa. Riscontrato un errore materiale nella dichiarazione del numero dei misuratori elettronici installati per una grande impresa e disposta la restituzione parziale dell'incentivo erogato. Riscontrate violazioni per due medie imprese in materia di registrazione di clienti BT interrotti tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione e disposta la restituzione dell'incentivo erogato. Importo complessivo degli incentivi restituiti dalle imprese: 215.000 €.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio

Nel mese di ottobre 2013 è stata effettuata dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 19 settembre 2013, 398/2013/E/eel, nei confronti del gestore del servizio di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio.

L' ispezione aveva lo scopo di accertare la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni, di cui al Titolo 8 dell'Allegato A alla delibera 30 dicembre 2004, n. 250, del Capitolo 11 del Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete, di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004 (Codice di rete), come verificato positivamente dall'Autorità e dall'Allegato A.54 al Codice di rete;
- del calcolo degli indicatori di energia non servita, comunicati all'Autorità nell'anno 2013, di cui al Titolo 2 dell'Allegato A alla delibera ARG/elt 197/11, *Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015*, anche ai fini di quanto disciplinato dall'art. 8 del medesimo Allegato.

Nel corso della verifica ispettiva sono state riscontrate alcune anomalie nelle registrazioni delle interruzioni.

Con la delibera 20 marzo 2014, 118/2014/R/eel, tenuto conto degli esiti della verifica svolta, sono stati determinati i premi relativi alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2012.

Gli esiti della verifica ispettiva sono sintetizzati nella tavola 5.7.

TAV. 5.7

Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio
Ottobre 2013

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO	MOTIVAZIONE	ESITO
Impresa di trasmissione elettrica	Verifica della corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni e del calcolo degli indicatori di energia non servita.	Riscontrate alcune anomalie nelle registrazioni delle interruzioni. Determinazione dei premi per la qualità del servizio di trasmissione elettrica per l'anno 2012.

Fonte: AEEGSI.

Controlli tecnici nei confronti di imprese di distribuzione gas in materia di qualità del gas

Nel periodo 1 gennaio 2013 - 31 dicembre 2013 sono stati eseguiti, dai militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e dal personale della Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria - Stazione sperimentale per i combustibili, 59 controlli sulla qualità del gas presso 47 imprese di distribuzione, ai sensi delle delibere 12 luglio 2012, 291/2012/E/gas (per il periodo gennaio 2013 - aprile 2013), e 25 luglio 2013, 324/2013/E/gas (per il periodo ottobre 2013 - dicembre 2013).

Tali controlli, svolti senza preavviso, consistono in prelievi di gas effettuati sulla rete di distribuzione, al fine di verificare i principali parametri di qualità del gas fornito ai clienti finali, che sono: il grado di odorizzazione, il potere calorifico superiore e la pressione di fornitura.

La legge 6 dicembre 1971, n. 1083, impone ai distributori, per il gas naturale, e ai produttori, per gli altri tipi di gas, l'obbligo di odorizzare il gas. L'Ente nazionale italiano di unificazione (UNI), attraverso il Comitato italiano gas (CIG), ha emanato le norme tecniche per la corretta odorizzazione del gas.

La mancata o insufficiente odorizzazione del gas comporta responsabilità penali per i soggetti che non hanno rispettato la normativa.

I prelievi del gas sono effettuati, dalla Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria - Stazione sperimentale per i combustibili, all'uscita dei gruppi di riduzione finale in bassa pressione non dotati di impianto di odorizzazione e collocati in posizione distante dai punti di alimentazione della rete di distribuzione; il controllo sul grado di odorizzazione e sul potere calorifico superiore del gas viene eseguito mediante analisi gascromatografiche sul campo, eventualmente integrate da analisi di laboratorio nei casi dubbi, mentre quello sulla pressione di fornitura del gas viene eseguito in loco mediante manometro.

Nel corso dei 59 controlli effettuati è stato accertato in loco, e confermato anche dalle successive analisi di laboratorio, un solo caso di insufficiente grado di odorizzazione.

Gli esiti dei controlli tecnici sono sintetizzati nella tavola 5.8.

TAV. 5.8

Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas
Gennaio-Dicembre 2013

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
59 controlli, di cui: - 22 su impianti di 13 grandi imprese; - 20 su impianti di 18 medie imprese; - 17 su impianti di 16 piccole imprese.	Controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo e alla pressione di fornitura del gas.	Risultati dei prelievi nella norma per 13 grandi, 18 medie e 15 piccole imprese. Accertato un caso di non conformità del grado di odorizzazione del gas per una piccola impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di recuperi di sicurezza del servizio

Nel periodo luglio-ottobre 2013 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, sei verifiche ispettive, ai sensi della delibera 30 maggio 2013, 234/2013/E/gas, nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di recuperi di sicurezza del servizio.

Le ispezioni avevano lo scopo di verificare la corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione di gas naturale, degli obblighi di cui alla delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2009-2012* (TUDG), e, in particolare, dell'Allegato Parte I - *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RQDG) che, all'art. 32, regola il sistema degli incentivi per i miglioramenti della sicurezza del servizio. Tale disciplina prevede che gli incentivi siano corrisposti alle imprese sulla base di due distinte componenti, correlate rispettivamente all'odorizzazione e alla riduzione delle dispersioni del gas.

Le verifiche ispettive sui dati di sicurezza delle reti di distribuzione hanno interessato cinque grandi e una media impresa.

Le ispezioni sono state effettuate controllando elementi documentali e informativi relativi ai dati di sicurezza del servizio comunicati all'Autorità, con riferimento all'assetto degli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa, al pronto intervento, all'odorizzazione, alle dispersioni e a eventuali incidenti da gas combustibile verificatisi sugli impianti di distribuzione.

L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di accertare il rispetto, per l'anno 2012, dei requisiti di cui alla RQDG, per tutte le imprese sottoposte a verifica.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 5.9.

TAV. 5.9

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di recuperi di sicurezza del servizio

Luglio-Ottobre 2013

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
Cinque grandi imprese Una media impresa	Verifica della corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione di gas, degli obblighi di cui all'art. 32 della RQDG.	Verificata la corretta attuazione dell'art. 32 della RQDG per cinque grandi imprese e una media impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel periodo aprile-maggio 2013 sono stati effettuati, dai militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 50 controlli telefonici, nei confronti di 50 imprese distributrici di gas, previsti dalla delibera 14 febbraio 2013, 59/2013/E/gas, mediante chiamate al servizio di pronto intervento. Sono state altresì effettuate, nel periodo giugno-ottobre 2013, le successive verifiche ispettive con sopralluogo presso dieci imprese, individuate tra le suddette 50, in base agli esiti dei controlli già realizzati mediante chiamate telefoniche.

I controlli telefonici avevano lo scopo di verificare le modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice. L'attività si è svolta, in via preliminare, con la verifica della corrispondenza del numero di pronto intervento comunicato dalle imprese distributrici all'Autorità con quello indicato sul sito internet delle imprese stesse e, quindi, con la verifica delle effettive funzionalità e accessibilità del centralino di pronto intervento, tramite chiamate telefoniche senza preavviso ai numeri indicati dagli operatori, eseguite in giorni feriali e festivi, in orario diurno e notturno.

Le successive dieci verifiche ispettive, in esito ai controlli telefonici, avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas, delle disposizioni dell'Autorità in materia di pronto intervento, così come previsto dalla delibera ARG/gas 120/08 e, in particolare, dall'Allegato RQDG.

Le verifiche ispettive in materia di pronto intervento hanno

interessato sei medie imprese e quattro piccole imprese. Le ispezioni sono state effettuate controllando elementi documentali e informativi relativi ai dati di sicurezza del servizio comunicati all'Autorità, con riferimento, in particolare, al servizio di pronto intervento, mediante l'ascolto e l'eventuale acquisizione di registrazioni vocali di chiamate pervenute al centralino di pronto intervento.

L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di accertare l'adeguatezza del servizio di pronto intervento per una media e per una piccola impresa distributrice, mentre per tre medie e cinque piccole imprese ha evidenziato l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento, in violazione degli obblighi previsti dall'art. 25 della RQDG, di cui alla delibera ARG/gas 120/08.

Con le delibere 12 dicembre 2013, 570/2013/S/gas, 19 dicembre 2013, 596/2013/S/gas e 597/2013/S/gas, 13 febbraio 2014, 50/2014/S/gas, 20 febbraio 2014, 61/2014/S/gas, 6 marzo 2014, 92/2014/S/gas, 13 marzo 2014, 102/2014/S/gas, e 27 marzo 2014, 126/2014/S/gas, l'Autorità ha pertanto avviato otto istruttorie formali nei confronti delle suddette imprese di distribuzione, che potrebbero concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, ovvero con l'accettazione di eventuali impegni presentati dalle imprese.

Nel corso dei primi mesi del 2014, due delle suddette imprese hanno presentato, ai sensi del regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni (Allegato A alla delibera 14 giugno 2012, 243/2012/E/com), oltre che con riferimento al procedimento avviato con le delibere 570/2013/S/gas e 596/2013/S/gas, alcune proposte di impegni che sono attualmente in fase di valutazione da parte dell'Autorità.

Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 5.10.

TAV. 5.10

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento
Aprile-Maggio 2013

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
Controlli telefonici: 50 imprese, di cui: otto grandi imprese; 16 medie imprese; 26 piccole imprese.	Verifica delle modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice, mediante chiamate al servizio di pronto intervento.	Verificate criticità nelle modalità di accesso al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice per quattro medie imprese e sei piccole imprese.
Verifiche ispettive: quattro medie imprese, sei piccole imprese.	Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento gas ai sensi della RQDG, di cui alla delibera ARG/gas 120/08.	Verificato il corretto funzionamento del servizio di pronto intervento per una media impresa e una piccola impresa. Verificata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento presso tre medie imprese e cinque piccole imprese; avviate otto istruttorie formali sanzionatorie nei confronti delle suddette.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

Verifiche ispettive in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie nei confronti di Imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Nel corso del 2013, con l'effettuazione dell'ultima verifica ispettiva, è stato completato il programma avviato con la delibera 24 maggio 2012, 218/2012/E/eel, nei confronti di Imprese elettriche minori non trasferite all'Enel (IEM) in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie.

Con la delibera 14 novembre 2013, 513/2013/E/eel, l'Autorità ha inoltre approvato un ulteriore programma di sei verifiche ispettive nei confronti delle medesime imprese, da eseguire nel corso dei successivi 18 mesi, di cui la prima è stata effettuata nel corso del 2013. Entrambe le citate verifiche sono state realizzate dall'Autorità e dalla CCSE, con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza.

Le ispezioni hanno lo scopo di verificare tra l'altro:

- la corretta rilevazione e la giusta attribuzione di costi e ricavi al servizio elettrico oggetto di integrazione tariffaria, anche in

relazione alle dichiarazioni rese dai legali rappresentanti delle imprese;

- la presenza di sussidi incrociati tra attività oggetto di integrazione tariffaria e altre attività svolte dalle società, nonché le modalità di affidamento diretto di contratti di servizio e appalto a società appartenenti o collegate al medesimo gruppo societario;
- la corretta applicazione della vigente normativa relativa alle reti di distribuzione, in particolare quella riguardante la valorizzazione delle perdite, l'installazione dei misuratori e le modalità di prestazione del servizio di misura;
- lo stato di efficienza dei sistemi di produzione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, anche mediante sopralluogo.

Le verifiche ispettive hanno interessato due imprese e, nel corso delle ispezioni, sono stati controllati in particolare i documenti di fatturazione, i contratti di fornitura dell'energia elettrica, le dichiarazioni relative ai ricavi ammessi, le modalità di fornitura del combustibile e i relativi costi, compresi quelli di trasporto, i contratti per servizi, i crediti e i debiti e l'efficienza dei sistemi di produzione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Per entrambe le imprese è stata accertata la correttezza delle dichiarazioni rilasciate e della documentazione prodotta nell'ambito del processo istruttorio, finalizzato al riconoscimento delle integrazioni tariffarie spettanti; tuttavia, per una impresa sono emerse criticità relative a un diffuso fenomeno di furti di energia, in merito ai quali l'Autorità ha provveduto a proporre una segnalazione alla polizia giudiziaria.

TAV. 5.11

Verifiche ispettive in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie nei confronti di Imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Maggio-Dicembre 2013

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
Due piccole imprese	Verifica delle dichiarazioni rilasciate e della documentazione prodotta al fine del riconoscimento delle integrazioni tariffarie.	Verificata la correttezza delle dichiarazioni rilasciate e della documentazione prodotta nell'ambito del processo istruttorio finalizzato al riconoscimento delle integrazioni tariffarie spettanti per due piccole imprese. In esito a una verifica, sono state segnalate alla Guardia di Finanza criticità connesse con un diffuso fenomeno di furti di energia.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione

Nel periodo maggio-novembre 2013, sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 14 febbraio 2013, 60/2013/E/eel, nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.

Le verifiche ispettive avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione del TICA da parte dei gestori di rete, con particolare riferimento ai tempi della messa a disposizione del preventivo e/o della realizzazione della connessione; inoltre, i controlli avevano lo scopo di verificare il contenuto delle soluzioni tecniche minime generali e dei preventivi per la connessione, nonché le tempistiche di erogazione degli indennizzi automatici.

Le verifiche ispettive hanno interessato tre grandi imprese di distribuzione elettrica. Le ispezioni sono state effettuate controllando elementi documentali e informativi relativi all'iter procedurale di connessione con la rete, inclusa la corretta corresponsione degli indennizzi da riconoscere in caso di ritardo, anche con riferimento a singole pratiche individuali.

Per tre grandi imprese i controlli hanno evidenziato il rispetto del TICA.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 5.12.

TAV. 5.12

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete di impianti di produzione

Maggio-Novembre 2013

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre grandi imprese	Verifica della corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione, del TICA.	Verificata la corretta attuazione del TICA per tre grandi imprese.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese titolari di impianti di produzione fotovoltaici in materia di connessione con la rete elettrica

Nel periodo gennaio-luglio 2013 si è concluso il programma di verifiche ispettive avviato nel 2012 e approvato con la delibera 6 dicembre 2012, 523/2012/E/efr, nei confronti di imprese titolari di impianti di produzione fotovoltaici, in materia di connessione con la rete elettrica. Le ispezioni sono state svolte in collaborazione con il GSE e il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza.

Le attività di verifica si sono rese necessarie a seguito di alcune segnalazioni del GSE, ossia dell'organismo che eroga gli incentivi per la produzione di energia da fonte rinnovabile, che aveva riscontrato impianti fotovoltaici per i quali risultava attivata la connessione con la rete (condizione necessaria per l'entrata in esercizio) entro il 27 agosto 2012, data limite per accedere all'incentivo del IV Conto energia[3], ma relativamente ai quali, al 30 novembre 2012, non risultavano ancora pervenute le relative richieste di incentivo.

Poiché il ritardo nella presentazione della richiesta di incentivo comporta la perdita dell'incentivo medesimo sull'energia prodotta prima della presentazione della richiesta e l'esclusione dell'intero ammontare degli incentivi (20 anni) in caso di dichiarazione mendace, l'Autorità ha ritenuto opportuno verificare i motivi in base ai quali un operatore, titolare di un impianto in esercizio e con diritto agli incentivi previsti dal IV Conto energia - tra l'altro più elevati rispetto a quelli fissati nel V Conto energia - ritardasse a presentare la domanda, con conseguente danno economico. Una delle possibili spiegazioni poteva essere che l'impianto non era stato realmente completato e connesso con la rete entro la data limite del 27 agosto 2012.

Le verifiche ispettive, pertanto, hanno riguardato le procedure di connessione con la rete e di entrata in esercizio degli impianti, con lo scopo di accertare:

- la correttezza delle informazioni inserite nel data base GAUDÌ (sistema di gestione dell'anagrafica unica degli impianti di produzione) gestito da Terna, con particolare riferimento alla data di completamento dei lavori;
- la corretta applicazione delle regole di connessione con la rete, con particolare riferimento al rispetto delle procedure relative all'entrata in esercizio.

Le verifiche del 2013 hanno interessato 15 imprese titolari di 19 impianti di produzione, per una potenza nominale pari a 6.058 kW complessivi.

Le ispezioni sono state effettuate sia controllando elementi documentali e informativi relativi all'iter procedurale di connessione con la rete e di entrata in esercizio degli impianti, nonché alla effettiva e completa realizzazione degli impianti (fatture e documenti di trasporto, documenti di collaudo e di attivazione della connessione), sia visionando gli impianti oggetto di verifica.

I controlli hanno permesso di verificare la correttezza delle informazioni inserite nel data base GAUDÌ e dell'applicazione delle regole di connessione per 13 imprese.

Per due imprese, invece, è risultato che gli impianti fotovoltaici, per i quali erano state richieste le connessioni, non erano stati realizzati o erano stati realizzati solo in parte. Gli Uffici dell'Autorità

3 Decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, del 5 maggio 2011, *Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.*

hanno trasmesso le conseguenti segnalazioni all'autorità giudiziaria per false dichiarazioni. A fronte di tali verifiche è emersa, altresì, la condotta illegittima del gestore di rete per avere omesso di effettuare i dovuti controlli e per aver dato seguito alla procedura per l'attivazione della connessione per la potenza dichiarata, nonostante gli impianti non fossero stati completati.

Nei confronti del gestore di rete è stato avviato, con la delibera 25 luglio 2013, 325/2013/S/eel, un procedimento sanzionatorio per l'accertamento di violazioni in materia di connessione con la rete elettrica di impianti fotovoltaici.

Gli esiti delle verifiche ispettive svolte nel corso del 2013 sono sintetizzati nella tavola 5.13.

TAV. 5.13

Verifiche ispettive nei confronti di imprese titolari di impianti di produzione fotovoltaici in materia di connessione con la rete elettrica

Gennaio-Luglio 2013

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO	MOTIVAZIONE	ESITO
15 imprese titolari di 19 impianti di produzione fotovoltaici	Verifica della correttezza delle informazioni presenti nel data base GAUDÌ e dell'applicazione delle regole di connessione con la rete (TICA), con particolare riferimento alla data di entrata in esercizio.	Verificata la correttezza delle informazioni inserite nel data base GAUDÌ e la corretta applicazione delle regole di connessione previste dal TICA per 13 imprese. Verificata la mancata realizzazione di impianti fotovoltaici per i quali era stata richiesta la connessione per due imprese. Segnalazione all'autorità giudiziaria. Avvio sanzionatorio nei confronti di un gestore di rete per l'accertamento di violazioni in materia di connessione con la rete di impianti fotovoltaici (TICA)

Fonte: AEEGSI.

Verifiche ispettive sugli impianti di produzione di energia elettrica incentivata

In considerazione della rilevanza economica degli oneri posti a carico del sistema elettrico dai meccanismi di incentivazione destinati alle fonti rinnovabili, alle c.d. "fonti assimilate" e agli impianti di cogenerazione, sin dal 2004 l'Autorità ha deciso di intensificare e di estendere le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione incentivati, avvalendosi della CCSE ai sensi della delibera n. 60/04. La legge n. 99/09 prevede che l'Autorità si avvalga del GSE per lo svolgimento delle attività tecniche sottese all'accertamento e alla verifica dei costi posti a carico dei clienti, come maggiorazioni e ulteriori componenti del prezzo finale dell'energia elettrica. Con la delibera GOP 71/09, l'Autorità ha dato attuazione alla suddetta disposizione di legge, individuando le attività oggetto di avvalimento, mentre con la delibera GOP 43/10 ha disposto la costituzione, presso il GSE, di un comitato di esperti e il trasferimento al GSE dell'albo dei componenti dei nuclei ispettivi, costituito presso la CCSE. Il Disciplinare di avvalimento, approvato con la delibera GOP 71/09, è stato rinnovato ed esteso al triennio 2013-2015 con la delibera 509/2012/E/com.

Queste attività di verifica sono state effettuate dalla CCSE dal 2005 fino al 30 giugno 2010 e, successivamente, dal GSE, direttamente o in collaborazione con l'Autorità, attraverso sopralluoghi e accertamenti presso 236 impianti, per una potenza installata complessiva di circa 17.500 MW, di cui il 37,7% costituito da impianti assimilati, il 55% da impianti cogenerativi puri e il 7,4% da impianti alimentati da fonti rinnovabili (Tav. 5.14). A fronte di una elevata complessità della materia oggetto dei controlli, negli anni si è confermata l'efficacia delle forme di collaborazione adottate con la CCSE e il GSE che, attraverso il Comitato di esperti e la costituzione di un albo selezionato dei componenti dei nuclei ispettivi, ha visto la collaborazione delle migliori università e dei più accreditati esperti del settore. Dal punto di vista della tipologia del trattamento incentivante riconosciuto, le verifiche ispettive hanno riguardato i seguenti segmenti:

- 67 impianti assimilati, per una potenza installata pari a 6.622 MW, dei quali 41 impianti titolari di convenzioni di cessione destinata CIP6, otto impianti con convenzioni ex provvedimento CIP n. 34/90 e 18 impianti con cessioni di eccedenze. Di tutti questi, 36 impianti, per una potenza complessiva pari a 4.444 MW, hanno richiesto anche il riconoscimento della condizione di cogenerazione ai sensi della delibera 19 marzo 2002, n. 42;

- 85 impianti cogenerativi, per una potenza pari a 9.670 MW;
- 84 impianti rinnovabili, per una potenza pari a circa 1.272 MW, di cui 19 alimentati a biomasse, 33 a rifiuti, 25 a biogas, oltre a sei impianti eolici e a un impianto idroelettrico a bacino.

Con la delibera 19 dicembre 2013, 599/2013/E/efr, è stato approvato il Piano delle verifiche che il GSE dovrà svolgere, in avvalimento da parte dell'Autorità, sugli impianti di produzione incentivati e cogenerativi nel corso del 2014. Con il completamento di tale programma, sarà stata assoggettata a verifica la quasi totalità sia degli impianti incentivati con il provvedimento CIP6 ancora in esercizio e/o con convenzione risolta anticipatamente o in via di risoluzione anticipata, sia degli impianti cogenerativi ai sensi della delibera dell'Autorità n. 42/02, la cui vigenza è terminata con le produzioni dell'anno 2010.

TAV. 5.14

Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte in collaborazione con la CCSE e il GSE

Gennaio 2005 - 31 dicembre 2013

TIPOLOGIA DI IMPIANTI	IMPIANTI ASSIMILATI			DI CUI ANCHE COGENERATIVI		
	Numero	MW	Quota	Numero	MW	Quota
Assimilati CIP6	41	5.373	30,6%	24	3.966	22,6%
Assimilati ex CIP n. 34/90	8	961	5,5%	4	386	2,2%
Assimilati eccedenze	18	288	1,6%	8	92	0,5%
TOTALE ASSIMILATI	67	6.622	37,7%	36	4.444	25,3%
COGENERATIVI PURI	85	9.670	55,1%	-	-	-
TOTALE	152	-	-	-	-	-
IMPIANTI RINNOVABILI						
Biomasse	19	462	-	-	-	-
RSU	33	648	-	-	-	-
Biogas	25	45	-	-	-	-
Eolico	6	111	-	-	-	-
Idroelettrici a bacino	1	6	-	-	-	-
TOTALE RINNOVABILI	84	1.272	7,2%	-	-	-
TOTALE	236	17.564	100,0%	-	-	-
Di cui in avvalimento da parte della CCSE fino al 30 giugno 2010	130	9.351	53,2%	66	7.220	41,1%

Fonte: AEEGSI.

Gli accertamenti conclusi al 31 dicembre 2013 hanno consentito di avviare procedure per il recupero amministrativo di circa 318 milioni di euro, di cui il 61% connessi con importi indebitamente percepiti da impianti assimilati CIP6 e il 39% relativi al mancato acquisto di certificati verdi per impianti che non sono risultati cogenerativi.

Dei 318 milioni di euro relativi all'avvio di azioni di recupero amministrativo, 162,7 milioni di euro sono già stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti e portati a riduzione delle bollette, inclusi 32 milioni di euro relativi a un accertamento per il quale è ancora pendente il giudizio presso il Consiglio di Stato, con conseguente sgravio del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (componente A_3). Gli importi per i quali il recupero è stato avviato ma che non risultano ancora versati, in parte, sono oggetto di contenzioso presso il TAR Lombardia o il Consiglio di Stato e, in parte, sono non recuperabili o recuperabili non integralmente a causa di vicende legate alla vita societaria dei soggetti che dovrebbero procedere al loro versamento.

Molti dei recuperi avviati, essendo relativi a convenzioni aventi una durata residua significativa, sono destinati a produrre effetti

anche nei prossimi anni e per tutta la durata delle convenzioni pluriennali di cessione destinata, contribuendo così a ridurre anche per il futuro il fabbisogno del Conto A_3. Oltre ai recuperi amministrativi sopra citati, la campagna di accertamenti sugli impianti di produzione incentivati ha prodotto un rilevante effetto di *moral suasion*, inducendo un maggiore rispetto delle norme.

