ATTI PARLAMENTARI

XVII LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **CXLI**
n. **5**

RELAZIONE

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

(Aggiornata al 31 marzo 2017)

(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 30 giugno 2017

VOLUME II

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO

PAGINA BIANCA

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

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2017

Volume II Attività svolta

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

Guido Bortoni	*Presidente*
Alberto Biancardi	*Componente*
Rocco Colicchio	*Componente*
Valeria Termini	*Componente*

Vol II Attività svolta

Indice

Capitolo 1. Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali | Intersettoriale pag. 1

Evoluzione della legislazione europea nei settori di competenza pag. 3
Verso una nuova strategia energetica per l'Europa pag. 3
Evoluzione normativa dei settori energetici pag. 9

Coordinamento internazionale pag. 10
Coordinamento tra i Paesi membri dell'Unione europea pag. 10
Rapporti e iniziative con Paesi non appartenenti all'Unione europea pag. 13

Evoluzione della legislazione italiana pag. 19

Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni pag. 25
Segnalazioni pag. 25
Pareri e proposte al Governo pag. 27
Audizioni presso il Parlamento pag. 30
Rapporti con le altre istituzioni pag. 37

Capitolo 2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale pag. 42

Unbundling pag. 43
Regolazione dell'unbundling pag. 43

Regolazione delle reti e del sistema elettrico pag. 44
Regolazione dei contratti di trasporto e servizio di dispacciamento pag. 44
Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti pag. 49
Regolazione tecnica: servizio di trasporto e distribuzione pag. 51
Regolazione tecnica: impianti essenziali pag. 53
Regolazione tecnica: norme in materia di qualità dei servizi pag. 57
Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti pag. 61
Sistemi di smart metering di seconda generazione 2G pag. 72
Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari pag. 74

Promozione della concorrenza, tutela dell'ambiente e innovazione pag. 81
Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati all'ingrosso e al dettaglio pag. 81
Promozione della tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita pag. 83
Progetti pilota e sperimentazioni pag. 86

Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico pag. 91

Capitolo 3. Regolazione nel settore del gas | Settoriale pag. 98

Unbundling pag. 99
Regolazione dell'unbundling pag. 99
Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale pag. 99

Regolazione delle reti pag. 100
Regolazione tecnica: servizi di bilanciamento pag. 100
Regolazione tecnica: sicurezza ed affidabilità delle reti e norme in materia di qualità dei servizi pag. 101
Regolazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione pag. 104
Misure di salvaguardia del sistema gas pag. 107
Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti pag. 108
Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione pag. 113

Promozione della concorrenza pag. 114
Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati all'ingrosso e al dettaglio pag. 114

Capitolo 4. Teleriscaldamento/teleraffrescamento ed efficienza energetica negli usi finali | Intersettoriale pag. 118

Regolazione nel settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento pag. 119
Avvio delle attività pag. 119

Efficienza energetica negli usi finali pag. 123
Attività di regolazione pag. 123
Attività di gestione pag. 124

Capitolo 5. Regolazione e attività svolta nel settore idrico | Settoriale pag. 128

Rapporti istituzionali pag. 130

Regolazione tariffaria, unbundling e misura pag. 131
Regolazione tariffaria pag. 131
Regolazione dell'unbundling pag. 137
Regolazione del servizio di misura pag. 138

Tutela dell'utenza nel settore idrico pag. 140
Regolazione della qualità contrattuale del SII pag. 140
Raccolta dei dati sull'efficienza e sulla qualità del SII pag. 144
Reclami e segnalazioni degli utenti del SII pag. 144
Promozione delle procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie pag. 146

Capitolo 6. Vigilanza e contenzioso | Intersettoriale pag. 148

Vigilanza e sanzioni pag. 149
Indagini, vigilanza e controllo pag. 149
Attuazione del regolamento REMIT pag. 165
Procedimenti sanzionatori e prescrittivi pag. 166

Contenzioso pag. 170

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati pag. 178
Settore elettrico pag. 179
Settore gas pag. 184

Capitolo 7. Tutela dei consumatori | Intersettoriale pag. 188

Regolazione del mercato elettrico e del gas pag. 189
Mercato elettrico pag. 189
Mercato del gas pag. 197
Mercato elettrico e del gas pag. 203

Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori pag 216

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e di gas pag 221

Valutazione dei reclami e risoluzione delle controversie dei consumatori pag 224

Razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami pag 230

Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie pag 232

Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizione di salute pag 240

Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici pag 248

Capitolo 8. Attuazione della regolazione, comunicazione, organizzazione e risorse | Intersettoriale pag. 252

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti assunti pag. 253
Attività di consultazione pag. 253
Analisi di impatto della regolazione pag. 255
Provvedimenti assunti pag. 256