Attività di vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione dell'addizionale Ires

Il 27 dicembre 2013, l'Autorità, nell'ambito del compito affidatole dal decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, di vigilare sul rispetto del divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo (c.d. *Robin Hood Tax)*, ha trasmesso al Parlamento la sesta relazione sugli esiti dell'attività di monitoraggio, svolta con riferimento agli esercizi 2010-2012, sugli effetti derivanti dall'applicazione delle novità normative intervenute nel corso del 2013 e sullo stato del contenzioso in materia. L'Autorità ha posto particolare attenzione ai prezzi praticati dai soggetti vigilati prima e dopo l'applicazione della maggiorazione e l'ultimo rapporto ha evidenziato come una parte di essi abbia adottato politiche di prezzo che hanno generato un incremento dei margini non sufficientemente motivato.

Tuttavia, in caso di accertamento della violazione del divieto, non è stato attribuito all'Autorità alcun potere sanzionatorio, così come sostenuto anche dal TAR Lombardia e dal Consiglio di Stato, che hanno espressamente sancito l'esclusiva funzione di vigilanza e di referto al Parlamento dell'Autorità. Si segnala, infine, che il Consiglio di Stato, con le sentenze n. 516/2014 e n. 518/2014, ha preso atto che l'Autorità, nell'adottare la delibera 27 settembre 2012, 394/2012/E/rht, ha modificato, a favore delle imprese, i previgenti metodi di controllo e ha previsto oneri informativi meno gravosi per le stesse.

Effetti sulla vigilanza delle novità normative introdotte dal legislatore nel 2013

L'art. 5, comma 1, del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito nella legge 9 agosto 2013, n. 98, ha ampliato l'ambito di applicazione dell'addizionale Ires e, di conseguenza, la platea dei soggetti vigilati, attraverso la riduzione dei parametri del volume di ricavi e del reddito imponibile, rispettivamente a 3 milioni di euro e 300.000 €, in luogo dei precedenti valori fissati in 10 milioni di euro e in un milione di euro.

Successivamente, l'art. 11, comma 14, del decreto legge 31 agosto 2013, n. 101, ha stabilito che «*la vigilanza dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas si svolge mediante accertamenti a campione e si esercita nei confronti dei soli soggetti il cui fatturato è superiore al fatturato totale previsto dall'articolo 16, comma 1, prima ipotesi, della legge 10 ottobre 1990, n. 287*».

Alla luce delle suddette modifiche normative, l'Autorità ha previsto di intervenire sull'impianto regolatorio dell'attività di vigilanza, al fine di procedere a un nuovo riordino delle disposizioni finalizzato a:

- recepire il nuovo perimetro dei soggetti vigilati;
- definire un criterio di campionatura per procedere all'accertamento di possibili condotte traslative;
- stabilire nuove tempistiche e modalità per gli adempimenti previsti ai fini della vigilanza.

È stato, quindi, proposto un documento per la consultazione (601/2013/E/rht), ai fini di illustrare i criteri che l'Autorità intende adottare in materia e di ricevere le proposte e le osservazioni degli operatori interessati.

Provvedimenti di accertamento adottati in materia di traslazione

Nel corso del 2013 si sono conclusi gli ultimi cinque procedimenti individuali - sui complessivi 32 avviati a partire dal 2009 (Tav. 5.15) - con i quali l'Autorità ha sostenuto che «*non sussistono elementi sufficienti per accertare, in maniera coerente con i principi declinati dal TAR Lombardia (...), possibili condotte traslative da parte delle imprese*» e che, pertanto, terrà conto degli esiti del contenzioso al fine del possibile riesame dei provvedimenti stessi. In tal senso, si segnala che l'udienza di merito, fissata per il 25 giugno 2013, è stata rinviata dal Consiglio di Stato e non ancora fissata.

L'Autorità può esercitare il potere sanzionatorio solo nel caso di violazioni della regolazione con riguardo all'obbligo di fornire la documentazione necessaria ai fini della vigilanza. Nei casi in cui le imprese non hanno adempiuto agli obblighi informativi nei termini previsti, l'Autorità, nel corso del 2013, ha intimato ad adempiere con appositi provvedimenti (delibere 21 febbraio 2013, 70/2013/E/rht, e 19 dicembre 2013, 600/2013/E/rht) 53 società. A seguito delle suddette intimazioni ad adempiere, sono stati sino a oggi avviati 17 procedimenti sanzionatori (vedi il paragrafo "Procedimenti sanzionatori e prescrittivi"). Con decreto 14 marzo 2013, è stata rinviata *sine die* la pronuncia della Corte costituzionale in materia di legittimità costituzionale della norma che ha introdotto la c.d. *Robin Hood Tax*. Infine, all'inizio del 2014 la Commissione tributaria regionale della Lombardia, sezione distaccata di Brescia, ha proposto alla Consulta una nuova questione di legittimità sulla natura e sull'applicazione dell'addizionale Ires.

TAV. 5.15

Procedimenti individuali dal 2009 al 2013

	2009	2010	2011	2012	2013	TOTALE
Procedimenti individuali avviati	23	9	-	-	-	32
Conclusi	-	22	1	4	5	32

Attività di vigilanza svolta per gli esercizi 2010-2012

Nella *Relazione Annuale* sull'attività svolta nell'anno 2012, l'Autorità aveva illustrato i primi esiti delle verifiche eseguite sui dati contabili trasmessi dalle imprese vigilate per l'esercizio 2010. Dal rapporto era emerso che 199 dei 476 operatori vigilati presentavano un incremento del margine di contribuzione semestrale rispetto a periodi precedenti all'applicazione dell'addizionale Ires.

Come noto, la variazione del margine costituisce solo un primo indicatore che viene utilizzato dall'Autorità per indirizzare opportunamente i successivi approfondimenti.

Nella prima metà del 2013 sono state, quindi, approfondite le posizioni delle citate 199 imprese (di cui 105 appartenenti al settore dell'energia elettrica e del gas e 94 a quello petrolifero). In particolare, sono state inviate 87 richieste di motivazioni alle società che presentavano un significativo incremento del margine di contribuzione in uno o in entrambi i semestri del 2010.

Dall'esame delle risposte trasmesse agli Uffici, per 73 società le motivazioni proposte sono state ritenute non idonee a escludere una possibile traslazione della maggiorazione Ires.

Le motivazioni fornite sono state classificate in 11 "casistiche", al fine di cogliere eventuali fenomenologie di prezzo ricorrenti o comunque dinamiche aziendali comuni a più operatori vigilati.

TAV. 5.16

Motivazioni sottese all'incremento del margine dovuto ai maggiori prezzi praticati

1	Necessità di recuperare, nei prezzi praticati, i costi delle dilazioni di pagamento riconosciute ai clienti.
2	Necessità di recuperare, nei prezzi praticati, i costi del "rischio solvibilità" nei pagamenti.
3	Necessità di recuperare, nei prezzi praticati, le possibili perdite derivanti dalla volatilità dei prezzi di acquisto.
4	Intervenute migliori condizioni di approvvigionamento, ottenute diversificando i fornitori, e dichiarata "impossibilità" di adeguare, di conseguenza, i prezzi di vendita.
5	Intervenute migliori condizioni di approvvigionamento, dovute a modifiche delle condizioni contrattuali di acquisto, alle quali non è corrisposto un adeguamento dei prezzi di vendita.
6	Necessità di recuperare, nei prezzi praticati, un risultato economico "negativo" maturato nel periodo precedente all'introduzione dell'addizionale Ires.
7	Necessità di recuperare, nei prezzi praticati, costi operativi diversi da quelli comunicati all'Autorità e confluiti nelle analisi contabili (per esempio, quelli afferenti alla gestione straordinaria e finanziaria).
8	Incremento dei prezzi determinato da intervenute disposizioni di legge o da provvedimenti regolatori.
9	Necessità di aumentare i prezzi al fine di consolidare economicamente l'attività commerciale dell'impresa.
10	Proposte di elaborazioni contabili differenti da quelle prodotte dagli Uffici, anche mediante l'utilizzo di valori diversi da quelli trasmessi tramite il sistema informativo.
11	Intervenuta diversificazione della clientela, mediante il riposizionamento dell'impresa su segmenti che garantiscono una migliore marginalità.

L'addizionale Ires, dovuta nel 2010 dalle suddette società, rappresenta l'entità massima di una possibile traslazione e ammonta a 42,3 milioni di euro. Al momento, stante anche l'incertezza derivante dall'assenza di pronunce definitive del giudice amministrativo sulla correttezza della metodologia di analisi utilizzata, non è previsto alcun seguito istruttorio (avvio di procedimenti individuali). Tenuto conto che l'Autorità dispone delle informazioni contabili necessarie alle analisi dopo circa un anno dall'esercizio cui esse si riferiscono (le dichiarazioni fiscali vengono rese entro il 30 settembre successivo all'esercizio di riferimento), nel 2013 l'Autorità ha concentrato la propria attività di vigilanza sui dati relativi all'esercizio 2011.

Per questo esercizio, l'attività di vigilanza ha interessato anche 48 imprese attive nei settori delle infrastrutture energetiche a rete, per le quali il rispetto del divieto di traslazione è stato garantito dall'Autorità mediante il mancato riconoscimento della maggiore imposta in tariffa.

Dalle verifiche sui dati contabili comunicati, escludendo le sopramenzionate 48 società, è emersa la seguente situazione:

- per 144 società è stata riscontrata una variazione positiva del margine di contribuzione semestrale, riconducibile, almeno in parte, alla dinamica dei prezzi;
- per 147 società non sono emerse variazioni rilevanti ai fini della vigilanza (variazioni negative dei margini di contribuzione o variazioni positive attribuibili a maggiori volumi negoziati);
- 62 società rappresentano imprese di cui 23 non hanno prodotto reddito imponibile ai fini Ires, 15 sono state interessate da rilevanti variazioni dell'assetto societario, tali da rendere complesso e poco significativo il raffronto (fusioni, acquisizioni e cessioni di rami d'azienda), 24 non hanno dato corso agli adempimenti richiesti.

Per l'esercizio 2012, l'attività finora condotta dagli Uffici ha riguardato la verifica dei requisiti di assoggettamento all'addizionale Ires e l'esame preliminare dei dati contabili trasmessi dagli operatori al fine di valutarne la congruità e la completezza.

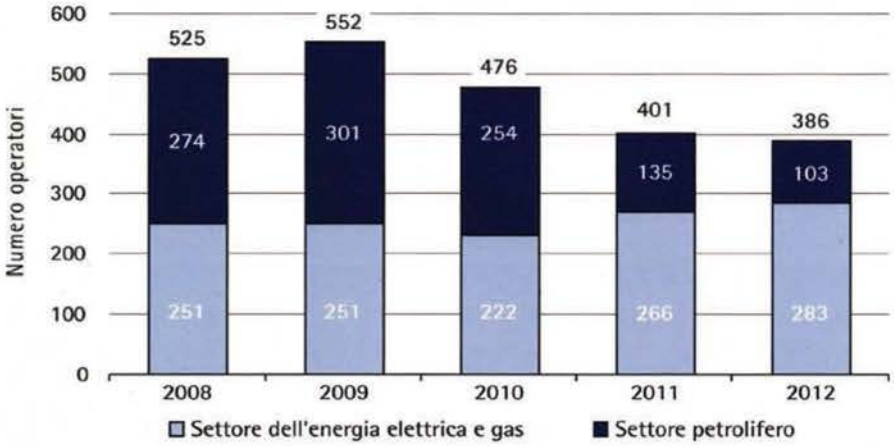
Gli operatori vigilati risultano circa 386, di cui circa 70 con un fatturato superiore alla c.d. "soglia antitrust" indicata dalla legge.

Nel corso del 2014 gli Uffici individueranno le società per le quali andrà predisposta una richiesta di motivazioni della variazione del margine.

Fig. 5.1

Operatori soggetti alla vigilanza RHT

Esercizi 2008-2012



Addizionale Ires di competenza degli esercizi 2011 e 2012

In base alle informazioni trasmesse dagli operatori, è stato possibile quantificare in 1.482 milioni di euro l'addizionale Ires di competenza dell'esercizio 2011, stimata in 1.457 milioni di euro nella precedente *Relazione Annuale*. L'incremento del dato definitivo è attribuibile sia al ritardo di alcuni operatori nel comunicare il dato fiscale, sia alle rettifiche avvenute a seguito dei controlli svolti dagli Uffici. La predetta addizionale è stata corrisposta per 1.272 milioni di euro da imprese operanti nel settore energia elettrica e gas (di cui 663 milioni di euro da imprese attive nei settori dei servizi a rete e delle fonti rinnovabili) e per 210 milioni di euro da imprese del settore petrolifero.

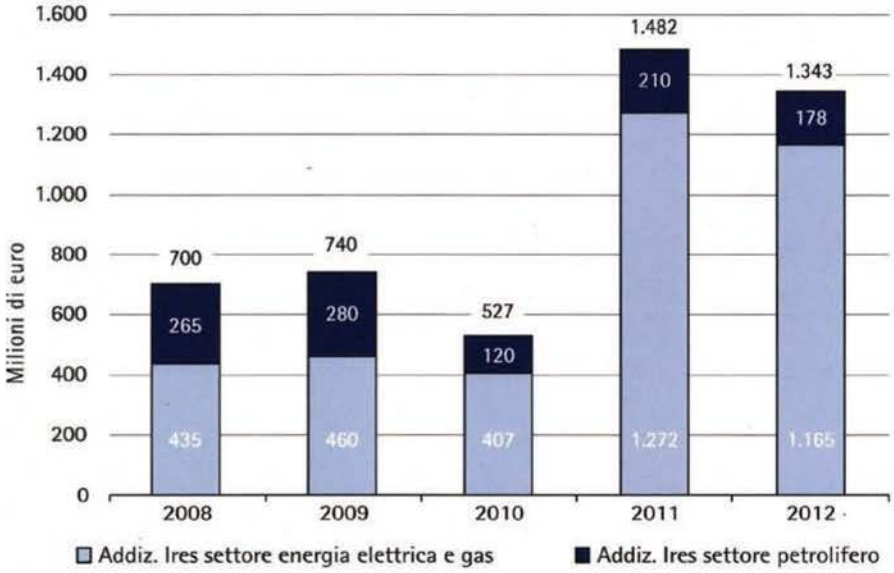
Per il 2012, una prima quantificazione dell'addizionale Ires di competenza dell'esercizio è risultata pari a 1.343 milioni di euro, di cui 1.165 milioni relativi a imprese del settore energia elettrica e gas (774 milioni di euro dovuti da imprese attive nei settori dei servizi a rete e delle fonti rinnovabili) e 178 milioni a imprese del settore petrolifero.

La diminuzione del gettito nel 2012, rispetto all'esercizio precedente, è attribuibile sostanzialmente a una ridotta redditività presentata dalle imprese di entrambi i settori.

Fig. 5.2

Addizionale Ires di competenza del settore energia elettrica e gas e del settore petrolifero

Esercizi 2008-2012



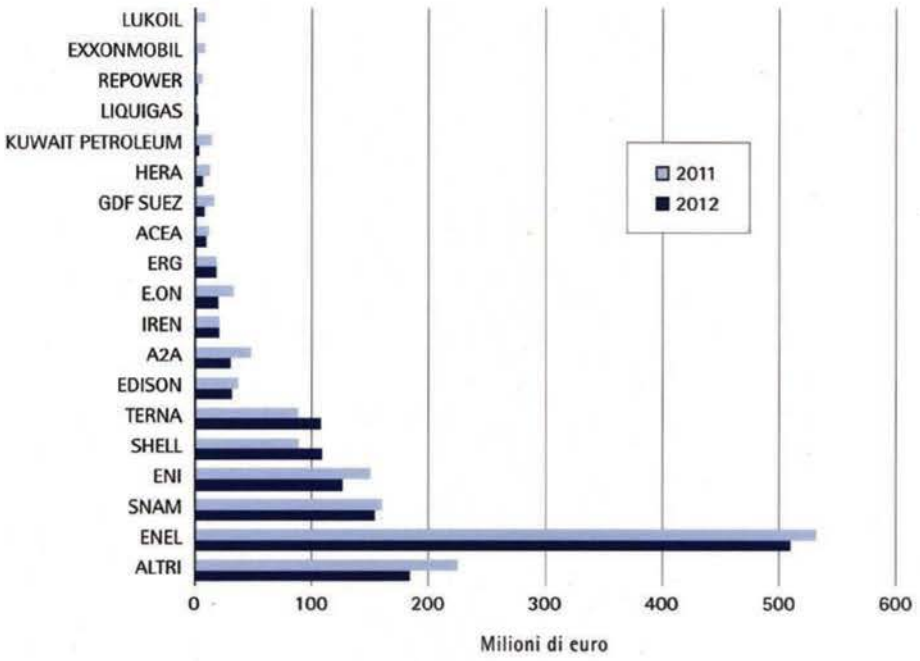


Fig. 5.3

Addizionale Ires dovuta dai principali soggetti vigilati
Esercizi 2011 e 2012

Mercati vigilati - Settore energia elettrica e gas e settore petrolifero

Il settore dell'energia elettrica e del gas include i soggetti vigilati che operano nella produzione e nella commercializzazione dell'energia elettrica e/o del gas naturale, nonché nella gestione delle relative infrastrutture. Il volume di ricavi complessivo, conseguito da questi operatori nell'esercizio 2012, ha evidenziato un incremento dell'1,98% rispetto al 2011. Considerando l'ammontare dell'addizionale Ires corrisposta dagli operatori del settore rispetto al volume di ricavi dagli stessi conseguito, si osserva che nel 2012 il rapporto si è ridotto di 0,07 punti percentuali rispetto al 2011, a riprova di una minore redditività presentata nel 2012.

TAV. 5.17

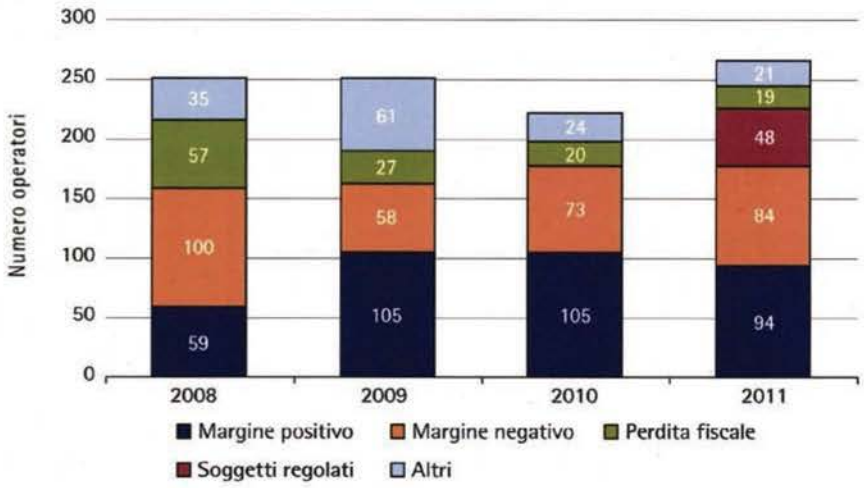
Volume di ricavi e addizionale Ires delle imprese del settore energia elettrica e gas
Milioni di euro

	2011	2012	Variazione 2012/2011
A. Volume di ricavi	188.075	191.798	+ 1,98%
B. Addizionale Ires	1.272	1.165	- 8,4%
C. Rapporto B/A (%)	0,68%	0,61%	-

Nel grafico illustrato nella figura 5.4, qui nel seguito riportata, vengono rappresentati gli esiti delle verifiche effettuate sui dati contabili, trasmessi dalle imprese appartenenti al settore energia elettrica e gas, per gli esercizi 2008-2011.

Fig. 5.4

Risultanze delle verifiche contabili sulle imprese vigilate del settore energia elettrica e gas
Esercizi 2008-2011



Il settore petrolifero comprende i soggetti vigilati che operano nella produzione, nella raffinazione e nella commercializzazione dei prodotti petroliferi.

Negli esercizi 2011 e 2012 i dati comunicati da questi operatori hanno mostrato un leggero incremento del volume di ricavi complessivi. Il predetto leggero incremento appare in controtendenza rispetto al fatto che il perimetro degli operatori vigilati si sia ridotto di 32 unità rispetto al 2011 e che nel 2012 si sia registrata un'ulteriore contrazione dei consumi nazionali di prodotti petroliferi.

TAV. 5.18

Volume di ricavi e addizionale Ires delle imprese del settore petrolifero
Milioni di euro

	2011	2012	Variazione 2012/2011
A. Volume di ricavi	69.970	75.516	+ 7,9%
B. Addizionale Ires	210	178	- 15,2%
C. Rapporto B/A (%)	0,30%	0,24%	-

Nel grafico che compone la figura 5.5 riportata qui di seguito, vengono rappresentati gli esiti delle verifiche effettuate sui dati contabili trasmessi dalle imprese appartenenti al settore petrolifero per gli esercizi 2008-2011.

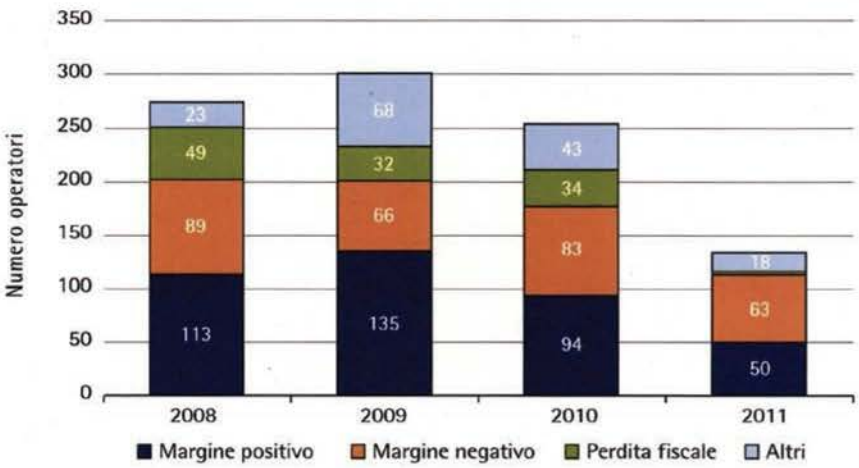


Fig. 5.5

Risultanze delle verifiche contabili sulle imprese vigilate del settore petrolifero
Esercizi 2008-2011

Il significativo decremento dei soggetti che hanno registrato una perdita fiscale nel 2011, rispetto al 2010, è attribuibile al meccanismo di applicazione dell'addizionale, che esenta dal pagamento della stessa quei soggetti che non hanno raggiunto, nell'esercizio precedente, la soglia minima relativa all'imponibile fiscale (pari a un milione di euro fino al 2013).

Collaborazione con la Guardia di Finanza

Anche nel 2013 l'attività di vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione della maggiorazione d'imposta è stata svolta in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, in base a quanto previsto dall'art. 3 del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68, e dal relativo Protocollo di intesa. In particolare, l'Autorità ha continuato ad avvalersi del supporto di cinque ispettori del suddetto reparto per il monitoraggio dei dati pervenuti dagli operatori e per le successive verifiche contabili.

Il monitoraggio dei dati contabili trasmessi dalle imprese vigilate, unitamente alla consultazione delle banche dati a disposizione (Anagrafe tributaria e Infocamere - Telemaco), ha consentito di individuare alcune società che, pur essendo tenute al versamento dell'addizionale Ires e al rispetto degli obblighi connessi con la vigilanza, non avevano corrisposto il tributo o l'avevano versato in misura inferiore. Gli effetti positivi che l'attività di vigilanza ha prodotto si sostanziano in circa 6 milioni di euro a vantaggio dell'erario, quale recupero di maggiore imposta con riferimento agli anni 2008-2012.

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

Nel corso del 2013, l'attività dell'Autorità riconducibile al potere sanzionatorio ha registrato un significativo sviluppo degli innovativi contenuti di tipo "regolatorio", emersi lo scorso anno, mediante la crescita dell'istituto degli impegni (previsto dall'art. 45 del decreto legislativo n. 93/11 e reso definitivamente operativo dagli artt. 16 e segg. della delibera 243/2012/E/com, *Adozione del nuovo regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni*). La

prassi applicativa dell'istituto, attraverso la sua articolata procedura che culmina con l'adozione di un provvedimento di approvazione degli impegni presentati all'Autorità dalle imprese destinatarie dei procedimenti sanzionatori, sta rendendo queste misure una forma di "regolazione asimmetrica" sempre maggiormente utile al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme violate (così come ipotizzato dallo stesso legislatore nell'art. 43, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11).

Sebbene gli impegni rappresentino una tappa centrale dell'evoluzione del sistema di *enforcement*, la tradizionale attività sanzionatoria (quella che richiede l'accertamento dell'infrazione e l'eventuale irrogazione della sanzione amministrativa pecuniaria) ha continuato, comunque, a rivestire un ruolo rilevante a garanzia dell'attuazione della regolazione, registrando tra l'altro un aumento pari a circa il 18% rispetto alle somme irrogate nell'anno precedente.

In un'ottica di semplificazione degli strumenti di accertamento, nel rispetto dei diritti del contraddittorio, assume un significativo rilievo l'applicazione, per la prima volta, della procedura semplificata di irrogazione delle sanzioni amministrative pecuniarie, prevista dall'art. 45 del citato decreto legislativo e dall'art. 5 del suddetto regolamento. L'applicazione dell'istituto ha pienamente confermato il tratto essenziale scolpito dalle norme che lo hanno introdotto: quello appunto di permettere, in un'ottica deflattiva dell'azione amministrativa e nel rispetto dei diritti del contraddittorio e della difesa, la conclusione del procedimento con il minimo "costo" da parte dell'amministrazione e dei soggetti coinvolti.

Nel 2013 sono stati gestiti 102 procedimenti sanzionatori (con un incremento del 7% circa rispetto alla mole gestita nel corso del precedente anno), di cui 39 avviati, 63 conclusi (di cui sei con l'approvazione degli impegni presentati dagli esercenti). In particolare, 17 procedimenti avviati per violazioni della normativa in materia di divieto di traslazione della maggiorazione Ires sui prezzi al consumo (c.d. *Robin Hood Tax*) sono stati interessati dall'applicazione della citata procedura semplificata e ben nove si sono conclusi con il pagamento della sanzione pecuniaria in misura ridotta da parte degli operatori. Per altri 11 procedimenti l'Autorità ha svolto la preliminare verifica di ammissibilità degli impegni, che ha dato esito positivo in sei casi ed esito negativo in cinque casi.

Fra i 63 procedimenti conclusi, 41 sono culminati con l'accertamento delle responsabilità contestate (con la conseguente irrogazione di sanzioni per un importo complessivo pari a circa 3.922.000 €) - di cui uno con la rideterminazione della sanzione, in ottemperanza a una sentenza del Consiglio di Stato -, 16 procedimenti si sono conclusi con l'accertamento dell'insussistenza delle violazioni e sei, come si è visto, con l'approvazione degli impegni.

Una lettura più analitica del dato quantitativo consente di rilevare che, nell'ambito dei procedimenti sanzionatori avviati in materia di violazione della regolazione relativa alle infrastrutture energetiche, sei riguardano violazioni delle esigenze di sicurezza del sistema e uno si riferisce a violazioni della disciplina tariffaria. Con riferimento, invece, ai procedimenti avviati in materia di violazione della regolazione dei mercati energetici, un procedimento riguarda violazioni relative al mercato *retail*, un procedimento si riferisce a violazioni in materia di Titoli di efficienza energetica (TEE), sette procedimenti attengono a violazioni relative al mercato all'ingrosso, quattro all'acquisto di certificati verdi, due alla produzione di energia elettrica e, infine, 17 scaturiscono dalle violazioni di obblighi informativi. Inoltre, vi è stato un aumento, oltre il doppio rispetto all'anno precedente, del numero delle proposte di impegni presentate (16 rispetto a sette del 2012).

I dati sintetici evidenziano pertanto che, al netto dei procedimenti avviati per violazioni degli obblighi informativi, emerge una prevalenza dei procedimenti avviati per violazioni della regolazione dei mercati dell'energia (pari a circa il 68%), rispetto a quelli avviati per violazioni della regolazione in materia di infrastrutture (pari a circa il 32%).

Violazioni della regolazione in materia di infrastrutture - Sicurezza del sistema

Nel 2013 l'Autorità ha avviato sei procedimenti sanzionatori in materia di pronto intervento nei confronti di altrettante società di distribuzione del gas. I procedimenti sono volti ad accertare la violazione dell'obbligo di disporre, anche attraverso il centralino telefonico, di adeguate risorse umane, tecnologiche e materiali per far fronte con tempestività alle richieste di pronto intervento. Le contestazioni riguardano, altresì, gli obblighi di registrazione e comunicazione all'Autorità dei dati relativi alla sicurezza e alla continuità del servizio di distribuzione.

Nelle medesime materie, l'Autorità ha chiuso nove procedimenti

di cui sei, avviati tra il 2010 e il 2011, con l'irrogazione di sanzioni per un ammontare pari a 82.600 € e due, avviati nel 2012, senza l'irrogazione della sanzione in quanto le società hanno presentato degli impegni che l'Autorità ha approvato e resi obbligatori, poiché ritenuti utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme violate. Le proposte di impegni presentate da altre due società nell'ambito di procedimenti avviati nel 2012, per le medesime violazioni, sono state invece dichiarate inammissibili. Infine, un ultimo procedimento si è concluso con la rideterminazione, in ottemperanza a una sentenza del Consiglio di Stato, in 734.000 € della sanzione irrogata a una società di distribuzione del gas per mancato adempimento dell'obbligo di intervenire sul luogo della richiesta entro 60 minuti, per almeno il 90% delle chiamate di pronto intervento.

Violazioni della regolazione in materia di infrastrutture - Disposizioni in materia di accesso e di erogazione dei servizi di rete

Nel 2013 l'Autorità ha chiuso sette procedimenti avviati nei confronti di altrettante imprese di distribuzione del gas per malfunzionamenti dei gruppi di misura installati presso alcune cabine REMI (cabine di regolazione e misura poste nei punti di consegna della rete di distribuzione, funzionali alla rilevazione delle quantità di gas prelevate dai corrispondenti punti della rete di trasporto) nella loro titolarità; due procedimenti si sono chiusi con pronunce di archiviazione, in considerazione del fatto che le società si erano adoperate al fine di risolvere i malfunzionamenti oggetto della contestazione; per le altre cinque società, che non avevano invece adempiuto con la dovuta diligenza agli obblighi di manutenzione imposti loro dalla regolazione, sono state irrogate sanzioni amministrative pecuniarie per un ammontare complessivo pari a 61.600 €.

Per quanto concerne il mancato adempimento degli obblighi di installazione di misuratori elettronici di energia elettrica, sono stati chiusi con archiviazione dieci procedimenti avviati nel 2011. Per quanto riguarda l'inosservanza dell'obbligo di messa in servizio dei gruppi di misura elettronici del gas naturale, sono stati dichiarati inammissibili gli impegni presentati da tre imprese distributrici (in due casi la condotta contestata non era ancora cessata, nel terzo caso invece la proposta consisteva nel mero adempimento dell'obbligo violato) e ammissibili quelli presentati da due esercenti e consistenti nel miglioramento, rispetto alle scadenze stabilite dalla regolazione, del Piano di messa in servizio di alcuni misuratori di differente classe.

L'Autorità ha, inoltre, irrogato una sanzione amministrativa di 517.000 € a una società di distribuzione dell'energia elettrica per violazione della disciplina in materia di continuità del servizio. La violazione contestata concerneva, in particolare, una disposizione volta ad assicurare la verificabilità della correttezza delle registrazioni delle interruzioni.

L'Autorità ha irrogato a un esercente il servizio di distribuzione gas una sanzione amministrativa pari a 166.000 € per il mancato rispetto dell'obbligo di sostituire, entro il 31 dicembre 2010, almeno il 50% delle condotte di ghisa con giunti di canapa e piombo in esercizio al 31 dicembre 2003.

Violazioni della regolazione in materia di infrastrutture - Disciplina tariffaria

L'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di un'impresa distributrice di energia elettrica per violazioni in materia di separazione contabile (nel caso di specie erano emerse anomalie nella determinazione dell'ammontare di «*perequazione dei costi commerciali sostenuti dalle imprese distributrici per la clientela in bassa tensione*», sulla base dei costi indicati dalla società nei conti annuali separati relativamente al predetto comparto "operazioni commerciali").

Sempre in materia di separazione funzionale e contabile, l'Autorità ha concluso due procedimenti, avviati nel 2012, approvando e rendendo obbligatorie le proposte di impegni presentate dalle società ritenute utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme violate.

Violazioni della regolazione in materia di infrastrutture - Esigenze conoscitive dell'Autorità

Nel corso del 2013 l'Autorità ha chiuso due procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas, per inottemperanza a richieste di informazioni rilevanti ai fini dell'approvazione delle tariffe di distribuzione, adottando un provvedimento sanzionatorio (nel minimo edittale pari a 2.500 €) e un provvedimento di archiviazione per la carenza del presupposto soggettivo per l'applicazione della sanzione.

Violazioni della regolazione dei mercati dell'energia - Produzione di energia

È stato avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di un gestore di rete, per violazione della disciplina in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti fotovoltaici di produzione di energia elettrica. In particolare, il procedimento ha a oggetto la presunta violazione, da parte di detto gestore, dell'obbligo di verificare in loco che quanto dichiarato dal richiedente la connessione corrispondesse alla situazione di fatto dell'impianto nella sua titolarità.

L'Autorità ha avviato, inoltre, un procedimento sanzionatorio in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione di energia elettrica per presunte violazioni, nel periodo compreso tra gennaio 2008 e aprile 2012, nell'erogazione degli indennizzi previsti dalla regolazione in materia.

Violazioni della regolazione dei mercati dell'energia - Acquisto di certificati verdi

Per quanto riguarda il mercato dei c.d. "certificati verdi", l'Autorità ha avviato quattro procedimenti per il mancato acquisto dei certificati verdi relativi all'energia elettrica prodotta o importata nell'anno 2010: uno dei procedimenti si è concluso dato che la società ha presentato impegni che l'Autorità ha approvato e resi obbligatori, in quanto ritenuti utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme violate. L'Autorità ha poi sanzionato, per un ammontare pari a 1.430.000 €, una impresa importatrice di energia elettrica, per il mancato acquisto dei certificati verdi relativi all'energia elettrica importata nel corso dell'anno 2008.

Violazioni della regolazione dei mercati dell'energia - Mercati all'ingrosso

In materia di servizio di bilanciamento del gas naturale, l'Autorità ha avviato sei procedimenti sanzionatori, poiché, all'esito di una istruttoria conoscitiva è emerso che altrettanti utenti del medesimo servizio non avrebbero versato all'impresa di trasporto i corrispettivi previsti dalla regolazione e non avrebbero usato il servizio di bilanciamento al fine di porre rimedio ai fisiologici disequilibri. L'Autorità ha, altresì, avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di un'impresa distributrice di energia elettrica per accertare violazioni in materia di aggregazione delle misure ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica.

Si sono conclusi con l'irrogazione di sanzioni, per un totale di 128.700 €, quattro procedimenti nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas naturale, per la violazione dell'obbligo di rendere disponibili agli esercenti la vendita i dati di misura secondo determinate modalità.

Violazioni della regolazione dei mercati dell'energia - Acquisto di Titoli di efficienza energetica

Nell'ambito dei TEE, l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di un'impresa di distribuzione del gas per non aver inviato all'Autorità alcuna comunicazione utile alla verifica del possesso dei TEE corrispondenti all'obiettivo specifico relativo all'anno 2012, nonché ai fini della verifica della compensazione dell'inadempienza all'obiettivo specifico relativo all'anno 2011.

Si è altresì concluso un procedimento avviato nel 2011, nei confronti di una società fornitrice di servizi energetici, per la mancata ottemperanza di una delibera dell'Autorità con la quale le si intimava di restituire i certificati bianchi che, a seguito di verifiche, risultavano essere stati indebitamente riconosciuti. In particolare, con tale delibera l'Autorità ha irrogato alla società una sanzione pari a 35.000 € e ha, inoltre, ordinato la restituzione dei TEE indebitamente ricevuti e non ancora restituiti. Successivamente, a seguito di una istanza di riesame presentata dalla società, tale delibera è stata in parte riformata per quanto concerne le modalità di restituzione dei TEE.

Violazioni della regolazione dei mercati dell'energia - Mercati retail

Nei mercati *retail* di energia elettrica e gas, a seguito dell'analisi effettuata dallo Sportello per il consumatore di energia in merito ai reclami inviati, in materia di fatturazione, dai clienti finali di uno dei principali operatori del settore energetico, nel 2013 l'Autorità ha avviato un procedimento volto ad accertare, ed eventualmente inibire e sanzionare, la violazione delle disposizioni

poste dalla medesima Autorità a tutela del diritto dell'utente finale di essere adeguatamente e tempestivamente informato del consumo effettivo di energia elettrica e di gas e dei relativi costi. Il medesimo procedimento mira ad accertare il rispetto, da parte dell'esercente, del diritto del cliente di ricevere un conguaglio definitivo a seguito di un eventuale cambiamento del fornitore, non oltre sei settimane dopo aver effettuato tale cambiamento.

Nello stesso anno l'Autorità ha irrogato, a un rilevante operatore nel mercato dell'energia elettrica, una sanzione amministrativa, pari a 94.500 €, per aver violato l'obbligo di applicare tempestivamente in bolletta variazioni tariffarie e condizioni economiche di fornitura, con ciò generando "conguagli" a carico dei clienti finali.

Violazioni della regolazione dei mercati dell'energia - Qualità commerciale e tutela dei clienti finali

In materia di qualità dei servizi telefonici, nel 2013 l'Autorità ha concluso quattro procedimenti sanzionatori, avviati nel 2010 nei confronti di altrettanti esercenti il servizio di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato libero e/o del servizio di maggior tutela, per accertare la violazione delle disposizioni dell'Autorità relative al servizio telefonico commerciale, finalizzate a promuovere condizioni di trasparenza del mercato tali da consentire all'utenza una scelta consapevole tra mercato libero e servizio di maggior tutela. In due casi è stata accertata la violazione contestata e sono state irrogate sanzioni per complessivi 195.800 €, mentre in altri due casi le società coinvolte hanno dimostrato la propria estraneità ai fatti.

È stato inoltre chiuso un procedimento sanzionatorio avviato nel 2012 nei confronti di una società di vendita per non aver questa rispettato per due semestri consecutivi uno degli standard di qualità dei servizi telefonici (c.d. *call center*), ossia quello relativo al rapporto tra il numero di chiamate di clienti che hanno effettivamente parlato con un operatore e il numero di chiamate di clienti che hanno chiesto di parlare con un operatore. In particolare, l'Autorità ha approvato e reso obbligatori gli impegni presentati dalla società.

Per quanto concerne il mancato adempimento degli obblighi informativi verso i clienti finali preordinati all'introduzione dei "prezzi biorari", sono stati chiusi nove procedimenti avviati nel 2010 nei confronti di altrettante società. Nei confronti di otto società sono state irrogate sanzioni per un importo complessivo di 415.000 €, mentre per una società il relativo procedimento è stato archiviato.

Violazioni della regolazione dei mercati dell'energia - Esigenze conoscitive dell'Autorità

Nell'ambito dell'attività di vigilanza sul divieto di traslazione della maggiorazione di imposta, stabilito dall'art. 81, comma 18, del decreto legge n. 112/08 (c.d. *Robin Hood Tax*), l'Autorità ha avviato, mediante la citata procedura semplificata, 17 procedimenti sanzionatori nei confronti di operatori che non hanno trasmesso le informazioni e i documenti richiesti dall'Autorità. Di questi procedimenti, ben nove si sono conclusi in quanto le relative società hanno aderito alla procedura semplificata e provveduto al pagamento della sanzione in misura ridotta, per un totale di circa 59.500 €.

Contenzioso

L'analisi dei dati relativi alle decisioni rese nell'anno 2013 (fino al 31 dicembre 2013) fornisce alcune indicazioni sull'andamento del contenzioso e sugli esiti del sindacato giurisdizionale in merito agli atti di regolazione.

Per i dati relativi al numero e agli esiti dei giudizi in tale periodo, si rinvia alle tavole 5.19 e 5.20, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 5.21, dalla quale si evince, in termini statistici, l'indicazione più significativa sull'elevata "resistenza" dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio giurisdizionale.

TAV. 5.19

Esiti del contenzioso dal 1997 al 2013

DECISIONI	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
su istanza di sospensiva	370	194	55
– di merito	776	257	245
Decisioni del Consiglio di Stato			
su appelli dell'Autorità	179	145	36
su appelli della controparte	149	30	38

TAV. 5.20

Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2013

		SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
ANNO	RICORSI[A]	A	AIP	R	A	AIP	R	A	AIP	R	A	AIP	R
1997	13	0	2	7	0	1	6	3	0	1	0	0	5
1998	25	0	4	11	3	4	9	0	0	1	2	0	1
1999	66	0	0	24	0	4	25	0	0	0	0	0	10
2000	51	2	0	23	16	0	18	10	3	1	1	0	8
2001	81	2	0	16	30	3	32	5	1	17	4	5	5
2002	87	13	5	6	31	10	37	2	0	9	3	2	3
2003	49	5	1	24	2	6	38	2	0	1	0	0	2
2004	144	11	2	45	27	58	48	15	6	40	4	1	9
2005	172	3	31	24	45	7	93	5	2	12	3	0	9
2006	255	48	0	88	5	4	10	20	0	3	0	0	2
2007	140	2	0	18	2	17	28	20	0	36	0	0	0
2008	131	2	0	5	11	17	74	21	0	7	2	0	17
2009	116	1	6	3	18	58	128	2	18	12	2	18	10
2010	204	3	0	3	13	17	48	10	1	6	0	4	13
2011	127	85	4	11	10	16	56	12	1	8	3	2	23
2012	176	10	0	53	23	18	81	13	4	24	5	4	24
2013	206	7	0	9	21	5	45	5	0	1	1	2	8
TOTALE	2.043	194	55	370	257	245	776	145	36	179	30	38	149

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento ai ricorsi incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente riferentesi a provvedimenti adottati l'anno precedente.

Su un totale di 6.221 delibere approvate dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997 – 31 dicembre 2013), ne sono state impugnate 566, pari al 9,1%, e ne sono state annullate (con sentenza passata in giudicato), in tutto o in parte, 82, pari al 14,5% del totale delle delibere impugnate e all'1,3% di quelle adottate.

In termini statistici, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale continua ad attestarsi attorno al 98,7%.

Nell'anno 2013, si è registrato un aumento del contenzioso rispetto all'anno precedente: 206 ricorsi nel 2013 rispetto ai 176 del 2012, ma un numero costante delle delibere impugnate pari a 66 (64 nell'anno precedente).

TAV. 5.21

Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2013

Dati disponibili al 31 dicembre 2013

ANNO	DELIBERE EMESSE	DELIBERE IMPUGNATE[A]	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE EMESSE	DELIBERE ANNULLATE[B]	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE EMESSE	RICORSI[C]
1997	152	6	3,9	1	16,7	0,7	13
1998	168	11	6,5	2	18,2	1,2	25
1999	209	15	7,2	2	13,3	1,0	66
2000	250	16	6,4	5	31,3	2,0	51
2001	334	21	6,3	4	19,0	1,2	81
2002	234	27	11,5	14	51,9	6,0	87
2003	169	17	10,1	3	17,6	1,8	49
2004	254	34	13,4	9	26,5	3,5	144
2005	301	36	12,0	11	30,6	3,7	172
2006	332	40	12,0	12	30,0	3,6	255
2007	353	32	9,1	4	12,5	1,1	140
2008	482	56	11,6	11	19,6	2,3	131
2009	587	44	7,5	4	9,1	0,7	116
2010	656	53	8,1	0	0,0	0,0	204
2011	505	28	5,5	0	0,0	0,0	127
2012	589	64	10,9	0	0,0	0,0	176
2013	646	66	10,2	0	0,0	0,0	206
TOTALE	6.221	566	9,1	82	14,5	1,3	2.043

(A) Numero di delibere emesse in quell'anno e impugnate nello stesso anno o in quello successivo.
(B) Numero di delibere annullate in tutto o in parte.
(C) Numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi quelli plurimi.

La novità del 2013 è il contenzioso idrico. La delibera oggetto del maggior numero di ricorsi è la delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr, di approvazione del Metodo tariffario transitorio (MTT) per la determinazione delle tariffe negli anni 2012 e 2013, con un numero di ricorsi pari a 25 (di cui 23 al TAR Lombardia e due ricorsi straordinari al Capo dello Stato).

A questa segue la delibera 28 febbraio 2013, 88/2013/R/idr, di approvazione dell'MTT per le gestioni ex CIPE (MTC) per la determinazione delle tariffe per gli anni 2012 e 2013, oggetto di 23 ricorsi (di cui 20 al TAR Lombardia e due ricorsi straordinari al Capo dello Stato).

Dall'analisi delle pronunce depositate nel corso dell'anno scorso, si possono trarre utili indicazioni sull'ampiezza e i limiti dell'azione dell'Autorità, con riguardo al settore idrico, alla regolazione delle infrastrutture e alla regolazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas.

Nei primi mesi dell'anno 2014, sono state pubblicate le prime decisioni del giudice amministrativo relative ai provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione del sistema idrico. Di grande rilevanza sono le sentenze nn. 779/2014 e 780/2014, con le quali il TAR Lombardia, Sezione II, ha respinto i ricorsi di alcune associazioni di consumatori avverso la delibera 585/2012/R/idr, che prevede il riconoscimento in tariffa, in forma standardizzata, degli oneri finanziari e degli oneri fiscali connessi con gli investimenti e con la gestione del servizio. Il giudice amministrativo ha ritenuto che tale previsione non si ponga in contrasto con gli esiti del noto referendum del 12 e 13 giugno 2011 (proclamati con il decreto del Presidente della Repubblica 18 luglio 2011, n. 116), abrogativo

del criterio della "adeguatezza della remunerazione del capitale investito", per la determinazione della tariffa del Servizio idrico integrato (SII) di cui all'art. 154, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, in applicazione del principio di derivazione comunitaria del c.d. *full cost recovery*, principio non contraddetto dagli esiti del referendum. In particolare, è stato precisato: «*Non può pertanto negarsi l'esistenza del principio della copertura integrale dei costi, essenziale all'economicità della gestione, vale a dire all'autosufficienza della stessa, che si raggiunge attraverso l'equilibrio fra i costi dei fattori produttivi e i ricavi risultanti dalla gestione. La copertura del costo del fattore produttivo non deve essere confusa con il profitto derivante dall'impiego del medesimo, che si ottiene – come del resto ammesso dalle stesse ricorrenti a pag. 6 del loro atto introduttivo – allorché i ricavi superino i costi. Nel caso di specie, non appaiono sussistere ostacoli di ordine giuridico alla corretta qualificazione come "costo", con connesso onere di recupero in tariffa, del costo di investimento del capitale proprio*» (sentenze nn. 779/2014 e 780/2014).

Sempre con riguardo al sindacato giurisdizionale sull'impianto regolatorio della delibera 585/2012/R/idr, meritano di essere segnalate le sentenze nn. 867/2014, 889/2014 e 890/2014, con le quali il TAR Lombardia ha affrontato alcune questioni rilevanti, come quelle della decorrenza temporale dei poteri di regolazione intestati all'Autorità e della latitudine dei poteri di intervento dell'Autorità medesima sulle convenzioni tra gestori del SII ed enti d'ambito. Secondo il TAR, il potere di intervento dell'Autorità su tali convenzioni di lunga durata è giustificato innanzitutto dal chiaro disposto sia dell'art. 10, comma 14, del decreto legge 13 maggio 2011, n. 70, sia dell'art. 3 del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012, che prevedono che l'Autorità possa impartire prescrizioni "a pena di inefficacia" su tali convenzioni: «*Tali prescrizioni, certamente vincolanti (altrimenti, la disposizione "a pena di inefficacia" non avrebbe alcun senso), sono finalizzate alla necessità, nei rapporti di lunga durata quali quelli intercorrenti fra i gestori e gli enti d'ambito, di tenere conto delle novità legislative, fra le quali – di primaria importanza – quella del referendum abrogativo di cui sopra*» (sentenze nn. 867/2014, 889/2014 e 890/2014).

Per quanto concerne, poi, la metodologia seguita per il riconoscimento dei costi in tariffa, legittimo è stato giudicato il riferimento ai costi standard, calcolati sulla base di criteri di efficienza, essendo inammissibile un mero riconoscimento dei costi effettivamente sostenuti, «*quasi si trattasse di un piè di lista*» (sentenze nn. 889/2014 e 890/2014). Peraltro, non è stato riconosciuto dal TAR il potere dell'Autorità di tener conto, a fini tariffari, delle c.d. "altre attività idriche", diverse dal SII, anche se riconducibili all'uso della risorsa idrica: «*L'attribuzione, da parte della delibera n. 585/12, all'AEEG del potere regolatorio per le attività idriche diverse, senza alcuna base legislativa a fondamento, viola il principio di legalità dell'azione amministrativa, principio al cui rispetto è tenuta anche l'Autorità, nonostante il ruolo a essa assegnato dall'ordinamento di regolatore indipendente*» (sentenza n. 889/2014). È stata, inoltre, dichiarata illegittima la previsione di cui all'art. 4.1 della delibera 17 ottobre 2013, 459/2013/R/idr, con cui viene prevista la facoltà – e non l'obbligo – per l'ente d'ambito, di applicare alcuni meccanismi specifici, introdotti dalla medesima delibera, di riconoscimento dei costi relativi alle immobilizzazioni dei gestori (sentenza n. 890/2014).

Sulle c.d. "gestioni ex CIPE", merita di essere segnalata la sentenza n. 854/2014, che giudica ragionevole l'estensione dell'MTT anche a tali gestioni, pure al fine di uniformare la disciplina tariffaria vigente sul territorio nazionale.

Infine, occorre segnalare il parere del Consiglio di Stato, Sezione II, n. 267/2013, con cui, su richiesta dell'Autorità, è stata precisata la decorrenza temporale delle funzioni di regolazione tariffaria che l'art. 21, comma 19, del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, ha assegnato alla stessa Autorità nel settore dei servizi idrici. La Sezione consultiva ha considerato che per effetto dell'abrogazione referendaria dell'art. 154, comma 1, del decreto legislativo n. 152/06, a opera del decreto del Presidente della Repubblica n. 116/11, il decreto ministeriale 1 agosto 1996, limitatamente alla parte in cui considera il criterio dell'adeguatezza della remunerazione dell'investimento, ha avuto applicazione nel periodo compreso tra il 21 luglio e il 31 dicembre 2011 in contrasto con gli effetti del referendum del 12 e 13 giugno del 2011. Quindi, «*di tanto l'Autorità – fermo il rispetto del complessivo e articolato quadro normativo che, sul piano nazionale ed europeo, regolamenta i criteri di calcolo della tariffa, in specie imponendo che si assicuri la copertura dei costi – terrà conto, nell'esercizio dei poteri riconosciuti alla stessa e nello svolgimento dei conseguenti e autonomi apprezzamenti tecnici, in sede di adozione dei nuovi provvedimenti tariffari*» (parere n. 267/2013). Di tale attività di restituzione agli utenti degli importi tariffari imputabili al periodo 21 luglio - 31 dicembre 2011, dà atto all'Autorità la sentenza

n. 319/2014 del Consiglio di Stato, Sezione IV, che, tra l'altro, si sofferma sulle competenze e sui poteri dell'Autorità nel settore idrico, in relazione alle c.d. "gestioni ex CIPE".

Il sindacato giurisdizionale sulla legittimità dell'intervento dell'Autorità nei settori liberalizzati ha riguardato sia il mercato elettrico, sia quello del gas.

È giunta all'attenzione del TAR Lombardia la legittimità della struttura del mercato della capacità produttiva di energia elettrica, introdotto con la delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11. Sulla natura giuridica del contratto di approvvigionamento che l'operatore stipula con Terna ai sensi della citata delibera, la sentenza n. 862/2013 della Sezione III del TAR Lombardia ha precisato che: «*il contratto di approvvigionamento si struttura come un contratto aleatorio, perché il rischio di inefficienze del sistema entra nella causa contrattuale e la caratterizza. In tale assetto regolatorio complessivo l'MGP e l'MSD non vengono presi in considerazione come luoghi dedicati a differenti tipi di transazione, ma come elementi di un'operazione unitaria, diretta a far sì che l'operatore metta effettivamente a disposizione di Terna la capacità produttiva ed assuma il rischio di inadeguatezza della capacità produttiva complessiva*». Infatti, l'operatore che stipula il contratto di approvvigionamento «*ha la certezza di conseguire il premio da Terna, ma assume il rischio del differenziale positivo tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio previsti dal contratto per ogni MW di capacità impegnata*» (sentenza n. 862/2013).

Sempre con riguardo al mercato elettrico, in tema di regime alternativo a quello tipico degli impianti essenziali, di cui all'art. 65-*bis* della delibera 9 giugno 2006, n. 111, la Sezione III del TAR Lombardia, con la sentenza n. 2250/2013, ha sottolineato che tale disciplina rimette all'operatore interessato la facoltà di scegliere tra il regime tipico e quello alternativo, con la possibilità, inoltre, di avanzare altre proposte contrattuali, purché determinino una riduzione della spesa complessiva per l'approvvigionamento delle risorse del dispacciamento. Pertanto, se un operatore non ritiene adeguata la remunerazione che gli deriverebbe dal regime alternativo, può sempre optare per il regime tipico, eventualmente proponendo istanza di reintegrazione dei costi, ma non è legittimato a proporre ricorso giurisdizionale contro la sua stessa adesione "spontanea e facoltativa" al regime alternativo, poiché si tratterebbe di «*un venire contra factum proprium, ossia un comportamento che sostanzia l'abuso dello strumento processuale*» (sentenza n. 2250/2013).

In materia di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, peraltro, con le sentenze nn. 2310/2013, 2311/2013, 2312/2013 e 2313/2013, la Sezione III del TAR Lombardia ha annullato la delibera 6 ottobre 2010, ARG/elt 166/10, nella parte in cui, ai fini della determinazione del corrispettivo S, nella definizione del parametro $RICE_m$ (ricavi effettivi dell'operatore *m*), ha valorizzato il costo evitato di acquisto dei certificati verdi.

Con riguardo al mercato del gas, sembra essere giunto a una definitiva conclusione lo storico filone del contenzioso in materia di condizioni economiche di fornitura del gas, considerato che, in seguito alla decisione del Consiglio di Stato n. 5149/2012 che ha ritenuto legittima la delibera 29 marzo 2007, n. 79, anche la Sezione IV del TAR Lombardia, superando il proprio orientamento in senso contrario, ha ritenuto, con la sentenza n. 1237/2013, compatibile con il principio di proporzionalità/non eccedentarietà, di matrice comunitaria, il modello basato sulla fissazione di prezzi di riferimento: «*una volta data per acquisita la circostanza della sostanziale rigidità del mercato nazionale all'ingrosso (detenuto per una quota rilevantissima da un unico operatore) e dell'estrema difficoltà di introdurre misure in favore della clientela finale le quali agiscano sulla formazione dei prezzi all'ingrosso (trattandosi di variabili che in massima parte si formano in sede internazionale), è del tutto congruo e ragionevole aver instaurato un sistema di regolazione il quale muove dalla fissazione del prezzo di riferimento per gli utenti finali al fine di indurre i dettaglianti ad assumere comportamenti di "reazione concorrenziale" nei confronti dei grossisti, sì da indurli ad una rinegoziazione delle condizioni di fornitura*» (sentenza n. 1237/2013).

Sempre sul medesimo tema, ma stavolta con riguardo alla riforma delle condizioni economiche di fornitura di cui all'art. 13 del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito in legge 24 marzo 2012, n. 27, la Sezione II del TAR Lombardia, con la sentenza n. 2211/2013, ha ritenuto che la scelta operata dall'Autorità di utilizzare - transitoriamente e fino al definito riassetto delle condizioni economiche di fornitura della delibera 9 maggio 2013, 196/2013/R/gas - una pluralità di parametri ai fini della definizione della tariffa del gas consente di dare stabilità alla stessa «*evitando che l'improvvisa fluttuazione di una delle variabili incida in maniera decisiva sul risultato finale*». Del resto, si osserva che la stessa norma di legge «*da un lato, non esclude che i parametri di calcolo del costo di approvvigionamento del gas possano essere una pluralità (anzi lo presuppone), e che quindi possa farsi*

ancora riferimento, ove lo si ritenga opportuno, al costo di beni sostituibili. Da altro lato, la stessa disposizione stabilisce che il prezzo del gas che si forma sui mercati debba sì assumere un peso crescente, ma via via graduale (e ciò all'evidente fine di tutelare anche gli interessi degli operatori che hanno concluso contratti a lungo termine a prezzi meno vantaggiosi di quelli attuali)» (sentenza n. 2211/2013).

Superando il precedente della Sezione III, che aveva annullato la delibera 21 luglio 2011, ARG/gas 99/11 (sentenze nn. 3227/2012, 3228/2012, 3229/2012, 3230/2012, 3231/2012, 3232/2012, 3233/2012, 3234/2012, 3235/2012, 3272/2012, 3273/2012, 3274/2012, 3296/2012), in materia di regolazione del c.d. "servizio di *default*", la Sezione II del TAR Lombardia ha dichiarato legittima l'istituzione del servizio di *default* svolto dalle imprese di trasporto regionale. Con un radicale cambio di orientamento rispetto a quello seguito dalla Sezione III, la sentenza n. 2973/2013 ha definito il servizio di *default* come obbligo di servizio di pubblico, ai sensi dell'art. 3, commi 2 e 3, della direttiva 2009/73/CE, *«una sorta di servizio di ultima istanza, quasi una specie di chiusura del sistema, volta a garantire in ogni caso sia il gas a soggetti non disalimentati, sia il bilanciamento del sistema del gas, a fronte di prelievi indebiti dalla rete di trasporto»* (sentenza n. 2973/2013).

Il TAR Lombardia, Sezione III, ha annullato l'istituzione del sistema indennitario a favore degli esercenti la vendita per morosità dei clienti finali (delibera 30 novembre 2010, ARG/elt 219/10), rilevando la carenza di potere dell'Autorità a incidere sull'oggetto e sugli effetti del contratto di fornitura, per violazione dell'art. 1372 C.c., in quanto, secondo il giudice di primo grado, *«(...) qui non si tratta di un intervento legittimato dalla necessità di ristabilire un contraddittorio paritario mediante atti sostitutivi di un'attività negoziale privata inesistente, bensì di una disciplina posta tutta dal lato dell'offerta di servizi, esistono convincenti ragioni per rigettare una linea interpretativa che ritenga di poter trasformare senza limiti l'enunciazione di scopi in poteri nuovi e innominati incidenti sull'autonomia contrattuale»* (sentenza n. 683/2013). La sentenza è stata dapprima sospesa, su appello dell'Autorità, con ordinanza del Consiglio di Stato, Sezione VI, n. 2595/2013, e poi annullata senza rinvio con la sentenza n. 967/2014.

In materia di regolazione degli incentivi agli impianti con convenzioni CIP6, la sentenza n. 4959/2013 del TAR Lazio, Sezione III-*ter* ha avallato l'interpretazione seguita dall'Autorità e dal GSE dell'art. 15 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, circa i presupposti per l'ammissione al regime di incentivazione: *«Nel sistema delineato dalla disposizione, la percezione degli incentivi (o, per meglio dire, la mancata decadenza dagli stessi) è subordinata al rigoroso rispetto del termine - senz'altro perentorio - per l'entrata in esercizio dell'impianto, siccome stabilito nella convenzione incentivante. Il rigore della norma è tuttavia mitigato dalla previsione di un'eccezionale ipotesi di esclusione dell'effetto decadenziale: l'inosservanza del menzionato dies ad quem non comporta alcuna conseguenza negativa allorquando l'interessato dia all'AEEG "idonea prova (...) di avere concretamente avviato la realizzazione dell'iniziativa"»*, con la precisazione che tale condotta alternativa consiste non nel mero "avvio" della realizzazione dell'iniziativa, ma proprio nell'offerta (all'Autorità) dell'"idonea prova" di tale e che deve certamente perfezionarsi entro il medesimo *dies ad quem* (sentenza TAR Lazio n. 4959/2013).

La regolazione del dispacciamento delle fonti non programmabili dettato dalla delibera 5 luglio 2012, 281/2012/R/efr, è stata parzialmente annullata dal TAR Lombardia, Sezione III, nella parte in cui non differenzia i corrispettivi di sbilanciamento per tipo di fonte: *«Dal principio di non discriminazione si desume in primo luogo che è illegittimo un sistema che equipari le fonti energetiche non programmabili a quelle programmabili nella determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento, in quanto si tratta di fonti che non si trovano nelle stesse condizioni di fatto nel prevedere lo sbilanciamento da esse prodotto»* (sentenze nn. 1613/2013, 1614/2013, 1615/2013 e 1830/2013).

In relazione al medesimo oggetto, invece, la sentenza n. 1616/2013 della Sezione III del TAR Lombardia ha giudicato legittima la delibera 281/2012/R/efr, dato che: *«per quanto riguarda invece il metodo dell'incentivazione, previsto dalla normativa in materia di oneri di bilanciamento, occorre rilevare che il sistema di incentivazione precedente produceva effetti negativi sulla sicurezza della rete in quanto favoriva scarso impegno nella previsione dell'immissione. Ne consegue che il suo superamento non può considerarsi di per sé illegittimo in considerazione del fatto che lo sviluppo dell'utilizzo delle fonti rinnovabili va certamente contemperato con le esigenze di sicurezza del sistema in quanto valore preminente nell'ambito dell'organizzazione del servizio. Tuttavia tale metodo non può essere del tutto abbandonato in quanto espressamente previsto dalla legge»* (sentenza n. 1616/2013).

In materia di fattore percentuale convenzionale delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi,

la Sezione III del TAR Lombardia ha ritenuto legittimo il sistema di campionatura attraverso il quale l'Autorità è pervenuta a una valutazione delle perdite medie evitate dalla generazione distribuita, allocando tale vantaggio ai produttori (sentenza n. 1328/2013).

Per quanto concerne la regolazione tariffaria, una interessante sentenza è stata pronunciata dal TAR Lombardia, Sezione III, in materia di tariffe di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2012 (delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11). La sentenza n. 680/2013, dopo una premessa in merito ai limiti del sindacato tecnico-giurisdizionale sulle valutazioni tecniche dell'Autorità, ha osservato che la componente CTR non costituisce un'incentivazione prevista dalla legge per le fonti rinnovabili, ma risponde alla *ratio* del costo evitato nel servizio di trasmissione dell'energia elettrica, derivante non dalla tipologia di energia prodotta, ma dal fatto di immettere energia direttamente nella rete di distribuzione. La scelta effettuata dall'Autorità di azzerare tale componente non risulta illogica, perché trova ragione nella nuova situazione di fatto: «*lo sviluppo delle fonti rinnovabili e della generazione diffusa comporta investimenti strutturali, e quindi costi aggiuntivi, per l'ampliamento delle reti di distribuzione e di trasmissione, con conseguente venir meno della ratio che aveva favorito l'introduzione della componente tariffaria, la cui conservazione, nella situazione delineata dalla delibera, graverebbe ingiustificatamente sui clienti finali*» (sentenza n. 680/2013).

In tema di componenti del costo riconosciuto per i servizi di distribuzione e misura per gli anni 2011 e 2012 (delibera 31 ottobre 2012, 450/2012/R/gas), la sentenza n. 2274/2013 del TAR Lombardia, Sezione II, ha precisato che l'art. 43, lettera d), della *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RTDG), Parte II dell'Allegato A alla delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/2008, ammette il degrado dei contributi pubblici percepiti soltanto per le variazioni relative all'anno 2008 (rilevanti per le tariffe 2010), mentre per le annate successive al 2008 (quindi per le tariffe degli anni 2011 e successivi) il degrado dei contributi relativi alle immobilizzazioni centralizzate non è più ammesso, perché ciò discende direttamente dalle citate disposizioni della RTDG, che non sono state impugnate nei termini.

La proroga dei criteri di determinazione delle tariffe di rigassificazione fino al dicembre 2013, effettuata con la delibera 7 giugno 2012, 237/2012/R/gas, è stata dichiarata legittima dal TAR Lombardia, Sezione II, con la sentenza n. 2186/2013. Con tale pronuncia, il TAR ha precisato che non di proroga si tratta, ma di rinnovazione, cioè di una nuova regolazione che si ispira ai criteri dettati per la regolazione precedente, aggiornandoli. Inoltre, si è precisato che l'Autorità gode di un ampio margine di discrezionalità nella scelta insindacabile delle previsioni a breve, medio e lungo termine per il tasso di inflazione.

Con la sentenza n. 2051/2013, inoltre, il TAR Lombardia, Sezione II, ha dichiarato l'illegittimità della delibera 31 ottobre 2012, 451/2012/R/gas, di sospensione dell'applicazione del fattore di garanzia, di cui agli artt. 15-17 della delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08, nei confronti di eventuali nuovi terminali di GNL che entrassero in esercizio successivamente alla data di pubblicazione del provvedimento, su ricorso della società OLT Offshore Lng Toscana. In particolare, il giudice di primo grado precisa che il provvedimento impugnato non costituisce un provvedimento sanzionatorio specifico nei confronti di OLT Offshore Lng Toscana, per non avere attivato l'impianto nei termini dovuti, ma una scelta assunta nell'interesse della regolazione e per assicurare l'effettivo sviluppo di quegli impianti che saranno qualificati come strategici. Tuttavia, pur condividendo la ricostruzione della nascita del diritto al fattore di garanzia come fattispecie a formazione progressiva, il cui perfezionamento è subordinato alla messa in esercizio del terminale da incentivare, il TAR ritiene che tale principio non sia applicabile al caso del terminale di OLT, in quanto «*nessuno è in grado di affermare che il terminale di OLT Offshore rimarrà inutilizzato, se non alla scadenza del termine fissato con l'autorizzazione rilasciata alla stessa OLT Offshore nel 2006 e prorogata dal Ministero dello sviluppo economico sino al mese di settembre 2013*» (sentenza n. 2051/2013).

Per quanto riguarda lo storico filone del contenzioso in materia di determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria, di cui all'art. 7 della legge n. 10 del 9 gennaio 1991 in favore delle Imprese elettriche minori, il Consiglio di Stato, Sezione VI, con la sentenza n. 1598/2013 ha ribadito alcuni principi generali, già espressi in precedenti pronunce, tra cui il principio della congrua remunerazione del patrimonio netto (il quale deve essere preso in considerazione al fine di determinare in modo corretto l'aliquota tariffaria spettante), che «*osta a un'accezione di tipo formalistico la quale si traduca nella valorizzazione di incrementi meramente finanziari, i quali non si traducano*

nell'effettivo apporto di mezzi di impresa idonei ad assicurare gli obiettivi di efficienza gestionale e di miglioramento del servizio fissati dalla disciplina legislativa di settore». In particolare, sugli effetti che operazioni contabili o societarie possono sortire ai fini della determinazione delle aliquote, il Consiglio di Stato ha optato per un approccio non formale ma sostanziale, in quanto la speciale disciplina delle aliquote di integrazione tariffaria ha una oggettiva diversa *ratio* rispetto alla disciplina civilistica e contabile in tema di valorizzazioni, perché, infatti, essa «*deve mirare al fine sostanziale di porre a carico della collettività degli utenti gli oneri per le aliquote di integrazione nelle sole ipotesi in cui ciò si renda strettamente necessario per il perseguimento delle finalità di legge ed evitando in radice la possibilità stessa di scelte contabili e operative di carattere opportunistico le quali – pur se legittime in sé – consentano di massimizzare i vantaggi in termini economici senza alcun effettivo vantaggio in termini di incremento della qualità del servizio e addossandone comunque gli effetti alla collettività degli utenti*» (sentenza n. 1598/2013).

Sul versante del sindacato, riguardo alle sanzioni irrogate dall'Autorità si consolida il contrasto tra il TAR Lombardia e il Consiglio di Stato in merito all'applicabilità dell'art. 14 della legge 24 novembre 1981, n. 689, ai procedimenti sanzionatori dell'Autorità. Con la sentenza n. 148/2013, infatti, il TAR Lombardia, Sezione III, ha annullato la sanzione irrogata dall'Autorità per violazione del termine per la contestazione dell'illecito, previsto dal citato art. 14, che è applicabile anche ai procedimento dell'Autorità: «*È utile ricordare come questa Sezione, anche prima del formale riconoscimento ad opera del d.lgs. n. 93/11, avesse più volte (per tutte cfr. TAR Lombardia n. 573/2010) affermato che le norme di principio contenute nel Capo I, l. 24 novembre 1981, n. 689, sono dotate di applicazione generale dal momento che, in base all'art. 12 l. cit., le stesse devono essere osservate con riguardo a tutte le violazioni aventi natura amministrativa per le quali è comminata la sanzione amministrativa del pagamento di una somma di danaro; nonché avesse argomentato le ragioni per le quali, con specifico riferimento alla disciplina della potestà sanzionatoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (strumentale alla "regolazione" del mercato di riferimento), non emergevano le condizioni per derogare al sistema di repressione degli illeciti amministrativi per mezzo di sanzione pecuniaria, ivi delineato. Ciò detto, il termine per la contestazione delle violazioni amministrative ha pacificamente natura perentoria avendo la precisa funzione di garanzia di consentire un tempestivo esercizio del diritto di difesa. Esso costituisce, pertanto, requisito di legittimità del provvedimento sanzionatorio che, ove emesso intempestivamente, sarà annullabile per violazione di legge (Cass. 9 luglio 2004, n. 12679)*» (sentenza n. 148/2013).

Di contrario avviso è il Consiglio di Stato, Sezione VI, che ha invece ribadito la non applicabilità dell'art. 14 della legge n. 689/81 ai procedimenti sanzionatori dell'Autorità, perché incompatibile con essi: «*il Collegio ritiene di prestare puntuale adesione (non rinvenendosi ragioni per discostarsene) all'orientamento di questo Consiglio secondo cui la procedura e i termini previsti dall'art. 14 della legge 24 novembre 1981, n. 689, appaiono in linea generale incompatibili con la complessa attività (regolatrice, di controllo, di istruttoria e sanzionatoria) propria dell'AEEG (in tal senso: Cons. Stato, VI, 3 maggio 2010, n. 2507; id., VI, 7 aprile 2010, n. 1976). Si tratta di un orientamento che è risultato nel corso del tempo prevalente rispetto a quello formatosi in epoca anteriore e richiamato dalla società appellata, che su tale pregresso orientamento ha fondato in parte qua buona parte delle proprie difese (ex plurimis: Cons. Stato, VI, 2 ottobre 2004, n. 6901)*» (sentenza n. 306/2013).

In merito alla natura giuridica dei chiarimenti e al loro rilievo in una procedura sanzionatoria, il TAR Lombardia, Sezione III, richiamando un precedente dello stesso TAR, ne ha affermato la natura provvedimentale e vincolante: «*non può essere condivisa l'obiezione (...) secondo cui i chiarimenti non avrebbero valore provvedimentale (...) in quanto, proprio a fronte di una prassi, quella dei chiarimenti, non definibile in modo omogeneo e uniforme quanto alla valenza attribuibile ai precetti che, di volta in volta, ne conseguono, la diligenza esigibile dalla parte direttamente interessata al suo contenuto, destinato a riverberare i suoi effetti sui rapporti contrattuali con i clienti, deve ritenersi, in applicazione analogica del principio stabilito dall'art. 1176, comma 2, C.c., superiore rispetto alla media, specie ove si tratti, come nel caso di specie, di un operatore qualificato, ossia di società di primaria importanza nel settore e di risalente esperienza" (TAR Lombardia, Milano, IV, 4 maggio 2009, n. 3600)*» (sentenze nn. 2842/2013 e 2843/2013). Nei casi esaminati, pertanto, il TAR ha riconosciuto in capo all'Autorità un potere sanzionatorio finalizzato a punire la mancata osservanza delle prescrizioni contenute nei chiarimenti ed espressamente qualificate come vincolanti.

In merito alla quantificazione della sanzione, il TAR Lombardia,

Sezione III, ha annullato una sanzione per difetto di motivazione in merito alla modalità di calcolo degli importi delle sanzioni: «*Ritiene il Collegio che ragioni di coerenza impongono che ad una disciplina tanto dettagliata debba corrispondere una altrettanto dettagliata esplicazione delle modalità di calcolo degli importi delle sanzioni in concreto applicate agli operatori da AEEG, atteso che, in caso contrario, verrebbero vanificati gli intenti di garanzia della trasparenza e coerenza nelle decisioni che la stessa AEEG, con la delibera n. 144/08, ha dichiarato di voler perseguire. È infatti evidente che la mera indicazione dell'importo finale, senza la specificazione dell'entità dell'importo base e delle maggiorazioni o diminuzioni ad esso apportate nonché delle ragioni di determinazione dei singoli importi, rende del tutto impossibile il controllo circa il rispetto dei criteri di quantificazione che la medesima AEEG si è data; e rende di conseguenza inutile la stessa fissazione di criteri predeterminati. Nel caso concreto AEEG si è limitata ad indicare l'importo finale della sanzione senza preventivamente indicare l'ammontare dell'importo base e delle maggiorazioni e/o diminuzioni ad esso apportati*» (sentenza n. 348/2013).

Sempre in tema di quantificazione, il TAR Lombardia, Sezione III, ha precisato che non c'è una necessaria connessione tra proporzionalità della sanzione e danno subito dai clienti: «*In proposito è sufficiente ricordare che il Tribunale ha più volte ribadito che la funzione non solo afflittiva, ma anche di prevenzione speciale, propria delle sanzioni pecuniarie inflitte dall'Autorità, rende congruo il riferimento, ai fini della proporzionalità della sanzione, al fatturato della società interessata, quale indice adeguato della sua capacità economica (cfr. tra le tante TAR Lombardia Milano, Sezione IV, 12 novembre 2007, n. 6261), mentre è del tutto irrilevante l'entità del danno prodotto o del vantaggio conseguito, che possono al più - come già evidenziato - assumere il ruolo di parametro di commisurazione del quantum tra il minimo e il massimo fissati dalla legge, ma che nulla esprimono in ordine all'attitudine afflittiva e dissuasiva della sanzione irrogata*» (sentenza n. 2780/2013).

6.
Regolamentazione e attività svolta nel settore idrico

Quadro normativo e rapporti istituzionali

Quadro normativo europeo

Il quadro normativo europeo, nel periodo preso in considerazione, non ha subito mutamenti significativi rispetto all'anno precedente.
Si consideri inoltre che la direttiva 2014/23/EU, recante *Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio sull'aggiudicazione dei contratti di concessione*, del 26 febbraio 2014, prevede puntuali esclusioni per il settore idrico (art. 12), sull'assunto che «*le concessioni nel settore idrico sono spesso soggette a regimi specifici e complessi che richiedono una particolare considerazione data l'importanza dell'acqua quale bene pubblico di valore fondamentale per tutti i cittadini dell'Unione. Le caratteristiche particolari di tali regimi giustificano le esclusioni nel settore idrico dall'ambito di applicazione della presente direttiva*» (Considerando n. 40).

Quadro normativo nazionale

Anche il quadro normativo nazionale, nel periodo considerato, per quanto concerne i profili di interesse dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, non ha subito mutamenti significativi rispetto all'anno precedente.
Si segnalano tuttavia, per la loro particolare rilevanza, tre disposizioni contenute nel disegno di legge di iniziativa governativa, recante *Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali* (collegato alla legge di stabilità 2014), al mese di marzo all'esame della Camera dei deputati (AC 2093).
In particolare, l'art. 24 di tale disegno di legge prevede l'istituzione, presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), di un fondo di garanzia delle opere idriche, destinato a promuovere gli investimenti per il mantenimento e lo sviluppo delle infrastrutture idriche finalizzati a garantire un'adeguata tutela della risorsa idrica e dell'ambiente, secondo le prescrizioni europee e contenendo gli oneri gravanti sulle tariffe. La medesima disposizione prevede poi che, con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con il Ministro dell'economia e delle finanze e con il Ministro dello sviluppo economico, da emanare previa intesa in sede di Conferenza unificata, sentita l'Autorità, saranno definiti gli interventi prioritari, i criteri e le modalità di utilizzazione

del fondo. Le modalità di gestione del fondo saranno, invece, disciplinate con provvedimento dell'Autorità; all'alimentazione del fondo medesimo verrà destinata una specifica componente della tariffa del servizio idrico integrato, determinata dall'Autorità.
L'art. 25 reca disposizioni in tema di tariffa sociale del servizio idrico integrato, prevedendo che l'Autorità, al fine di garantire l'accesso universale all'acqua, agli utenti domestici in situazioni economico-sociali disagiate assicuri l'accesso a condizioni agevolate alla fornitura della quantità di acqua necessaria per il soddisfacimento dei bisogni fondamentali, sulla base dei principi e dei criteri individuati e definiti con direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri su proposta del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare di concerto con il Ministero dello sviluppo economico; lo stesso articolo prevede pure che l'Autorità, al fine di assicurare la copertura degli oneri conseguenti, definisca le necessarie modifiche all'articolazione tariffaria per fasce di consumo o per uso, determinando i criteri e le modalità per il riconoscimento delle agevolazioni.
L'art. 26 contiene, infine, rilevanti disposizioni volte a regolare il fenomeno della morosità nel settore idrico, prevedendo che l'Autorità, nell'esercizio dei poteri già previsti dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, sulla base dei principi e dei criteri individuati e definiti con direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri su proposta del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare di concerto con il Ministero dello sviluppo economico, adotti direttive per il contenimento della morosità degli utenti del servizio idrico integrato, assicurando che sia salvaguardata la copertura dei costi efficienti di esercizio e investimento, tenuto conto dell'equilibrio economico e finanziario dei gestori, e garantendo il quantitativo di acqua necessario al soddisfacimento dei bisogni fondamentali di fornitura di acqua per l'utenza morosa.

Relazioni istituzionali per i servizi idrici

Nell'anno appena trascorso, in virtù delle competenze ricevute nel settore dei servizi idrici, l'Autorità ha provveduto a effettuare una ricognizione generale relativa alla regolazione dell'acqua a livello europeo. È emerso che solamente in alcuni Paesi esistono regolatori indipendenti, mentre in altri la regolazione è effettuata da agenzie o da differenti organismi di ambito governativo.
L'Autorità ha organizzato incontri e contatti bilaterali con molti regolatori europei, finalizzati a conoscere le linee generali dei modelli adottati, a confrontarsi su vincoli e opportunità relativi alla regolazione del sistema idrico e a promuovere la creazione di un network europeo del settore idrico. Tale network potrebbe non solo permettere di individuare strumenti comuni di regolazione del settore, ma divenire un autorevole interlocutore per un più efficace confronto con le istituzioni comunitarie e con il mondo finanziario.
Nello specifico, tra ottobre 2013 e marzo 2014 hanno avuto luogo incontri bilaterali con i dipartimenti di regolazione dei servizi idrici dei seguenti regolatori indipendenti:

- Bulgaria: *State Energy and Water Regulatory Commission* – SEWRC;
- Inghilterra e Galles: *The Water Services Regulation Authority* – OFWAT;
- Irlanda: *Commission for Energy Regulation* – CER;
- Malta: *Malta Resources Authority* - MRA;
- Portogallo: *Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos* – ERSAR;
- Scozia: *Water Industry Commission for Scotland* – WICS;
- Ungheria: *Hungarian Energy and Public Utility Energy Authority* - HEA.

Nel corso del 2014 seguiranno altri incontri e contatti bilaterali, anche in vista di un primo appuntamento fra i diversi regolatori, previsto presso la sede dell'Autorità nella primavera del 2014.
Per quanto riguarda le relazioni istituzionali, nel periodo considerato l'Autorità ha proseguito una costante interlocuzione con Parlamento e Governo, con le Regioni e con le Autorità

d'ambito, attraverso gli ordinari canali istituzionali.

Al fine di promuovere un ampio processo partecipativo delle diverse parti coinvolte, in data 13 dicembre 2013 l'Autorità ha organizzato, a Milano, presso il Centro congressi auditorium, la seconda Conferenza nazionale sulla regolazione dei servizi idrici, nel corso della quale sono state affrontate le principali problematiche del settore, con specifico riguardo agli orientamenti formulati dall'Autorità, e sono stati auditi, in appositi e separati incontri, tutti i soggetti, pubblici e privati, che ne hanno fatto richiesta.

Regolamentazione e tutela dell'utenza nel settore idrico

Alla fine del 2012, con la delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr, l'Autorità, a distanza di 16 anni dalla pubblicazione del decreto ministeriale 1 agosto 1996, ha definito una regolazione transitoria e urgente relativa agli anni 2012-2013, introducendo nel panorama nazionale un nuovo quadro di regole tariffarie. Tale attività di regolazione, ispirata dal criterio della trasparenza e della puntuale identificazione delle voci di costo di cui tener conto nella definizione dei valori massimi tariffari, seguendo un'impostazione fondata sulla promozione della maggior efficienza possibile, è proseguita nei primi mesi del 2013.

Nel mese di febbraio 2013 l'Autorità ha quindi completato il set di strumenti per la regolazione tariffaria attraverso la definizione dei criteri per l'aggiornamento dei Piani economici finanziari e dei vincoli dei ricavi per le gestioni che erano in regime CIPE, proseguendo nel contempo l'attività finalizzata all'acquisizione delle grandezze tecniche ed economiche del settore, necessarie per realizzare un iniziale quadro conoscitivo del settore stesso, indispensabile per la definizione delle nuove regole.

L'analisi delle informazioni e dei dati ricevuti ha fatto emergere numerose criticità, tra le quali è opportuno ricordare la polverizzazione della *governance* di un settore caratterizzato da la presenza di modelli di governo locale articolati e complessi, l'asimmetria delle legislazioni regionali, la numerosità dei gestori e la pluralità delle forme gestionali e dei metodi tariffari applicati, nonché il rilevante fabbisogno di investimenti infrastrutturali cruciali per l'evoluzione del settore e per il superamento delle procedure di infrazione da parte della Corte di giustizia europea (relativamente al servizio di fognatura e depurazione).

L'Autorità, prendendo atto di tali criticità e della connessa complessità settoriale, nel corso del 2013 ha dato avvio a una nuova fase regolatoria, basata su un'impostazione integrata della regolazione del settore, ossia finalizzata a incentivare l'esplicitazione della relazione tra identificazione degli obiettivi, selezione degli interventi necessari e riflessi in termini di entità dei corrispettivi e di attese di miglioramento di efficienza degli operatori. In questo contesto sono stati considerati ammissibili alcuni strumenti che, in una visione tradizionale dei settori regolati, a ragion veduta non vengono normalmente presi in considerazione, definendo così una metodologia tariffaria basata su un menu di schemi regolatori alternativi tra loro, declinati in base alla relazione tra situazione esistente e obiettivi specifici, fra i quali ciascun ente di ambito o soggetto competente possa individuare la soluzione più efficace da sottoporre all'approvazione dell'Autorità.

Il processo di selezione dello schema regolatorio da parte dei soggetti competenti dovrà essere finalizzato a esplicitare le ragioni di efficienza e di efficacia che inducano a selezionare lo schema più appropriato in ragione di due aspetti:

- il fabbisogno di investimenti in rapporto al valore delle infrastrutture esistenti;
- i costi operativi necessari al raggiungimento degli obiettivi specifici, del gestore, dove i costi operativi rappresentano una *proxy* dell'efficienza del gestore.

L'attività finalizzata all'esplicitazione del legame tra strategie e strumenti regolatori innovativi è culminata nell'adozione della delibera 27 dicembre 2013, 643/2013/R/idr, che definisce il metodo tariffario relativo al 2014 e al 2015.

Tale delibera prevede altresì, a completamento della disciplina tariffaria, importanti disposizioni per l'avvio della regolazione dell'attività di misura, per la definizione dei costi ambientali della risorsa, per la determinazione del valore residuo delle immobilizzazioni e per il riconoscimento dei costi di morosità.

L'attività di regolazione tariffaria in senso lato è stata affiancata dall'attività di tutela del consumatore. A tal fine sono stati intrapresi procedimenti e indagini conoscitive volte all'acquisizione degli elementi informativi indispensabili per avviare una prima regolazione della qualità e delle condizioni di erogazione del servizio.

Nei paragrafi che seguono, sono sinteticamente riepilogate le principali attività poste in essere dall'Autorità nel settore idrico nel corso del 2013, per comodità espositiva suddivise in due filoni, dedicati, rispettivamente, alla regolazione tariffaria in senso lato, incluse le attività di regolazione degli assetti del settore, e all'attività di tutela dell'utenza e della qualità del servizio.

Regolazione tariffaria

L'anno 2013 è stato caratterizzato da un rilevante impegno dell'Autorità in ambito di regolazione tariffaria. L'attività regolatoria è stata effettuata nel rispetto degli esiti del referendum popolare del 12-13 giugno 2011, e tenendo conto del vigente contesto normativo nazionale ed europeo, con l'obiettivo ultimo di definire un nuovo quadro regolatorio chiaro, credibile e stabile nel lungo periodo.

Facendo seguito all'approvazione della delibera 585/2012/R/idr, che ha introdotto il Metodo tariffario transitorio (MTT) per la determinazione delle tariffe dei servizi idrici per gli anni 2012 e 2013, la delibera 28 febbraio 2013, 88/2013/R/idr, oltre ad apportare alcune modifiche e integrazioni all'MTT, ha poi approvato il metodo tariffario per le gestioni ex CIPE, ossia quelle gestioni che applicavano, per il calcolo dei ricavi regolati, il Metodo tariffario CIPE (MTC), sulla scorta delle previsioni del decreto legge 17 marzo 1995, n. 79 (sul punto si rinvia a TAR Lazio, Roma, sentenza n. 1434/2012).

Le citate delibere prevedevano la scadenza del 31 marzo per l'invio delle proposte tariffarie da parte dei soggetti competenti, termine successivamente prorogato al 30 aprile su richiesta degli stessi soggetti (delibere 15 marzo 2013, 108/2013/R/idr, e 11 aprile 2013, 158/2013/R/idr)[1].

L'introduzione delle regole tariffarie transitorie, recate dai richiamati provvedimenti, è stata accompagnata dalla definizione delle *Linee guida* per la verifica dell'aggiornamento del Piano economico finanziario contenuto nel Piano d'ambito (delibera 21 febbraio 2013, 73/2013/R/idr). Nell'ambito di tali *Linee guida* è stato giudicato opportuno precisare anche le modalità di trasmissione

1 Si ricorda che avverso le delibere di regolazione tariffaria (delibere 585/2012/R/idr e 88/2013/R/idr e atti correlati) e di approvazione delle correlate tariffe sono stati proposti molteplici ricorsi da parte di differenti soggetti – imprese di gestione, singoli Comuni, associazioni rappresentative dei consumatori e dei comitati promotori del referendum popolare del 12 e 13 giugno 2011 - che hanno formulato motivi e argomenti sovente opposti, evidenziando la circostanza che il settore dei servizi idrici è caratterizzato dalla presenza di posizioni e interessi dicotomici e inconciliabili, rispetto ai quali l'Autorità si pone come un soggetto terzo e neutrale, tenuto a orientare la sua azione in coerenza con le finalità, di natura prevalentemente tecnica, previste dalla legge. Al riguardo, si segnalano le prime importanti sentenze emesse dal TAR Lombardia, Sezione II, nn. 779/2014 e 780/2014, con le quali sono stati interamente respinti i ricorsi proposti dalle associazioni Acqua Bene Comune, Federconsumatori e Codacons avverso la nuova disciplina tariffaria, nonché la sentenza n. 854/2014, che ha respinto il ricorso della società Prealpi Servizi.

all'Autorità dei Piani economico-finanziari aggiornati, i contenuti minimi della documentazione da inviare ai fini dell'avvio delle operazioni istruttorie di verifica della corretta redazione dei medesimi, nonché i *format* per la rappresentazione sintetica delle informazioni necessarie a consentire una più efficace ed efficiente attività istruttoria.

A seguito delle proposte e dei calcoli tariffari ricevuti ai sensi della delibera 585/2012/R/idr e alla luce della emersa necessità di specifici approfondimenti istruttori, indispensabili all'approvazione delle tariffe predisposte, con la delibera 20 giugno 2013, 271/2013/R/idr, l'Autorità ha conferito mandato al Direttore della Direzione sistemi idrici per richiedere tutte le informazioni e gli elementi di valutazione utili allo svolgimento degli approfondimenti, ritenuti necessari nell'ambito dei procedimenti di approvazione delle singole tariffe.

Con la suddetta delibera 271/2013/R/idr è stato altresì avviato un procedimento per la determinazione d'ufficio delle tariffe in caso di mancata trasmissione dei dati e delle informazioni da parte dei soggetti gestori, nell'ambito del quale, con puntuali successivi provvedimenti[2], è stata deliberata, per 194 gestioni, una riduzione del 10% delle tariffe.

Con la medesima delibera è stato anche conferito mandato per l'effettuazione di ulteriori approfondimenti istruttori, con riferimento ai casi di esclusione dell'aggiornamento tariffario, a seguito del quale, con successivi provvedimenti[3], è stata approvata l'invarianza tariffaria per 251 gestioni.

Le attività di verifica e di approvazione tariffaria sono state affiancate da un'intensa attività regolatoria, finalizzata sia a modificare e a integrare il quadro regolatorio di riferimento - come definito dalle delibere 585/2012/R/idr e 88/2013/R/idr, nonché dalla delibera 73/2013/R/idr –, rafforzando la coerenza tra le decisioni tariffarie e le scelte di programmazione degli investimenti, dettate dalle priorità comunitarie, nazionali e locali, sia a delineare il nuovo metodo tariffario per gli anni 2014 e 2015 (Metodo tariffario idrico - MTI).

Nel corso di tale attività, l'Autorità ha avviato un ampio processo di consultazione, illustrando puntualmente gli elementi di integrazione del metodo tariffario precedentemente adottato e la nuova impostazione regolatoria per il periodo 2014-2015.

Selezione e promozione di nuovi investimenti infrastrutturali in coerenza con gli indirizzi comunitari

La sopracitata impostazione è stata sviluppata, a partire da giugno 2013, con la delibera 271/2013/R/idr, tramite la quale, con particolare riferimento al tema degli investimenti, cruciali per l'evoluzione del settore, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'acquisizione degli elementi necessari alla valutazione delle decisioni prodotte dai diversi soggetti competenti. In questo ambito si collocano i provvedimenti per la definizione dei criteri e dei metodi per la riforma della regolazione dei programmi di investimento nel settore dei servizi idrici, avviata dall'Autorità con la delibera 18 luglio 2013, 319/2013/R/idr.

Con il documento per la consultazione 25 luglio 2013, 339/2013/R/idr, al fine di individuare i più efficaci strumenti regolatori che possano consentire di allineare il sistema infrastrutturale nazionale agli standard definiti in ambito europeo e agli obiettivi di qualità ambientale e della risorsa, previsti sul territorio, l'Autorità ha posto in consultazione elementi conoscitivi e criteri guida per la selezione degli investimenti necessari al settore, nell'ambito dell'articolato sistema di competenze previsto nel comparto (Autorità di distretto per la gestione delle acque, Regioni per la loro tutela, Ambito territoriale integrato - ATO - per l'erogazione del servizio idrico integrato).

L'attività di analisi e di identificazione dei criteri e delle modalità per la quantificazione del fabbisogno di investimenti, nonché di quelli relativi all'individuazione degli strumenti regolatori per programmare il raggiungimento degli obiettivi di investimento del settore e di qualità[4] ambientale e della risorsa, in coerenza con gli indirizzi comunitari, è sorta dall'esigenza di urgente ammodernamento delle infrastrutture idriche per compensarne il ritardo e il deficit creatisi nel corso degli anni - deficit che si

2 Delibere 7 agosto 2013, 367/2013/R/idr; 31 ottobre 2013, 489/2013/R/idr; 7 novembre 2013, 504/2013/R/idr; 12 dicembre 2013, 583/2013/R/idr.

3 Delibere 11 luglio 2013, 309/2013/R/idr; 18 luglio 2013, 318/2013/R/idr; 10 ottobre 2013, 448/2013/R/idr; 12 dicembre 2013, 582/2013/R/idr.

4 Garantire un'adeguata tutela della risorsa idrica e dell'ambiente è quanto viene richiesto a livello sia comunitario, dove l'acqua è riconosciuta come «*un patrimonio che va protetto, difeso e trattato come tale*», sia dal legislatore nazionale, il quale, tra i principi generali per la gestione delle risorse idriche annovera il seguente: «*Le acque costituiscono una risorsa che va tutelata ed utilizzata secondo criteri di solidarietà; qualsiasi loro uso è effettuato salvaguardando le aspettative ed i diritti delle generazioni future a fruire di un integro patrimonio ambientale*». Per la parte affidata alla regolazione dell'Autorità, si tratta, in particolare, di adeguare gli strumenti regolatori al fine di allineare il sistema infrastrutturale nazionale agli standard definiti in ambito europeo, assicurando sull'intero territorio i necessari livelli di tutela della risorsa idrica e dell'ambiente in cui essa si trova.

manifesta nell'obsolescenza e nelle criticità, per esempio, in tema di perdite idriche nelle reti, qualità dell'acqua destinata al consumo umano e impianti di trattamento dei reflui, spesso inadeguati agli standard comunitari.

Le risposte alla consultazione sono state numerose e hanno evidenziato la necessità di aggiornare i programmi degli investimenti contenuti nei Piani d'ambito: la stima di un investimento *pro capite* annuo di soli 40 €, risultante dai documenti di pianificazione, viene reputata una sottostima delle reali esigenze di ammodernamento delle infrastrutture idriche, necessarie per compensare il ritardo creatosi nel corso degli anni, che ha contribuito ad accrescerne l'obsolescenza e ad accentuare le criticità in tema di perdite idriche nelle reti e qualità dell'acqua.

Il nuovo metodo tariffario: l'approccio per schemi regolatori

Con il documento per la consultazione 1 agosto 2013, 356/2013/R/idr, l'Autorità, come precedentemente anticipato, ha prospettato un nuovo approccio per una regolazione asimmetrica e innovativa basata su schemi regolatori, finalizzata a portare a compimento il primo periodo di regolazione tariffaria e a esplicitare la relazione tra l'identificazione degli obiettivi territoriali, la selezione degli interventi necessari, l'entità dei corrispettivi applicati all'utenza e le attese di miglioramento di efficienza degli operatori. Tutto ciò al fine di implementare una regolazione selettiva anche in considerazione delle specificità territoriali e della frammentazione di competenze e funzioni pubbliche, prefigurando contestualmente la possibilità di prevedere schemi regolatori adottabili da parte degli enti d'ambito o dagli altri soggetti competenti alla predisposizione tariffaria, in funzione degli obiettivi di investimento e dell'efficienza del gestore.

Il processo di determinazione tariffaria dei servizi idrici per gli anni 2012 e 2013 è stato completato con la delibera 17 ottobre 2013, 459/2013/R/idr, con cui l'Autorità, al fine di favorire e accelerare gli investimenti nelle infrastrutture più urgenti per il territorio, garantendo l'equilibrio economico-finanziario delle gestioni, ha attribuito ulteriori facoltà agli enti d'ambito, da esercitare qualora ricorrano determinate condizioni e in coerenza con gli obiettivi specifici che gli investimenti programmati intendono perseguire, alla luce delle priorità comunitarie, nazionali e locali.

Nello specifico, è stata consentita all'ente d'ambito, ove sussistano condizioni ben definite, la possibilità di valorizzare le immobilizzazioni trasferite al gestore sulla base delle relative risultanze contabili, nonché la facoltà di far ricorso allo strumento dell'ammortamento finanziario.

Nel successivo documento per la consultazione 28 novembre 2013, 550/2013/R/idr, tenendo conto delle osservazioni e delle proposte già raccolte nell'ambito del documento per la consultazione 356/2013/R/idr, l'Autorità ha puntualmente illustrato i propri orientamenti in ordine al nuovo metodo tariffario per gli anni 2014 e 2015 (MTI). Con il suddetto documento per la consultazione 550/2013/R/idr, l'Autorità ha superato la logica transitoria e ha previsto il completamento del primo periodo regolatorio quadriennnale (2012-2015), al fine di:

- garantire l'accesso universale all'acqua;
- garantire le condizioni tese a favorire l'urgente ammodernamento delle infrastrutture idriche;
- garantire la gestione dei servizi idrici in condizioni di economicità, efficienza ed equilibrio economico-finanziario;
- assicurare e facilitare l'attuazione della disciplina regolatoria promuovendone la semplificazione e la stabilità.

Il documento illustra quindi una regolazione tariffaria basata su schemi regolatori alternativi tra loro, e riporta l'individuazione di strumenti tariffari per attuare il Piano economico-finanziario definito, in considerazione, da un lato, del fabbisogno di investimenti e, dall'altro, dei costi operativi necessari al raggiungimento di obiettivi specifici. Sono stati quindi introdotti parametri che consentono di quantificare il fabbisogno di ulteriori fonti di finanziamento per realizzare gli investimenti previsti a fronte di insufficienza del gettito tariffario.

L'ampio processo di consultazione condotto nel corso del 2013 si è concluso con la delibera 643/2013/R/idr, con cui l'Autorità ha approvato il nuovo metodo tariffario per gli anni 2014 e 2015 (MTI), superando la logica transitoria della metodologia di riconoscimento dei costi a fini tariffari e facendo evolvere l'MTT e l'MTC, opportunamente adeguati e integrati, in una prospettiva di più lungo termine. Con l'approvazione di tale metodo è stato altresì uniformato, in coerenza con le finalità stabilite dalla legge n. 481/95, il trattamento tariffario degli utenti presenti su tutto il territorio nazionale. A seguito della sentenza della Corte costituzionale n. 233/2013, restano tuttavia esclusi dall'applicazione dell'MTI i gestori del servizio idrico integrato

che esercitano l'attività nelle province autonome di Trento e Bolzano.

Al fine di far emergere la coerenza interna degli obiettivi che si vogliono perseguire in ciascun territorio, assicurando che gli stessi siano congrui con le tariffe che verranno applicate all'utenza, l'Autorità ha adottato l'approccio per schemi regolatori, precedentemente sottoposto a consultazione, in funzione delle decisioni che le amministrazioni competenti, sentito il gestore, assumeranno e renderanno manifeste in ordine a due aspetti: il fabbisogno di investimenti per i prossimi quattro anni (in rapporto al valore delle infrastrutture esistenti) e i costi operativi necessari al raggiungimento degli obiettivi specifici, evidenziando eventuali variazioni di obiettivi o attività che possono richiedere importi aggiuntivi rispetto al livello di efficienza del gestore (misurato a partire dallo scostamento tra le previsioni dei Piani d'ambito e le risultanze contabili).

L'MTI prevede che la determinazione delle tariffe relative all'anno 2014 si basi sui dati già forniti nell'ambito del precedente MTT, aggiornati con i dati di bilancio relativi all'anno 2012 (nel 2015 con i dati relativi al 2013). Tali tariffe, per ciascun gestore, non potranno avere una variazione superiore al limite prestabilito, e saranno applicate attraverso un moltiplicatore tariffario sulle quote fisse e variabili dei corrispettivi fatturati agli utenti.

La metodologia individuata, pur confermando il ricorso alla determinazione del vincolo dei ricavi dei gestori basato sul riconoscimento dei costi (immobilizzazioni, costi operativi efficientabili e altri costi operativi, come quelli per l'energia elettrica, per l'acquisto dell'acqua all'ingrosso e altri), introduce nuovi strumenti regolatori al fine di poter declinare efficacemente gli schemi regolatori rispetto alle finalità sottese. Tali strumenti possono essere sinteticamente raggruppati nelle seguenti tre categorie:

- la possibilità di adottare ammortamenti finanziari a fronte di fabbisogni di investimento molto elevati rispetto a quanto realizzato in passato, unita a quella di superare l'impiego di modalità di finanziamento eccessivamente onerose o fiscalmente penalizzanti;
- il blocco della soglia massima di costi operativi efficientabili da ammettere nel vincolo dei ricavi;
- il riordino della struttura dei corrispettivi (attualmente estremamente differenziata a livello nazionale) e delle agevolazioni sociali (allo scopo di tutelare i consumi essenziali e le utenze più deboli), avviando un processo graduale di semplificazione e razionalizzazione, finalizzato a fornire sia alcuni segnali di efficienza in termini di conservazione della risorsa e dell'ambiente, sia alcune indicazioni uniformi sul terreno della sostenibilità sociale ed economica.

Per quanto riguarda i costi riconosciuti, l'MTI esplicita due nuove ulteriori componenti: una a copertura dei costi ambientali e della risorsa (posta pari a zero per l'anno 2014) e una a conguaglio, relativa al vincolo dei ricavi (che per gli anni precedenti al 2012 deve essere evidenziata in bolletta separatamente dalle tariffe approvate per l'anno in corso).

Inoltre, fra i costi efficientabili si è scelto di promuovere ulteriormente l'efficienza economica dell'utilizzo dell'energia elettrica nel settore – che incide per circa la metà dei costi operativi totali del servizio idrico integrato con un prelievo annuo nell'ordine dei 7 TWh – in continuità con gli orientamenti già adottati per il 2013, non riconoscendo più gli eventuali costi di approvvigionamento effettuato tramite il servizio di salvaguardia, strutturalmente meno efficiente rispetto al mercato.

In merito ai corrispettivi da applicare agli utenti finali, si prevede la facoltà del gestore di modificarne la struttura, se approvata dall'ente d'ambito. In questo caso deve comunque essere garantito che il gettito tariffario conseguente non superi i valori tariffari approvati dall'Autorità.

In caso di cambiamento della struttura rispetto a quella precedentemente adottata, la nuova tariffa deve essere binomia con una parte fissa, indipendente dai consumi e differenziata per servizi, e una parte variabile proporzionale ai volumi d'acqua consumata, differenziata a seconda degli usi, nonché per scaglioni con riferimento al solo servizio di acquedotto. È stato inoltre disposto che la quota fissa di ciascun servizio sia dimensionata in modo tale da non eccedere il 20% del gettito complessivo del servizio stesso.

La sopraddetta struttura dei corrispettivi prevede, già dal 2014, una tariffa agevolata per una soglia massima di consumi pari a 30 m^3/anno.

Relativamente alla morosità, al fine di incentivare la riduzione del tasso medio nazionale di morosità (attualmente molto elevato) e la riduzione dei divari territoriali, l'Autorità ha previsto:

- un meccanismo di riconoscimento dei relativi costi che incentivi la riduzione del tasso medio nazionale - attualmente molto elevato se confrontato con quello degli altri settori regolati -, incentivando al contempo la riduzione dei divari territoriali e prevedendo che l'ente d'ambito validi il costo di morosità effettivo di ciascun gestore contestualmente alla validazione della proposta tariffaria;
- il riconoscimento di un tasso di morosità relativo alle tre macroaree geografiche, inferiore al tasso medio riportato nel documento per la consultazione 550/2013/R/idr, unitamente alla previsione di un deposito cauzionale differenziato per utente, quale strumento di riduzione del rischio di credito.

Relativamente al sopradetto deposito cauzionale (introdotto con la delibera 28 febbraio 2013, 86/2013/R/idr), l'Autorità ha ritenuto opportuno semplificarne le modalità di implementazione, prevedendo la facoltà, per i gestori, di determinare il deposito massimo alternativamente con riferimento al consumo storico per utente o al consumo medio per tipologia di utenza. Inoltre, al fine di tutelare gli utenti domestici, ha fissato il deposito cauzionale massimo per tale tipologia d'utenza e per le utenze condominiali[5], pur lasciando ai gestori stessi la facoltà di applicare condizioni più favorevoli per gli utenti.

Con la delibera 643/2013/R/idr, l'Autorità ha individuato anche i criteri per la determinazione del valore residuo degli investimenti nel caso in cui, alla scadenza delle concessioni, ci sia il subentro di un nuovo gestore. Con la nuova disciplina tariffaria, che si propone di garantire anche la sostenibilità finanziaria degli investimenti e favorirne la bancabilità in un settore - come quello dei servizi idrici che presenta una elevata necessità di interventi impiantistici nei prossimi anni - si è di fatto concluso il procedimento per il riconoscimento del valore residuo degli investimenti alla scadenza delle concessioni, avviato con la delibera 21 marzo 2012, 110/2013/R/idr.

Con la sopradetta delibera 643/2013/R/idr, sono state altresì introdotte alcune disposizioni di chiusura per le tariffe non predisposte o non approvate, relative al periodo 2012-2013 (vedi l'art. 9), prevedendo anche una specifica procedura, caratterizzata da una più precisa ripartizione dei compiti tra gestore e soggetto competente, al fine di superare le criticità derivanti dall'inerzia dei soggetti coinvolti (vedi gli artt. 5 e 9).

La definizione delle clausole di subentro da inserire nelle convenzioni di gestione è stata invece rinviata al procedimento avviato con la delibera 26 settembre 2013, 412/2013/R/idr, per la predisposizione di una o più convenzioni tipo per l'affidamento e la gestione del servizio idrico integrato che disciplini i rapporti tra ente affidante, soggetto gestore e utenza finale.

Al fine di introdurre elementi di semplificazione e minimizzazione degli oneri amministrativi, e per un'efficiente gestione dei procedimenti di approvazione delle tariffe per gli anni 2014-2015, la Direzione sistemi idrici ha definito modalità di trasmissione dei dati e degli atti all'Autorità. In particolare, è stata prevista una apposita procedura per la trasmissione dei dati, con compilazione di maschere web e caricamento di moduli resi disponibili, e sono inoltre stati definiti lo schema tipo di Programma degli interventi e uno schema tipizzato della relazione di accompagnamento; ciò in considerazione della necessità che il livello di approfondimento e di dettaglio delle informazioni fornite da parte dei diversi soggetti risulti omogeneo e uniforme, pur nel rispetto delle peculiarità e specificità di ciascun contesto gestionale.

L'attività di regolazione è stata effettuata parallelamente allo svolgimento delle istruttorie per l'approvazione delle tariffe nel periodo transitorio (2012-2013), nell'ambito delle quali l'Autorità ha identificato i soggetti inottemperanti all'obbligo di comunicazione dei dati, quelli da escludere dall'aggiornamento tariffario, quelli da valutare in ragione della coerenza tra la propria proposta tariffaria e gli obiettivi specifici prescelti.

Gli aggiornamenti tariffari, salvo i casi di inadempienza rilevati d'ufficio, sono stati approvati in esito a una valutazione di coerenza tra la proposta tariffaria ricevuta dal soggetto competente e gli interventi - risultanti dagli atti e dai documenti trasmessi - ritenuti prioritari per il raggiungimento degli obiettivi, nazionali ed europei, di qualità ambientale e della risorsa destinata al consumo umano, nonché riferiti agli impianti di trattamento dei reflui (tema rispetto al quale sono tuttora pendenti contro l'Italia alcune procedure d'infrazione per mancato rispetto degli standard stabiliti a livello europeo).

5 Il valore massimo del deposito cauzionale per le utenze condominiali è pari al 60% della sommatoria dei depositi cauzionali massimi previsti per le tipologie di utenza sottese alla stessa utenza condominiale.

Si tratta di provvedimenti individuali di approvazione tariffaria[6] che tengono conto di una serie di profili e valutazioni puntuali che caratterizzano il proponente e avvengono comunque a seguito di una specifica interlocuzione: a oggi , la popolazione interessata da tali approvazioni è di circa 34 milioni di abitanti (34.151.418 abitanti residenti in 3.883 comuni), con una variazione media delle tariffe del 2,7% rispetto ai dati 2012. Nello specifico, le determinazioni tariffarie già approvate dall'Autorità riguardano 536 gestioni:

- per 194 gestioni è stata deliberata, per il 2013, una riduzione del 10%, interessando una popolazione di 729.888 abitanti;
- per 251 gestioni l'Autorità ha stabilito l'invarianza dei corrispettivi nell'ultimo biennio, coinvolgendo 1.423.034 abitanti residenti;
- per 76 gestioni ex Metodo normalizzato, che erogano il servizio a 30.324.507 abitanti, è stato approvato un aumento tariffario, rispetto ai dati del 2012, pari in media al 3,4%, dato compreso tra tre casi limite di riduzione dello 0,6% e dieci casi di incremento coincidente con il massimo consentito dal comma 7.1 della delibera 585/2012/R/idr;
- per 13 gestioni ex CIPE, che servono 1.673.989 abitanti, è stato approvato un aumento tariffario, rispetto ai dati del 2012, pari in media al 2,4% (dato compreso tra un caso limite di diminuzione dell'8,4% e un incremento massimo del 6,4%);
- per due gestori all'ingrosso di servizi idrici è stato approvato un aumento tariffario, rispetto ai dati del 2012, pari, rispettivamente, al 3,9% e al 5,4%.

Infine, con il documento per la consultazione, 27 marzo 2014, 143/2014/R/idr, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti in ordine alla regolazione tariffaria dei servizi idrici, con particolare riferimento alla definizione dei conguagli riconosciuti alle gestioni ex CIPE per gli anni 2010 e 2011.

Tale documento è stato emanato per dar seguito alle sentenze nn. 255/2014, 319/2014 e collegate, con cui il Consiglio di Stato ha definito i contenziosi, pendenti innanzi al Consiglio di Stato, in ordine alla determinazione delle tariffe per le medesime gestioni ex CIPE per le annualità 2010 e 2011, relative a periodi antecedenti al trasferimento alla stessa delle funzioni di regolazione e controllo del settore, ma successive alla cessazione dei poteri tariffari del CIPE, avvenuta nell'anno 2009. Con tali sentenze il Consiglio di Stato ha infatti affermato che, per quanto riguarda le gestioni ex CIPE, «*il vacuum relativo alle tariffe per le annualità 2010 e 2011 deve essere colmato dall'Autorità attribuita in via ordinaria e istituzionale dei poteri regolatori, ossia dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico*».

Regolamentazione dell'unbundling

A completamento dei temi di regolazione economica, in data 28 febbraio 2013 è stato pubblicato il documento 82/2013/R/com, che ha sottoposto a consultazione pubblica i primi orientamenti in materia di obblighi di separazione contabile per gli esercenti i servizi idrici. Una compiuta separazione contabile, infatti, è condizione necessaria per applicare coerentemente un metodo tariffario a regime, al fine di consentire il controllo da parte dei soggetti competenti e di evitare (o perlomeno minimizzare) i sussidi incrociati tra le diverse attività svolte.

Con il successivo documento per la consultazione 6 febbraio 2014, 36/2014/R/com, l'Autorità ha illustrato i suoi orientamenti finali in materia di revisione e di semplificazione della normativa della separazione contabile per i settori dell'energia elettrica e del gas, rinviando a successivi documenti per la consultazione gli orientamenti relativi all'adozione di provvedimenti in merito alla separazione contabile dei servizi idrici.

L'Autorità ha infatti ritenuto prioritario portare a completa conclusione il processo di definizione dell'MTI, relativo al primo periodo regolatorio (2012-2015), rimandando alla conclusione di tale processo la previsione di una perimetrazione condivisa delle attività e dei comparti riguardanti i servizi idrici, quale fase imprescindibile per la definizione della regolazione tariffaria relativa al secondo periodo regolatorio.

6 Si vedano, a titolo di esempio: delibera 19 settembre 2013, 397/2013/R/idr, recante *Approvazione delle tariffe proposte da AATO 5 – Marche Sud Ascoli Piceno per il gestore CIIP S.p.A. e da AATO Valle del Chiampo per i gestori Acque del Chiampo S.p.A. e Medio Chiampo S.p.A. e approvazione dei correlati Piani economico-finanziari*, e le successive delibere 7 novembre 2013, 506/2013/R/idr; 7 novembre 2013, 507/2013/R/idr; 14 novembre 2013, 518/2013/R/idr; 14 novembre 2013, 519/2013/R/idr; 21 novembre 2013, 537/2013/R/idr; 28 novembre 2013, 548/2013/R/idr; 28 novembre 2013, 549/2013/R/idr; 5 dicembre 2013, 558/2013/R/idr; 5 dicembre 2013, 559/2013/R/idr; 5 dicembre 2013, 560/2013/R/idr (gestioni ex CIPE); 12 dicembre 2013, 584/2013/R/idr; 12 dicembre 2013, 585/2013/R/idr; 12 dicembre 2013, 586/2013/R/idr; 19 dicembre 2013, 624/2013/R/idr; 30 gennaio 2014, 25/2014/R/idr; 6 febbraio 2014, 45/2014/R/idr; 6 febbraio 2014, 46/2014/R/idr; 13 febbraio 2014, 56/2014/R/idr; 20 febbraio 2014, 68/2014/R/idr; 27 febbraio 2014, 86/2014/R/idr; 6 marzo 2014, 98/2014/R/idr; 6 marzo 2014, 99/2014/R/idr; 13 marzo 2014, 110/2014/R/idr; 13 marzo 2014, 111/2014/R/idr; 20 marzo 2014, 121/2014/R/idr; 20 marzo 2014, 122/2014/R/idr; 20 marzo 2014, 123/2014/R/idr; 27 marzo 2014, 138/2014/R/idr; 27 marzo 2014, 139/2014/R/idr; 27 marzo 2014, 140/2014/R/idr; 27 marzo 2014, 141/2014/R/idr; 3 aprile 2014, 164/2014/R/idr; 3 aprile 2014, 165/2014/R/idr.

Tutela del consumatore

Nel corso del 2013 è proseguita l'attività dell'Autorità sui temi della tutela del consumatore, che costituisce la finalità ultima dell'attività di regolazione dei servizi di pubblica utilità forniti in regime di monopolio naturale.

Al riguardo, si riportano di seguito diversi filoni di intervento che fanno riferimento:

- alla tutela degli utenti disagiati, ivi inclusi quelli colpiti da eventi sismici;
- alla regolazione delle condizioni per l'erogazione del servizio;
- alla regolazione finalizzata all'efficienza nel consumo e alla consapevolezza del consumatore;
- alla restituzione della componente remunerazione del capitale investito a seguito del referendum popolare del giugno 2011;
- allo stato di implementazione delle Carte dei servizi e alla qualità dei servizi tecnico e commerciale;
- ai reclami e alle segnalazioni degli utenti dei servizi idrici, nonché alla promozione delle procedure di risoluzione alternativa delle controversie.

Si illustrano di seguito i principali interventi effettuati dall'Autorità in relazione ai temi sopra esposti.

Tutela degli utenti disagiati

Al riguardo, si evidenzia un filone di provvedimenti che fa riferimento alle agevolazioni per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni del 20 maggio 2012 e successivi.

Con la delibera 16 gennaio 2013, 6/2013/R/com (poi modificata e integrata nelle sue modalità applicative dalle delibere 15 marzo 2013, 105/2013/R/com, 21 marzo 2013, 118/2013/R/idr, e 21 novembre 2013, 529/2013/com), l'Autorità ha infatti introdotto specifiche agevolazioni tariffarie e ha previsto la rateizzazione dei pagamenti per le medesime popolazioni, istituendo contestualmente la componente tariffaria UI_1 per la perequazione dei costi relativi ai servizi di acquedotto, fognatura e depurazione.

Tale componente tariffaria viene applicata da tutti i gestori e versata alla CCSE (presso la quale è stato istituito un apposito Conto per la perequazione), che a sua volta provvederà a versare ai gestori interessati gli importi a copertura delle agevolazioni erogate.

Specifica attenzione è stata poi dedicata alla sostenibilità sociale della tariffa idrica: tema già sollevato nel primo documento per la consultazione sul metodo tariffario (22 maggio 2012, 204/2012/R/idr), e più specificamente affrontato con il documento per la consultazione 28 febbraio 2013, 85/2013/R/idr, che ha posto in discussione la tematica delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura del servizio idrico degli utenti domestici che versano in condizioni economiche disagiate.

Con la delibera 27 dicembre 2013, 644/2013/R/idr, l'Autorità, nelle more dell'emanazione dei provvedimenti di attuazione delle disposizioni legislative in materia di tariffa sociale del servizio idrico integrato, ha ritenuto opportuno avviare un'Indagine conoscitiva in merito ai vigenti sistemi di agevolazione e sui criteri di articolazione tariffaria applicati nel settore idrico integrato, con particolare riferimento agli utenti domestici in condizioni economico- sociali disagiate, al fine di:

- verificare i criteri di articolazione tariffaria attualmente vigenti, con particolare riguardo alle fasce agevolate;
- verificare le diverse modalità di applicazione delle agevolazioni attualmente applicate dai gestori e quantificarne l'entità complessiva e per singolo utente;
- raccogliere maggiori informazioni sia sulle caratteristiche dei clienti socialmente disagiati, al fine di avviare il processo di individuazione degli utenti beneficiari della tariffa sociale, sia sulla fornitura di acqua necessaria per il soddisfacimento dei bisogni fondamentali della vita, anche in relazione alla diversa composizione dei nuclei familiari;
- definire le necessarie modifiche dell'articolazione tariffaria per fasce di consumo o per uso, determinando i criteri e le modalità per il riconoscimento delle agevolazioni per gli utenti domestici in condizioni economico-sociali disagiate e la copertura dei relativi oneri.

Regolazione delle condizioni per l'erogazione del servizio

Un ulteriore procedimento rilevante in relazione alla tutela dell'utenza è quello avviato per la definizione delle condizioni contrattuali obbligatorie inerenti alla regolazione della morosità degli utenti finali del servizio idrico integrato e al contenimento del rischio credito, nonché per l'adozione di disposizioni urgenti in materia di utenze non disalimentabili (delibere 28 febbraio 2013, 87/2013/R/idr, e 21 marzo 2013, 117/2013/R/idr);

Nell'ambito dei procedimenti avviati con le sopracitate delibere 117/2013/R/idr e 87/2013/R/idr, con la determina n. 1/2013 del 19 aprile 2013 è stata avviata una raccolta dati specifica per il fenomeno della morosità nel settore del servizio idrico integrato, volta ad acquisire informazioni circa:

- l'*unpaid ratio* a 24 mesi, calcolato come rapporto tra il mancato pagamento e il totale delle fatture emesse due anni prima;
- gli utenti serviti, disalimentabili e non disalimentabili, suddivisi per tipologie di utenza;
- le modalità e la periodicità di fatturazione agli utenti finali per tipologia di utenza;
- le modalità di pagamento per tipologia di utenza.

Le informazioni acquisite nel corso della raccolta dati sono state utilizzate per la definizione del costo di morosità riconosciuto ai gestori di cui al paragrafo precedente "Regolazione tariffaria".

In parallelo a quest'ultima attività, l'Autorità ha pubblicato la delibera 86/2013/R/idr, che ha approvato la disciplina del deposito cauzionale per il servizio idrico integrato.

Interventi per accrescere l'efficienza dei sistemi idrici, la consapevolezza del consumatore e la sostenibilità

Il 28 dicembre 2012, è stata approvata la delibera 587/2012/E/idr, con la quale si è avviata un'Indagine conoscitiva su possibili anomalie nelle tariffe applicate agli utenti finali del servizio idrico integrato. Tale delibera si propone di acquisire informazioni al fine di verificare, in particolare, il rispetto del divieto di fatturare il servizio di depurazione ai clienti non allacciati al depuratore, il rispetto delle modalità di restituzione della quota tariffaria non dovuta e i previsti obblighi informativi agli utenti.

Nell'ambito di tale procedimento, è stata effettuata una raccolta dati specifica, cui ha risposto un limitato numero di soggetti: 203 su più di 2.000 soggetti che si stima operino sul territorio nazionale e che avrebbero dovuto rispondere quali operatori della fatturazione all'utente, anche qualora non gestiscano le fasi della filiera interessate dal procedimento.

Allo stato attuale, nonostante la Direzione sistemi idrici abbia proceduto, nel secondo semestre 2013, a inviare numerose richieste di chiarimento agli enti d'ambito, permane un notevole numero di soggetti per i quali non si è ancora in grado di addivenire a conclusioni sulla condotta e sull'adempimento delle prescrizioni normative.

Nel corso del 2013 è stata altresì avviata un'Istruttoria conoscitiva (delibera 28 marzo 2013, 135/2013/E/idr) in merito all'erogazione del servizio di acquedotto nei comuni interessati da limitazioni all'uso di acque destinate al consumo umano; ciò al fine di verificare, tra l'altro, l'adozione da parte dei gestori di tutte le misure di loro competenza volte a garantire un adeguato servizio sostitutivo della fornitura di acqua potabile, nel rispetto delle prescrizioni delle rispettive Regioni e Province autonome, e a ricondurre le concentrazioni di arsenico e/o fluoro entro i valori previsti dalla normativa vigente.

Nell'ambito di detta istruttoria, sono stati acquisiti elementi informativi-conoscitivi, oltre alla documentazione ufficiale pubblicata dalle varie istituzioni coinvolte, anche tramite richieste dirette, volti principalmente a completare il quadro conoscitivo sulle realtà interessate.

Sulla base di questi elementi, è tutt'ora in corso l'attività di approfondimento finalizzata alla definizione di regole da adottare per consentire sia la ripartizione dei maggiori oneri, dovuti alla predisposizione delle misure sostitutive di fornitura di acqua alla popolazione in regime di sospensione di erogazione in forza di ordinanze amministrative per il mancato rispetto dei limiti di potabilità, sia la valutazione del soggetto cui imputare l'onere determinato dalla eventuale compensazione all'utenza a fronte dei disagi subiti. L'Autorità sta altresì valutando se tale indennizzo possa venire erogato in bolletta senza essere inserito tra i costi riconosciuti del servizio idrico integrato e al contempo, come anche evidenziato all'interno del documento per la consultazione 339/2013/R/idr, l'opportunità sistemica di una commisurazione del canone di concessione di derivazione alla qualità dell'acqua fornita, da ridurre in caso di acqua attinta da fonte di scarsa qualità.

Fra i provvedimenti finalizzati alla tutela dell'utenza, si inserisce anche la delibera 21 novembre 2013, 536/2013/R/idr, con cui l'Autorità ha avviato una Indagine conoscitiva sullo stato e le possibili criticità connesse con l'attuale erogazione del servizio di misura nel servizio idrico, per individuare, tra l'altro, livelli minimi di efficienza e qualità del servizio, anche con la verifica dell'espletamento dei compiti previsti dalla normativa, nonché l'eventuale presenza di elementi di criticità, con particolare riferimento agli aspetti che possono incidere sulla determinazione dei consumi dell'utente finale, sulla possibilità di un comportamento consapevole dell'utilizzo della risorsa idrica e sulle perdite idriche. La registrazione e la misurazione dell'acqua consumata consentirebbero di implementare una regolazione in grado di:

- promuovere l'efficientamento dell'utilizzo della risorsa idrica e ridurre le perdite;
- poter implementare approcci tariffari fondati sulla consapevolezza delle conseguenze delle scelte di consumo dell'utente finale;
- garantire all'utente finale una determinazione certa e trasparente dei consumi fatturati e dei dati riportati nei documenti di fatturazione;
- predisporre i requisiti informativi essenziali alla efficace implementazione di modelli di tariffazione sociale dei servizi idrici;
- stabilire, più in generale, livelli minimi di servizio per le attività di misura del sistema idrico integrato;
- promuovere la capacitazione del consumatore, ovvero il proprio ruolo attivo, in coerenza con l'orientamento alla *smart regulation* già delineato dall'Autorità con l'individuazione di procedure per la selezione di progetti pilota in ottica *smart city*.

L'Autorità, nel completare il quadro regolatorio tariffario, come già richiamato, con l'adozione dell'MTI, ha ritenuto di esplicitare, nel vincolo dei ricavi, una specifica componente di costo a copertura dei costi ambientali e della risorsa a partire dal 2014, al fine di ottemperare a quanto disposto all'art. 9 della direttiva 2000/60/CE in materia di politiche europee dei prezzi dell'acqua, nelle more della definizione di una disciplina organica nazionale, ponendo le basi all'applicazione del principio "chi inquina paga" nella propria regolazione. L'individuazione della quota parte di costi ambientali e della risorsa riconducibili all'uso industriale, riconosciuta nel vincolo dei ricavi e pertanto allocabile a tale tipologia di utenti in ossequio al principio "chi inquina paga", sarà parte degli esiti del procedimento avviato con la delibera 27 febbraio 2014, 87/2014/R/idr, che si pone come obiettivo generale il riordino della materia, a oggi frammentata e per certi aspetti desueta alla luce dell'evoluzione della normativa comunitaria. In particolare, la sopracitata delibera prevede di:

- garantire che le tariffe del servizio riflettano i relativi costi, anche al fine di eliminare le distorsioni sullo sviluppo efficiente delle infrastrutture di fognatura e depurazione, tenendo conto delle tecnologie di ultima generazione, e al contempo promuovere la diffusione del servizio sul territorio nazionale, in ottemperanza alle previsioni comunitarie;
- promuovere l'utilizzo razionale e sostenibile delle risorsa idrica, anche nel ruolo di corpo idrico recettore dei reflui, in un'ottica intergenerazionale;
- prevenire distorsioni e disallineamenti tariffari all'interno di medesimi ambiti territoriali;
- dare corretti segnali di prezzo che consentano un accesso al sevizio che garantisca la più efficiente allocazione di costo;
- rispettare i principi di chiarezza e semplicità, informazione e trasparenza verso gli utenti.

Visto il carattere particolarmente rilevante dell'applicazione del principio "chi inquina paga" che la definizione delle tariffe industriali sottende, l'Autorità ha ritenuto opportuno sottoporre il procedimento alla procedura di Analisi di impatto regolatorio (AIR).

Attuazione degli esiti del referendum 2011 in tema di remunerazione del capitale investito

L'Autorità, a seguito del ricevimento del parere n. 267/2013 del Consiglio di Stato, Sezione II, per dar seguito agli esiti del referendum popolare del 12 e 13 giugno 2011, ha approvato, in data 31 gennaio 2013, la delibera 38/2013/R/idr, con la quale

ha formalmente avviato un procedimento[7] per la restituzione agli utenti finali della componente tariffaria relativa alla remunerazione del capitale in relazione al periodo 21 luglio - 31 dicembre 2011.

Con la successiva delibera 25 giugno 2013, 273/2013/R/idr, tenendo conto dei contributi ricevuti nella fase di consultazione, l'Autorità ha determinato i criteri attraverso cui gli enti d'ambito dovevano procedere a individuare e trasmettere all'Autorità stessa gli importi di remunerazione del capitale investito da restituire agli utenti.

A valle dell'attività di verifica, con la delibera 5 dicembre 2013, 561/2013/R/idr, l'Autorità:

- ha ritenuto di non formulare rilievi per 12 enti d'ambito, dovendo di conseguenza, in tali contesti, il gestore procedere alla restituzione all'utenza della componente remunerazione del capitale investito, come calcolata dall'ente d'ambito competente per il relativo territorio, nel primo documento di fatturazione utile;
- ha inoltrato richieste di chiarimento ai restanti enti d'ambito che avevano inviato i calcoli e ha previsto, nel caso in cui i soggetti cui sono state indirizzate puntuali richieste di chiarimento non adempiano alle stesse, di procedere a determinare la quota oggetto di restituzione in conformità ai criteri della delibera 273/2013/R/idr, sulla base dei dati disponibili in un'ottica di tutela degli utenti.

Con la sopracitata delibera 561/2013/R/idr, l'Autorità ha intimato ai soggetti che non avevano deliberato la restituzione di adempiere agli obblighi della delibera 273/2013/R/idr, prevedendo che, in caso contrario, l'importo da restituire sia determinato forfetariamente sulla base dei dati disponibili, come media per utente dei rimborsi calcolati dagli enti d'ambito e positivamente verificati dall'Autorità a favore degli utenti domestici. In un'ottica di tutela degli utenti, l'Autorità ha disposto che tale valore venga determinato ponendo pari a zero l'accantonamento al Fondo svalutazione crediti e sommando all'importo da restituire i costi di funzionamento dell'ente d'ambito.

Con la successiva delibera 4 aprile 2014, 163/2014/R/idr, l'Autorità ha chiuso il procedimento avviato con la delibera 38/2013/R/idr, ordinando ai gestori la restituzione agli utenti finali della componente tariffaria del servizio idrico integrato relativa alla remunerazione del capitale, con riferimento al periodo 21 luglio - 31 dicembre 2011.

Con tale provvedimento l'Autorità, in un'ottica di tutela degli utenti, ha proceduto:

- per i soggetti che non hanno adempiuto alle richieste di chiarimento loro inviate dall'Autorità o che abbiano esposto alcuni dubbi circa le modalità di individuazione degli importi da restituire, a determinare la quota oggetto di restituzione in conformità ai criteri della delibera 273/2013/R/idr sulla base dei dati disponibili, escludendo dal computo i valori ritenuti inammissibili, laddove la determinazione delle componenti da decurtare non risulti supportata da adeguate motivazioni concernenti le valutazioni di efficienza del gestore;
- per i soggetti che, a seguito dell'intimazione di cui alla delibera 561/2013/R/idr, non abbiano adempiuto ai propri obblighi nei termini previsti, a esercitare il potere sostitutivo in conformità all'art. 3, comma 1, del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012, quantificando forfettariamente, sulla base dei dati disponibili, l'importo che ogni gestore è tenuto a restituire a ciascun consumatore finale, ai sensi di quanto disposto dalla delibera 561/2013/R/idr; tale l'importo è stato quantificato in 4,92 €/utente, cifra ottenuta come media ponderata per utente dei rimborsi calcolati dagli enti d'ambito - e positivamente verificati dall'Autorità - a favore degli utenti domestici, ponendo pari a zero l'accantonamento al Fondo svalutazione crediti e sommando all'importo da restituire i costi di funzionamento degli enti d'ambito relativi all'annualità 2013.

Con la sopradetta delibera 163/2014/R/idr, l'Autorità ha altresì ordinato ai gestori di procedere, ai sensi della delibera 273/2013/R/idr, alla restituzione all'utenza della componente remunerazione del capitale investito - come calcolata dall'ente d'ambito competente

7 Richiesta di parere inoltrata dall'Autorità al Consiglio di Stato in data 23 ottobre 2012 (prot. Autorità n. 33500 del 2012). Si rammenta che il tema è stato dapprima affrontato nell'ambito del documento per la consultazione 12 luglio 2012, 290/2012/R/idr, e che, anche in considerazione delle osservazioni ricevute, l'Autorità ha ritenuto di dover approfondire con il Consiglio di Stato la questione della decorrenza temporale delle funzioni di regolazione tariffaria assegnate all'Autorità nel settore dei servizi idrici.

per il relativo territorio, ovvero come determinata dall'Autorità - nel primo documento di fatturazione utile, trasmettendo all'Autorità medesima, entro i successivi 30 giorni, apposita comunicazione in ordine all'avvenuta restituzione.

Stato di implementazione delle Carte dei servizi e qualità del servizio

L'Autorità ha subordinato l'approvazione delle tariffe alla dichiarazione della disponibilità di una Carta dei servizi, approvata ai sensi del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999 (Schema generale di riferimento per la predisposizione della Carta del servizio idrico integrato), per garantire agli utenti interessati che l'erogazione del servizio avvenga nel rispetto di alcuni diritti fondamentali. Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri richiede infatti, tra l'altro, che i gestori definiscano nelle carte aziendali, oltre alle procedure per i casi di morosità, anche quelle per i casi di reclamo, individuando precisi termini massimi entro cui provvedere alla rimozione delle irregolarità riscontrate.

Tutte le 500 gestioni le cui tariffe sono state approvate hanno dunque dichiarato di aver reso disponibile una Carta dei servizi.

Come ulteriore passo di approfondimento, con la delibera 28 marzo 2014, 142/2014/R/idr, l'Autorità ha avviato un procedimento volto a raccogliere maggiori informazioni sui contenuti specifici delle Carte del servizio idrico integrato e sullo stato della loro implementazione, nonché, più in generale, sulla qualità tecnica e commerciale del servizio idrico integrato e di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono.

Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità intende:

- definire i livelli minimi e gli obiettivi di qualità del servizio idrico integrato, ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono;
- definire livelli specifici e generali di qualità dei servizi di distribuzione, misura e di vendita dei servizi idrici e, a tal fine, individuare indicatori di qualità dei servizi medesimi, determinando modalità di registrazione delle prestazioni fornite dagli esercenti su richiesta degli utenti;
- assicurare l'uniformità e la completezza delle modalità di misura dei tempi di esecuzione delle prestazioni richieste dagli utenti, al fine di garantire una adeguata qualità del servizio e di introdurre indennizzi automatici da corrispondere agli utenti, in caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità, che tengano conto della tempestività e della puntualità nell'esecuzione di dette prestazioni;
- determinare gli obblighi di indennizzo automatico in favore degli utenti in caso di mancato rispetto degli standard fissati.

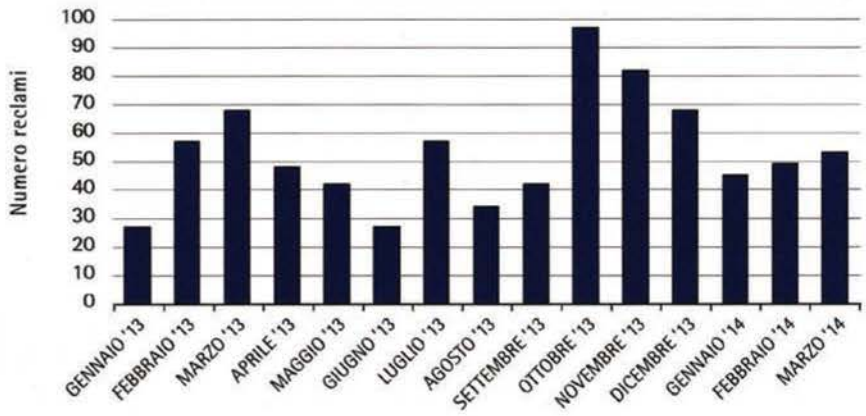
Reclami e segnalazioni degli utenti dei servizi idrici e promozione delle procedure di risoluzione alternativa delle controversie

Ai sensi del comma 1, lettera l), dell'art. 3 del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012, l'Autorità tutela i diritti degli utenti, anche valutando reclami, istanze, segnalazioni, secondo quanto disposto all'art. 2, comma 12, lettera m), della legge n. 481/95.

Nel corso del 2013 sono pervenuti all'Autorità oltre 650 reclami

Fig. 6.1

Reclami attinenti al sistema idrico pervenuti all'Autorità nell'anno 2013



attinenti a problematiche varie degli utenti del settore idrico, che sono stati classificati e monitorati. L'andamento è sinteticamente illustrato nella figura sottostante.

In merito alle tematiche di reclamo, le segnalazioni riguardano *in primis* la fatturazione dei consumi (31%) e le tariffe (27%), mentre in misura minore vengono presentati reclami attinenti agli aspetti contrattuali, alla morosità e alla qualità del servizio.

Quanto sopra delinea un quadro di forti aspettative circa il ruolo dell'Autorità nella tutela degli utenti del servizio idrico integrato, sia per quanto riguarda la definizione di una regolazione degli aspetti contrattuali e di qualità del servizio, oltre che tariffari, sia per quanto riguarda un sistema efficace di soluzione delle controversie individuali.

Con riferimento a quest'ultimo aspetto, con la delibera 27 febbraio 2014, 73/2014/E/idr, l'Autorità ha avviato un'Indagine conoscitiva sulle procedure di risoluzione stragiudiziale delle controversie tra utenti e gestori del servizio idrico integrato, al fine di effettuare una ricognizione dello stato dell'arte e, sulla base dei dati raccolti, valutare gli interventi più opportuni alla luce delle funzioni attribuitele dalla normativa in vigore.

7.
Organizzazione, comunicazione e risorse

Organizzazione e Piano strategico triennale

Con la delibera 26 luglio 2012, 308/2012/A, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha approvato il Piano strategico per il triennio 2012-2014, che è stato pubblicato con la finalità di far conoscere a tutti i soggetti interessati la visione prospettica e le linee di intervento che ispirano l'attività dell'Autorità nell'esercizio delle funzioni di propria competenza.

In particolare, il Piano contiene le linee strategiche e le connesse linee d'azione, suddivise in 24 obiettivi strategici (Tav. 7.1) che l'Autorità intende perseguire nel triennio per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché le prime indicazioni in relazione alle linee evolutive della regolazione dei servizi idrici.

TAV. 7.1

Obiettivi del Piano strategico dell'Autorità per il triennio 2012-2014

SIGLA	OBIETTIVO
OS01	Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali nel settore dell'energia elettrica
OS02	Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali nel settore del gas naturale
OS03	Verso un'organizzazione efficiente del servizio di distribuzione del gas naturale
OS04	Miglioramento dei sistemi di misura
OS05	Rafforzamento delle norme tese a garantire la terzietà e l'indipendenza degli operatori di rete
OS06	Definizione di *Linee guida* per la tenuta di una contabilità di tipo regolatorio per le imprese
OS07	Promozione di un efficiente funzionamento dei mercati in presenza di una quota importante di capacità da fonte rinnovabile
OS08	Aumento della capacità del sistema elettrico di gestire variazioni di offerta e di domanda a costi contenuti
OS09	Adeguatezza della capacità di generazione anche a fronte della crescente quota di produzione da fonti energetiche intermittenti
OS10	Evoluzione verso un mercato del gas pienamente concorrenziale

TAV. 7.1 - SEGUE

Obiettivi del Piano strategico dell'Autorità per il triennio 2012-2014

SIGLA	OBIETTIVO
OS11	Strumenti innovativi per la sicurezza degli approvvigionamenti
OS12	Gestione efficiente e pro concorrenziale dei processi, in particolare del processo di *switching*
OS13	Miglioramento degli attuali sistemi di tutela di prezzo per i consumatori domestici e per le piccole imprese
OS14	Miglioramento e completamento delle misure a tutela dei clienti destinatari di bonus sociale
OS15	Revisione degli ambiti di intervento in tema di qualità dei servizi di vendita al cliente finale
OS16	Promozione della consapevolezza e della capacità di scelta dei clienti finali
OS17	Rafforzamento dell'azione di vigilanza ed *enforcement* delle regole, anche ai fini dell'attuazione del decreto legislativo n. 93/11
OS18	Sviluppo delle attività di vigilanza sulle infrastrutture e sui mercati
OS19	Vigilanza del rispetto del divieto di traslazione della maggiorazione Ires
OS20	Promozione di strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie
OS21	Revisione delle procedure di consultazione e partecipazione ed estensione dell'Analisi di impatto regolatorio (AIR)
OS22	Riduzione degli oneri amministrativi a carico dei soggetti regolati
OS23	Sviluppo concorrenziale dell'offerta di servizi energetici e di nuovi modelli di business
OS24	Rafforzamento del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE o certificati bianchi)

Fonte: AEEGSI.

Per quanto concerne l'organizzazione, nel corso del 2013 l'Autorità è intervenuta con un ulteriore contributo per completare il processo di riorganizzazione dei Dipartimenti e delle Direzioni, avviato già dal 2011 e finalizzato a rispondere alle esigenze di razionalizzazione della struttura organizzativa, nonché di valorizzazione delle competenze e delle professionalità esistenti, attraverso una sempre più marcata specializzazione delle funzioni.

Con la delibera 30 maggio 2013, 226/2013/A, l'Autorità ha introdotto, a seguito di un processo interno che ha compreso anche la consultazione delle organizzazioni sindacali, una nuova struttura organizzativa articolata in Dipartimenti. Le due Aree di coordinamento strategico, istituite nel 2012, sono state soppresse e sostituite da due Dipartimenti. Il Dipartimento dedicato alla regolazione ha inglobato non solo le Direzioni dedicate alla regolazione delle infrastrutture e dei mercati dell'energia elettrica e del gas, ma anche una nuova Direzione dedicata al sistema idrico, che sussume le attività svolte provvisoriamente, nel 2012, da due Uffici speciali. Il Dipartimento per l'*enforcement* e gli affari dei consumatori, che svolge attività sia per i settori energetici, sia per quello idrico, ingloba tre Direzioni: oltre alle Direzioni già esistenti relative alla vigilanza e ai consumatori, è stata istituita anche una nuova Direzione dedicata ai procedimenti sanzionatori. Ai due Dipartimenti citati, si affianca il Dipartimento per il coordinamento, gli affari giuridici e le relazioni istituzionali, già costituito con la delibera 28 dicembre 2012, 571/2012/A, cui è affidata anche la supervisione delle Direzioni di funzionamento (Direzione affari generali e risorse e Direzione sicurezza, informatica e logistica). Nella riorganizzazione si è provveduto anche a una complessiva razionalizzazione della struttura organizzativa, che ha comportato la riduzione sia delle unità dirigenziali (Dipartimenti, Direzioni e Uffici speciali), sia delle unità di secondo livello.

Comunicazione

La completa e trasparente comunicazione dell'attività di regolazione è fra i principali compiti che la legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, attribuisce all'Autorità, con particolare riferimento all'importanza di *«pubblicizzare e diffondere la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi»* per *«garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi o finali»*.

L'attività della Direzione comunicazione e stampa si è sviluppata, secondo questa specifica previsione, all'insegna della trasparenza e con l'obiettivo di un'informazione di qualità e di "servizio", per consentire ai clienti finali di conoscere l'azione dell'Autorità e i diritti e le tutele previsti dalla regolazione a loro favore.

Considerando i consistenti tagli di bilancio imposti dal decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, le attività di comunicazione sono state improntate alla selettività e a un'attenta valutazione dei costi/benefici. In questa prospettiva si inserisce la scelta di un utilizzo sempre più intensivo dei nuovi canali social, come YouTube e Twitter, anche per raggiungere al meglio nuovi segmenti di pubblico e per sviluppare progetti specifici che consentano di ampliare la diffusione dei messaggi dell'Autorità e della sua azione, pure in collaborazione con altre istituzioni (per esempio, con la Presidenza del Consiglio, con le università ecc.). Nel corso del 2013, la Direzione comunicazione e stampa ha anche curato la pubblicizzazione dei provvedimenti e delle attività dell'Autorità pure attraverso il coordinamento e la gestione dell'*editing*, della progettazione grafica, dell'impaginazione e della stampa della *Relazione Annuale* sull'attività svolta e sullo stato dei servizi, principale strumento istituzionale di diffusione dell'attività svolta dall'Autorità stessa.

Campagne di comunicazione multimediale

Nell'ambito della comunicazione esterna rivolta al grande pubblico, sono state promosse nuove iniziative multimediali. La più recente e rilevante è la campagna istituzionale dedicata al *Numero verde dello Sportello per il consumatore di energia: 800.16665*, il servizio gratuito fornito dallo Sportello per il consumatore di energia che rende disponibili informazioni utili al cliente finale, affinché egli possa orientarsi sulle principali tematiche relative alla regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, per conoscere diritti e tutele previsti per i consumatori. La campagna *Numero verde*, sviluppata attraverso la diffusione di spot su radio, Tv e web, è stata trasmessa in diversi momenti nel 2012, nel 2013 e nuovamente per 22 giorni a inizio 2014. Nello specifico, dal 15 gennaio al 5 febbraio 2014 sono stati trasmessi

129 spot Tv sulle reti Rai (Rai1, Rai2, Rai3), 90 spot su RaiNews e 109 spot sulle radio nazionali (Radio1, Radio2, Radio3, Isoradio), per un totale di oltre 190 milioni di contatti lordi.

Gli spot radiotelevisivi sono stati visti o sentiti circa 193 milioni di volte, da circa 30 milioni di adulti (cioè circa il 57% del target).

La campagna ha anche contribuito a un significativo incremento delle chiamate al numero verde 800.166654: +40% in media rispetto a dicembre 2013, con una crescita settimanale progressiva (+13%, +37%, +67%) fino a raggiungere le 18.000 telefonate a settimana. Inoltre, il tipo di domande ricevute dal *call center* ha evidenziato una progressiva "capacitazione" dei clienti finali, sempre più interessati a conoscere le regole del mercato, le possibilità di scelta e i propri diritti.

La pianificazione degli spot, concentrata negli orari di servizio dello Sportello per il consumatore di energia, è stata efficace.

Nel febbraio 2014, la campagna *Numero verde* è stata citata come *best practice* per l'informazione ai consumatori nell'ambito del CEER, il Consiglio dei regolatori europei dell'energia, e presentata al CRMVG, il *Customer and Retail Market Working Group* del CEER.

Per l'Autorità si è trattato della quarta campagna con la Presidenza del Consiglio dei ministri per l'accesso agli spazi istituzionali gratuiti sulle reti Rai, riservati alla diffusione di informazioni di particolare valore sociale ai sensi della legge 7 giugno 2000, n. 150.

Comunicazione web

Nel corso del 2013, l'Autorità ha continuato a rafforzare l'utilizzo del web, nella consapevolezza che esso sia, nelle sue forme più tradizionali come in quelle social, ormai parte essenziale delle strategie di comunicazione e informazione.

Nell'ultimo anno, quindi, è stata avviata un'ulteriore riorganizzazione del sito istituzionale (che registra una media di 1.400.000 pagine visualizzate al mese), anche a seguito delle nuove competenze e attività nei servizi idrici.

In attuazione al decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33, recante *Riordino della disciplina riguardante gli obblighi di pubblicità, trasparenza e diffusione di informazioni da parte delle pubbliche amministrazioni*, è stata creata la nuova sezione "Autorità trasparente" destinata ad accogliere le informazioni, i documenti e i dati concernenti l'attività e l'organizzazione dell'Autorità, pubblicate «*allo scopo di favorire forme diffuse di controllo sul perseguimento delle funzioni istituzionali e sull'utilizzo delle risorse pubbliche*» (decreto legislativo n. 33/13, art. 1).

Sono stati sviluppati alcuni nuovi servizi, fra i quali la possibilità di una navigazione per temi, oltre che nuove sezioni del sito come quelle dedicate al Servizio conciliazione, alle gare gas, all'implementazione del regolamento REMIT o ai progetti pilota delle *smart grids*.

È stata migliorata la sezione dedicata ai consumatori per facilitare la comprensione di alcuni argomenti di particolare interesse, anche attraverso una nuova pagina iniziale che riporta riassunti i principali strumenti di tutela e la pubblicazione di schede informative (per esempio *La bolletta spiegata*, relativa ai servizi di fornitura di luce e gas). In home page poi è stato dato sempre maggiore spazio all'attività internazionale che vede coinvolta l'Autorità ampliando la pubblicazione di documentazione di altri organismi (CEER, Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia - ACER, *Association of Mediterranean Energy Regulators* - MEDREG ecc.).

È stata infine migliorata la possibilità di ricerca degli operatori dei settori regolati, con l'aggiunta di strumenti di visualizzazione su mappa territoriale.

È stata rafforzata la presenza sui *social network*, in particolare su Twitter. L'account *@AutoritaEnergia* rilancia in tempo ciò che viene pubblicato sul sito dell'Autorità, fornendo così un servizio di alert agli oltre 3.000 *follower*. È stato potenziato e reso sistematico anche il servizio di monitoraggio rispetto all'attività di siti, blog, spazi social sui temi di maggiore interesse diretto o indiretto per l'Autorità, analizzandone posizionamento e reputazione.

L'Autorità gestisce inoltre un proprio canale YouTube, sul quale nell'ultimo anno sono stati pubblicati le interviste e gli interventi dei rappresentanti dell'Autorità nelle trasmissioni televisive o condivisi contenuti di terze parti riguardanti sempre l'Autorità. Per la prima volta, nel settembre 2013, è inoltre stato trasmesso in *streaming* attraverso YouTube un seminario dedicato alla riforma del prezzo del gas. Il canale conta un centinaio di iscritti e in totale registra circa 1.700 visualizzazioni al mese.

È in via di sperimentazione anche la realizzazione di video con brevi interviste autoprodotte dedicate a illustrare specifici argomenti, provvedimenti o strumenti (bollette, *smart regulation*, servizi al consumatore, conciliazione on line e consumi intelligenti) da pubblicare e diffondere sugli spazi web e social dell'Autorità.

Sul fronte della comunicazione interna, l'intranet è stata ulteriormente strutturata e potenziata, arricchendola di nuove pagine, specie dedicate a spazi di lavoro condiviso per meglio favorire la circolazione efficiente di informazioni e documentazione di lavoro. Quotidianamente, oltre alla rassegna stampa e ad audiovideo riguardante temi di interesse energetico, vengono pubblicati, in una sezione dedicata così da darne particolare evidenza, gli articoli e le interviste del Collegio uscite sulla stampa nazionale e locale, nonché rilasciate alle principali emittenti radiotelevisive. Viene inoltre pubblicato due volte al giorno il servizio di aggiornamento notizie con una selezione degli articoli di maggiore interesse, estratti anche da blog, siti e Twitter. Nel periodo di riferimento questo servizio è stato migliorato nella grafica e reso più fruibile.

Altre iniziative di comunicazione

Pur nella consapevolezza dell'importanza dei nuovi ed emergenti canali di comunicazione, per far conoscere l'Autorità e la sua azione al grande pubblico, il mezzo televisivo è ancora ritenuto essenziale e decisivo. Per questo, nel corso del 2013 è stata rinnovata la convenzione con il Servizio pubblico radiotelevisivo - Rai, permettendo così di avere una sistematica presenza in selezionati programmi ad alto ascolto in riferimento al target di interesse (consumatori e famiglie). In particolare, per l'anno 2014 è stata concordata una collaborazione per dieci trasmissioni Tv di cui sei presso *Unomattina* su Rai1, per i temi più rivolti ai consumatori, e altre quattro presso *Geo* su Rai3, per raggiungere un segmento di pubblico maggiormente "capacitato" (in particolare sui temi del servizio idrico e della *smart regulation*). Altre partecipazioni televisive sono state promosse grazie alla collaborazione giornalistica con le redazioni di ulteriori programmi radiotelevisivi (*Mi manda Rai 3, Fuori Tg, Salvadanaio*).

Nella prima parte del 2014 è stato realizzato anche un forum giornalistico con il *Corriere della Sera* dedicato ad alcune priorità strategiche dell'Autorità per l'anno in corso, con focus sugli interventi di più diretto impatto per i consumatori (in particolare la "bolletta 2.0", la riforma delle tariffe elettriche, il nuovo metodo tariffario acqua, i nuovi contatori, le biorarie). Lo Speciale forum è stato sviluppato in sinergia su molteplici canali (carta stampata, web, *social network*), con anche una chat dal sito del *Corriere della Sera*, sviluppando un percorso articolato capace di raggiungere target diversificati di pubblico e dare la massima diffusione ai messaggi.

Nell'ambito del processo di regolazione della nuova "bolletta 2.0", sono stati coinvolti in maniera approfondita giornalisti e *opinion maker*, inviando loro un questionario con le indicazioni su come avrebbero voluto la riforma della bolletta. Inoltre, sono stati preparati esempi grafici della nuova bolletta, sono stati rielaborati le voci e il glossario dei termini utilizzati, oltre che delineate le possibili strategie per coinvolgere il grande pubblico nel processo di consultazione e per comunicare le novità previste attraverso specifiche iniziative/proposte di comunicazione, sfruttando anche i canali del web.

Particolare attenzione ha ricevuto pure il Servizio conciliazione, cui è stata dedicata una sezione *ad hoc* sul sito, dalla quale è possibile scaricare una brochure informativa e sulla quale verrà pubblicato un video esplicativo, veicolato dal canale YouTube dell'Autorità.

Altre iniziative in fase di implementazione riguardano la collaborazione con l'Università di Comunicazione di Milano (IULM), con alcune lezioni sulla comunicazione dell'Autorità per gli studenti del master sulla comunicazione in tema di energia. Infine, costante e intensa è stata l'azione di informazione e contatto verso il mondo delle testate giornalistiche attraverso le attività più propriamente di ufficio stampa: fra queste, oltre a incontri specifici con singole testate, sono stati realizzati un seminario sulla riforma della materia prima gas nel settembre 2013, una conferenza stampa per presentare il nuovo metodo di aggiornamento delle bollette del gas e un incontro stampa sui temi dell'acqua, a margine della Seconda Conferenza Nazionale sulla Regolazione dei Servizi Idrici, svoltasi il 13 dicembre scorso a Milano.

Bilancio dell'attività di comunicazione

Per valutare l'efficacia dell'attività di comunicazione e conseguentemente elaborare strategie mirate, l'Autorità utilizza determinate *media analysis* realizzate da società specializzate, selezionate con pubblica gara. Nel complesso, è comunque possibile stimare che, nell'anno 2013, sulla stampa quotidiana e periodica sono apparsi oltre 4.300 articoli in cui viene citata l'Autorità, principalmente riferiti al settore elettrico (42%), poi al gas (34%) e infine all'acqua (24%). I dati sulla *readership* complessiva, attestata ad oltre 950.000 potenziali contatti, evidenziano una visibilità dell'Autori-

tà ripartita nel settore elettrico al 45%, in quello gas al 40% e in quello idrico al 15%.

Analoghe risultanze possono essere stimate in riferimento alla comunicazione radiotelevisiva. In 234 clip TV, che hanno sviluppato un totale di 223 milioni di contatti nell'anno 2013, l'Autorità è stata citata 1.306 volte, il 75% delle quali con *sentiment* positivo e solo il 5% in negativo. L'insieme degli strumenti per il consumatore più seguiti, oltre allo Sportello per il consumatore di energia, nel 2013 sono stati il Servizio conciliazione e i bonus elettrico/gas. Rubriche e Tg rimangono le tipologie di programma Tv più attente all'Autorità.

La radio ha trasmesso 183 clip, con 735 citazioni concernenti l'Autorità, il 62% delle quali con *sentiment* positivo e solo l'1% negativo. Meno del 15% delle citazioni riguardano gli strumenti per il consumatore. In modo simile a quanto si registra per la Tv, tramite la radio circa due terzi delle citazioni veicolano l'argomento "prezzi/tariffe".

Dal punto di vista dell'analisi del posizionamento dell'Autorità sul web, il primo anno di rilevazioni ha segnalato oltre 10.000 citazioni. In generale il loro *sentiment* è neutro (80% circa), le restanti sono positive (5%) o negative (15%). Queste ultime sono riferite sostanzialmente alla tematica dell'acqua, degli aumenti delle bollette e dei provvedimenti sulle fonti rinnovabili.

In particolare riguardo al settore idrico, circa il 50% di queste citazioni è negativo e incentrato per lo più sul presunto mancato rispetto del referendum del 2011 nei metodi tariffari approvati. Le altre citazioni negative (anche se in misura minore) sono riferite ad aumenti delle bollette e alla tematica delle fonti rinnovabili, con l'azione dell'Autorità vista da alcuni come volontà di penalizzare il settore. Twitter è la principale sorgente di commenti a favore dell'Autorità, mentre la maggior parte dei giudizi negativi arriva tramite Facebook.

La maggior parte delle citazioni (22%) proviene da redazioni giornalistiche (siti internet di testate quotidiane e/o periodiche); seguono i blog (15%), Facebook (12%) e Twitter (10%). Le restanti rilevazioni sono molto frammentate: il gruppo eterogeneo e omnicomprensivo web - che raggruppa informazioni generiche, aziendali, di Comuni/Regioni o altre istituzioni ecc. - pesa per il 36%. L'insieme di YouTube, Google, forum vari e altri *social network* resta marginale (peso 5%).

Risorse umane e sviluppo del personale

Come negli anni precedenti, anche nel corso del 2013 l'Autorità ha operato con l'obiettivo di acquisire e valorizzare le risorse umane, mediante una serie di azioni nel campo della selezione, della gestione e della formazione del personale, in un contesto di continuo confronto sindacale.

Tale obiettivo, particolarmente complesso da raggiungere stante l'incremento delle attribuzioni dell'Autorità relativamente al settore dei servizi idrici, è stato perseguito attraverso un insieme di interventi volti, da un lato, ad assicurare la funzionalità del nuovo assetto organizzativo e, dall'altro, ad acquisire il personale necessario per lo svolgimento dei compiti istituzionali affidati, in considerazione dell'ampliamento della pianta organica dell'Autorità conseguente a quello delle proprie funzioni.

Sotto il primo profilo, nell'anno 2013 è proseguito il graduale processo di riorganizzazione dell'Autorità, avviato in precedenza dal Collegio, mediante l'adozione di un nuovo regolamento di organizzazione e funzionamento e di un nuovo assetto organizzativo, articolato in Dipartimenti, Direzioni e Unità, di cui alle delibere 18 aprile 2013, 160/2013/A, e 226/2013/A. A seguito delle suddette modifiche organizzative si è reso necessario procedere all'assegnazione di personale negli organici della nuova struttura, al fine di consentirne l'operatività nel termine fissato dal Collegio, prevedendo peraltro modalità idonee a garantire, anche attraverso un congruo periodo di sovrapposizione tra la nuova e la precedente struttura di assegnazione, la conclusione dei lavori in corso, un adeguato passaggio di consegne e la continuità delle attività.

Sotto il secondo profilo, l'anno 2013 è stato caratterizzato da un'intensa attività amministrativa, volta alla gestione delle procedure concorsuali avviate l'anno precedente per l'assunzione in ruolo di complessivi 17 funzionari e quattro operativi. Al riguardo, a seguito della nomina delle relative Commissioni esaminatrici, sono state espletate sia le procedure di cinque dei sei profili banditi con l'approvazione delle corrispondenti graduatorie, sia l'assunzione della quasi totalità dei vincitori nonché, nei casi in cui si è ritenuto opportuno in relazione alle esigenze organizzative dell'Autorità, di alcuni idonei.

Inoltre, in relazione alla sopravvenuta esigenza di reclutare una risorsa con elevato grado di specializzazione nel campo del trattamento economico, previdenziale, assicurativo e fiscale del personale, si è proceduto ad attivare una procedura selettiva per l'acquisizione di un funzionario con contratto a tempo determinato che si è conclusa con l'assunzione del relativo vincitore.

Sempre con riguardo al tema del reclutamento del personale, nel 2013 si è altresì proceduto all'assunzione con contratto a tempo determinato, a seguito di procedure selettive di tipo privatistico,

di due funzionari per l'espletamento delle funzioni di assistenti di altrettanti Componenti del Collegio dell'Autorità.

In sintesi: nel 2013 si è proceduto all'assunzione di 20 risorse di cui 15 di ruolo, in esito alle sopra citate procedure concorsuali (nove funzionari e sei operativi, di cui 11 vincitori e quattro idonei), e di cinque funzionari con contratto a tempo determinato (due in esito a procedure selettive di tipo privatistico; due mediante l'istituto dello scorrimento delle graduatorie in corso di validità relative a procedure di selezione a evidenza pubblica; uno quale vincitore della procedura selettiva sopra menzionata).

Va inoltre aggiunto che, in attuazione di apposito decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, ai sensi dell'art. 3, comma 1, del decreto legge 27 agosto 1994, n. 513, convertito con modificazioni dalla legge 28 ottobre 1994, n. 595, è stato disposto il trasferimento in Autorità di una risorsa nella carriera degli esecutivi.

Con riguardo all'attività formativa, si sono innanzitutto realizzati *workshop* e seminari interni monotematici, finalizzati alla discussione e all'approfondimento di argomenti di particolare rilevanza e interesse dell'Autorità, che hanno visto un'ampia adesione da parte del personale. Nell'ambito di tali iniziative, si segnalano quelle a carattere divulgativo sulle tematiche "Inquadramento della regolazione del servizio idrico e stato dell'arte", "Nuovo periodo regolatorio distribuzione gas", "Riforma delle condizioni economiche fornitura gas (QE)".

Relativamente alla formazione obbligatoria dei lavoratori sul tema della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, nel mese di febbraio 2013 l'Autorità ha stipulato un Accordo di collaborazione con l'INAIL per lo svolgimento di attività formativa e di aggiornamento da erogare alle diverse figure professionali in base alla normativa di riferimento (decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81). Al riguardo, nell'ambito di un programma che andrà a completamento nel corso del 2014, nell'anno 2013 sono state coperte le esigenze di formazione di tutti i Dirigenti e sono state realizzate cinque edizioni dei corsi, suddivisi in una parte generale e in una parte specifica, che hanno coinvolto oltre il 60% del personale.

Nell'ambito delle politiche formative va anche menzionata l'organizzazione della Seconda Conferenza Nazionale sulla Regolazione dei Servizi Idrici, tenutasi a Milano il 13 dicembre 2013, come precedentemente scritto. La Conferenza si è articolata in due sessioni: la prima, in cui si sono tenuti gli interventi istituzionali e la Relazione del Presidente dell'Autorità, illustrativa dell'attività svolta e delle *Linee guida* strategiche nel settore idrico; la seconda, durante la quale si sono svolte le audizioni pubbliche. L'importante evento ha visto la partecipazione di numerosi attori del settore idrico e la presentazione di diverse memorie in materia, pubblicate e disponibili alla consultazione sul sito istituzionale dell'Autorità.

Sempre in tema di formazione, si è avviata l'attività prevista dalla convenzione stipulata nel 2012 con la Scuola Superiore della Pubblica Amministrazione (ora Scuola Nazionale dell'Amministrazione - SNA). È stata realizzata una serie di incontri volti a raccogliere elementi utili per individuare il fabbisogno formativo dell'Autorità. Tale attività di rilevazione, finalizzata all'elaborazione di un piano formativo pluriennale del personale dell'Autorità da approvare nel corso del 2014, ha coinvolto il Presidente, i primi livelli della struttura organizzativa, rappresentanti dei funzionari e degli operativi, nonché le rappresentanze sindacali.

Sotto il profilo gestionale, si è proceduto alla conclusione formale, con la determinazione del Collegio sui ricorsi presentati avverso le valutazioni ottenute, del processo valutativo dei risultati conseguiti nell'anno 2011. Si sono, inoltre, svolti i processi valutativi dei risultati conseguiti nell'anno 2012 e dei comportamenti organizzativi posti in essere nel biennio 2011-2012, rinviando ai primi mesi del 2014 la conclusione di detti processi con la formalizzazione di eventuali ricorsi avverso le valutazioni ottenute e la conseguente pronuncia del Collegio sugli stessi.

È proseguito il confronto con le organizzazioni sindacali su varie tematiche, quali le sanzioni disciplinari e il relativo procedimento, la mobilità del personale, l'orario di lavoro e gli istituti connessi, nonché il sistema incentivante.

Al riguardo, una particolare menzione merita l'accordo ratificato dal Collegio in tema di tutela della maternità e della paternità del personale dipendente, con il quale le Parti - proseguendo nel solco già tracciato che prevede di adottare concrete misure volte a rafforzare la tutela di situazioni meritevoli di particolare attenzione sotto il profilo sociale, oltre che lavorativo - hanno modificato e integrato la normativa interna in materia; ciò prevedendo una serie di misure di maggior favore rispetto alla disciplina legislativa, intervenendo, tra l'altro, negli spazi lasciati dal legislatore alla negoziazione sindacale (per esempio, regolamentando, tra i primi in Italia, le modalità del congedo parentale su base oraria).

Con le organizzazioni sindacali si è anche stipulato un accordo in

materia di incremento dell'efficienza aziendale per il 2012, a partire dai due indicatori: l'Indicatore numerico di esito del contenzioso (IEC) e l'Indicatore qualitativo di efficienza della struttura (IES). In particolare si evidenzia che, per la determinazione dell'IES, si sono scelti due indicatori numerici determinati attraverso dati riportati nella *Relazione Annuale* 2012 (il primo: rapporto tra il numero dei provvedimenti adottati dall'Autorità e il numero dei dipendenti, comandati e distaccati; il secondo: rapporto tra il costo del personale e il numero dei provvedimenti adottati dall'Autorità), integrati da valutazioni qualitative sull'attività svolta dalla struttura, tenuto conto anche di quanto espresso dal Presidente nel corso della presentazione della *Relazione Annuale* al Paese e al Parlamento, lo scorso 26 giugno 2013.

Anche nell'anno di riferimento sono state mantenute le iniziative già in essere di supporto ai dipendenti e relative famiglie, quali il contributo economico per gli asili nido e le scuole per l'infanzia, la convenzione con la cassa sanitaria, le facilitazioni per il trasporto pubblico.

Compagine: analisi per età, qualifica e livelli retributivi

Nel corso del 2013 è stata confermata la pianta organica dell'Autorità, che risulta suddivisa secondo quanto riportato nella tavola 7.2.

TAV. 7.2

Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	20
Funzionari	103
Operativi	36
Esecutivi	1
TOTALE	**160**

Al 31 dicembre 2013 la dotazione organica dell'Autorità risulta pari a 180 unità, delle quali 129 a tempo indeterminato e 51 a tempo determinato (Tav. 7.3). A esse va aggiunto il personale, per un totale di 16 risorse, reso disponibile mediante comandi e distacchi dalla Guardia di Finanza (nell'ambito di uno specifico Protocollo d'intesa) e da altre amministrazioni pubbliche.

TAV. 7.3

Composizione del personale al 31 dicembre 2013 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI E DISTACCHI
Dirigenti	15	6	4
Funzionari	80	36	10
Operativi	33	9	1
Esecutivi	1	0	1
TOTALE	**129**	**51**	**16**

Il personale dipendente ha un'età media di poco inferiore ai 44 anni e possiede un elevato grado di qualificazione professionale. Tutti i dipendenti sono in possesso di un diploma di scuola superiore e oltre l'80% è in possesso del diploma di laurea.

Le retribuzioni lorde per carriera e grado, che sono bloccate per effetto del decreto legge n. 78/10, convertito con la legge 30 luglio 2010, n. 122, sono riportate nella tavola 7.4.

TAV. 7.4

Retribuzione lorda per carriera e grado

Retribuzione con riferimento al livello base di ciascuna qualifica, in migliaia di euro

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore Generale	167,71	Primo Funzionario	87,64	Impiegato	51,80	-	-
Direttore Centrale	142,20	Funzionario I	71,90	Coadiutore	43,61	Commesso capo	39,68
Direttore	113,56	Funzionario II	56,03	Aggiunto	34,14	Commesso	30,09
Direttore aggiunto	101,13	Funzionario III	47,93	Applicato	30,63	-	-

Va inoltre segnalato che nel corso del 2013 l'Autorità ha applicato le disposizioni del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 23 marzo 2012, che, all'art. 7, stabilisce che il trattamento economico annuale del Presidente dell'Autorità venga determinato in relazione al trattamento economico annuale complessivo spettante per la carica al Primo Presidente della Corte di cassazione e che il trattamento economico annuale dei componenti dell'Autorità venga determinato in misura inferiore del 10% del trattamento economico annuale complessivo del Presidente.

Gestione economico-finanziaria

La gestione finanziaria dell'Autorità è stata caratterizzata, anche per l'esercizio 2013, dall'utilizzo di un sistema contabile integrato (nel quale collegare una contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio a una contabilità analitica ed economico-patrimoniale) che supporti la programmazione finanziaria e permetta la gestione delle risorse assegnate ai centri di responsabilità (individuati nei Dipartimenti, nelle Direzioni e negli Uffici speciali di diretta collaborazione del Collegio). Tale sistema contabile, adottato autonomamente dall'Autorità, appare, peraltro, tuttora in linea con le più recenti evoluzioni della contabilità pubblica.

La gestione contabile-amministrativa dell'Autorità pone, come ormai consolidata base, il processo di *budgeting*, iniziato già con l'esercizio 2005. L'esercizio finanziario trae origine da un Bilancio annuale di previsione e si conclude con il rendiconto dell'esercizio (Tav. 7.5), che rappresenta le risultanze della gestione del relativo esercizio, coincidente con l'anno solare.

Va preliminarmente segnalato come l'Autorità si sia rigorosamente attenuta alle disposizioni in materia di riduzioni di spesa poste a carico di determinate amministrazioni pubbliche, e in particolare alle norme di cui al decreto legge n. 78/10, convertito con legge n. 122/10, al decreto legge 6 luglio 2012, n. 95, convertito con legge 7 agosto 2012, n. 135, al decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, convertito con legge 22 dicembre 2011, n. 214, e alla legge 24 dicembre 2012, n. 228. Nel corso dell'esercizio 2013, la somma di dette riduzioni è stata interamente versata al Bilancio dello Stato, per complessivi 4,80 milioni di euro. È naturalmente da sottolineare come l'applicazione di detta norma costituisca per l'Autorità un severo vincolo alla luce dei sempre maggiori e complessi compiti affidateli per legge, non ultimi quelli di regolazione del settore idrico.

Con riferimento alle entrate, è come sempre utile rammentare come l'Autorità non gravi in alcun modo, diretto o indiretto, sul Bilancio dello Stato, poiché ai suoi oneri di funzionamento si provvede mediante un contributo, versato dai soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas,

TAV. 7.5

Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto

Milioni di euro; esercizi finanziari

	2012	2013	VAR. %	COMP. %
ENTRATE DELLA GESTIONE	**58,50**	**69,12**	**18,15**	**100,0**
Contributo a carico dei soggetti regolati del settore e.e. e gas	57,11	63,11	10,51	91,3
Contributo a carico dei soggetti regolati del settore idrico	0,00	2,92	-	4,2
Altre entrate	1,39	3,09	122,30	4,5
SPESE DELLA GESTIONE	**(61,48)**	**(52,64)**	**(14,38)**	**100,0**
Spese correnti	**(45,63)**	**(44,09)**	**(3,37)**	**83,7**
- Funzionamento degli organi istituzionali	*1,70*	*1,30*	*(23,53)*	*2,5*
- Personale in servizio	*20,45*	*20,76*	*1,52*	*39,4*
- Oneri previdenziali e assistenziali per personale e organi istituzionali	*6,17*	*6,33*	*2,59*	*12,0*
- Prestazioni di servizi rese da terzi	*6,97*	*5,05*	*(27,55)*	*9,6*
- Canoni di locazione	*3,93*	*4,06*	*(5,32)*	*7,7*
- Altre spese di funzionamento per acquisto di beni e servizi	*6,20*	*6,17*	*3,31*	*11,7*
- Rimborsi	*0,21*	*0,42*	*100,0*	*0,8*
Trasferimenti	**(15,39)**	**(8,30)**	**(46,07)**	**15,8**
- Trasferimenti ad altre Autorità ex legge n. 228/12	*11,90*	*3,50*	*(70,59)*	*6,7*
- Trasferimenti al Bilancio dello Stato	*3,49*	*4,80*	*37,54*	*9,1*
Spese in conto capitale	**(0,46)**	**(0,25)**	**(45,65)**	**0,5**
Variazione dei residui attivi	**(0,00)**	**(0,00)**	**0,00**	**-**
Variazione dei residui passivi	**1,01**	**0,88**	**(12,87)**	**-**
AVANZO DELL'ESERCIZIO	**(1,97)**	**17,36**	**-**	**-**

che la legge istitutiva fissa nella misura massima dell'1 per mille dei ricavi.

In termini assoluti, il gettito derivante dal versamento del contributo, raffrontato con l'esercizio precedente, ha subito un incremento causato principalmente dalla moderata ripresa avvenuta sui mercati internazionali delle materie prime energetiche nel corso del 2012, anno che ha costituito la base di calcolo per le imprese del settore ai fini del calcolo del contributo da versare. Inoltre, va segnalato che nel corso dell'esercizio 2013 si è provveduto all'incasso del contributo di funzionamento pure da parte dei soggetti regolati del settore idrico, provvedendo al recupero anche del contributo relativo al 2012 al fine di recepire apposite raccomandazioni del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 23 novembre 2012; fra l'altro, per il solo esercizio 2012, la base imponibile per il calcolo del contributo dovuto dai soggetti operanti nel settore del servizio idrico è stata fissata nella misura dei 2/3 dei ricavi risultanti dai Bilanci approvati, relativi all'esercizio 2011.

Anche per l'anno 2013 la misura del contributo dovuto dai soggetti regolati nel settore dell'energia elettrica e del gas è stata mantenuta con aliquota pari allo 0,3 per mille, mentre per i soggetti regolati del settore idrico l'aliquota contributiva è stata fissata allo 0,3 per mille per l'esercizio 2012 e allo 0,25 per mille per l'esercizio 2013.

Per quanto riguarda le uscite, la principale voce è relativa al trattamento economico del personale, peraltro risorsa centrale e imprescindibile dell'Autorità per l'espletamento del proprio mandato e delle proprie funzioni. Le uscite per personale dipendente, per il periodo in riferimento, comprensive di retribuzioni, accantonamenti per fine rapporto, straordinari e costi di trasferta, risultano pari a 20,76 milioni di euro.

Le indennità, comprensive di meri rimborsi spese per missioni, percepite dai componenti dell'Organo istituzionale – che, come quelle degli Organi di vertice di altre Autorità amministrative indipendenti, hanno carattere omnicomprensivo e sono parametrate, ai sensi dell'art. 23-*ter* del decreto legge n. 201/11 e dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri

del 23 marzo 2012, al trattamento economico del Primo Presidente e dei Giudici della Corte di cassazione - ammontano a circa 1,30 milioni di euro.

Gli oneri previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità, sostenuti per il personale e per i componenti, sono risultati pari a 6,33 milioni di euro.

Il ricorso a forme esterne di consulenza e collaborazione è stato effettuato esclusivamente a fronte di effettive e specifiche esigenze - e all'interno dei vincoli di spesa previsti - come, per esempio, le esigenze correlate ai controlli assegnati all'Autorità in aggiunta ai controlli stabiliti dalla legge istitutiva, quali appunto quelli derivanti dalla fase di prima attuazione afferenti alla regolazione del settore idrico, cui non è stato possibile rispondere con l'utilizzo dell'attuale dotazione di personale di ruolo e a tempo determinato.

Sono stati inoltre affidati all'esterno, sulla base di procedure di gara aperta, alcune tipologie di servizi tipici di funzionamento (pulizie, vigilanza ecc.) e taluni servizi specifici funzionali all'ottimale svolgimento delle attività istituzionali (per esempio, la reingegnerizzazione dei sistemi informativi dell'Autorità).

Un deciso impatto sulla spesa corrente è rappresentato dall'attuazione di quanto disposto dall'art. 1, comma 523, della legge n. 228/12, il quale a sua volta richiama il disposto dell'art. 2, comma 241, della legge 23 dicembre 2009, n. 191. Trattasi di un contributo, derivante da una quota parte delle entrate percepite istituzionalmente, versato a titolo di finanziamento straordinario, a favore di legislativamente individuate Autorità amministrative indipendenti, da parte di altre Autorità amministrative indipendenti, altrettanto puntualmente identificate. Per l'esercizio 2013 l'onere determinato a carico di questa Autorità è risultato pari a 3,5 milioni di euro.

Le spese in conto capitale sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, impianti, materiale bibliografico e mobili, all'interno dei vincoli di spesa previsti.

L'Autorità non è proprietaria di alcun tipo di veicolo.

€ 26,80