Accountability, trasparenza e anticorruzione pag. 259

Comunicazione pag. 261

Organizzazione pag. 265

Risorse umane e sviluppo del personale pag. 266

Gestione economico-finanziaria pag. 268

Indice delle tavole

Tav. 2.1	Dettaglio degli oneri A_3 Milioni di euro	pag. 66
Tav. 2.2	Componenti tariffarie A_1, A_3, A_4, A_5, As, Ae, UC4, UC7 e MCT per tipologia di clienti	pag. 68
Tav. 2.3	Ripartizione percentuale tra le regioni italiane delle pompe di calore aderenti alla sperimentazione tariffaria alla data del 15 ottobre 2016	pag. 86
Tav. 2.4	Principali caratteristiche dei primi tre progetti pilota avviati a fine 2014	pag. 87
Tav. 2.5	Risultati dei progetti A_1 e A_2 Ginestra SANC GENNAIO-AGOSTO 2015	pag. 88
Tav. 2.6	Principali caratteristiche tecniche dei progetti pilota power intensive (a dicembre 2015)	pag. 88
Tav. 2.7	Principali parametri energetici dei progetti pilota	pag. 89
Tav. 2.8	Ripartizione delle risorse finanziarie del Piano triennale 2015-2017 della Ricerca di sistema elettrico nazionale Milioni di euro	pag. 93
Tav. 2.9	Progetti ammessi al finanziamento con decreto del Ministero dello sviluppo economico del 21 aprile 2016	pag. 94
Tav. 5.1	Attività e comparti di separazione contabile del SII	pag. 138
Tav. 6.1	Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2012- 2016. Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo	pag. 152
Tav. 6.2	Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2012-2016	pag. 153
Tav. 6.3	Verifiche ispettive nei confronti di esercenti la vendita di energia elettrica e/o gas naturale in materia di qualità dei servizi telefonici Giugno-Settembre 2016	pag. 154
Tav. 6.4	Verifiche ispettive presso SEU o SEESEU Settembre-Ottobre 2016	pag. 155
Tav. 6.5	Verifiche ispettive presso SEU o SEESEU Giugno-Settembre 2016	pag. 155
Tav. 6.6	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 Aprile-Maggio 2016	pag. 156
Tav. 6.7	Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio Ottobre 2016	pag. 157
Tav. 6.8	Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas Gennaio-Dicembre 2016	pag. 158
Tav. 6.9	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio Aprile 2016	pag. 159
Tav. 6.10	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio Aprile 2016	pag. 159
Tav. 6.11	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento Aprile-Novembre 2016	pag. 160
Tav. 6.12	Verifiche ispettive nei confronti di esercenti le attività di distribuzione e di vendita del gas naturale, in materia di accesso al servizio di distribuzione del gas naturale Febbraio-Marzo 2016	pag. 161
Tav. 6.13	Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione Gennaio-Febbraio 2016	pag. 161
Tav. 6.14	Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato Gennaio-Dicembre 2016	pag. 163
Tav. 6.15	Procedimenti gestiti nell'anno 2016	pag. 170
Tav. 6.16	Esiti del contenzioso dal 1997 al 2016	pag. 170
Tav. 6.17	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2016	pag. 171
Tav. 6.18	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2016	pag. 172
Tav. 7.1	Elenco dei fornitori ammessi alla Tutela SIMILE	pag. 191
Tav. 7.2	Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro Ω	pag. 195
Tav. 7.3	Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti switching hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo	pag. 196

Tav. 7.4	Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione dei FUI per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1 ottobre 2016 – 30 settembre 2018	pag. 200
Tav. 7.5	Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione degli FDD per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1 ottobre 2016 – 30 settembre 2018	pag. 201
Tav. 7.6	Livelli specifici di qualità commerciale della vendita di energia elettrica o di gas naturale	pag. 209
Tav. 7.7	Livelli specifici e generali di qualità commerciale riferiti al tempo di messa a disposizione del venditore di dati tecnici	pag. 210
Tav. 7.8	Categorie di richieste di dati ricomprese in "Altri dati tecnici complessi" (M02C)	pag. 211
Tav. 7.9	Chiamate pervenute al call center dello Sportello	pag. 218
Tav. 7.10	Principali argomenti delle chiamate gestite con operatore dal call center dello Sportello	pag. 219
Tav. 7.11	Livelli di servizio per il call center dello Sportello	pag. 220
Tav. 7.12	Risultati della rilevazione "Mettiamoci la Faccia" per il call center dello Sportello	pag. 220
Tav. 7.13	Standard generali di qualità dei call center	pag. 221
Tav. 7.14	Reclami allo Sportello suddivisi per tipologia di cliente e per settore	pag. 225
Tav. 7.15	Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2015 e nel 2016	pag. 226
Tav. 7.16	Argomenti delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2015 e nel 2016	pag. 227
Tav. 7.17	Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2015 e nel 2016	pag. 228
Tav. 7.18	Argomenti delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2015 e nel 2016	pag. 229
Tav. 7.19	Procedure speciali di carattere informativo e risolutivo	pag. 239
Tav. 7.20	Clienti titolari di bonus elettrico nel 2015 e nel 2016	pag. 241
Tav. 7.21	Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus nel 2016 per area geografica	pag. 241
Tav. 7.22	Nuclei per numero di componenti familiari con agevolazione per disagio economico in corso (bonus elettrico)	pag. 242
Tav. 7.23	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico	pag. 244
Tav. 7.24	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico per l'anno 2016	pag. 244
Tav. 7.25	Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico	pag. 245
Tav. 7.26	Famiglie con agevolazione per disagio economico in corso (bonus gas)	pag. 245
Tav. 7.27	Ripartizione percentuale dei bonus per tipologia di utilizzo del gas	pag. 246
Tav. 7.28	Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico anni 2016 e 2017	pag. 247
Tav. 8.1	Sintesi delle attività di consultazione Gennaio-Dicembre 2016	pag. 253
Tav. 8.2	Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2015 e 2016	pag. 258
Tav. 8.3	Composizione del personale al 31 dicembre 2016 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento	pag. 268
Tav. 8.4	Retribuzione annua lorda per carriera e grado al 31 dicembre 2016	pag. 268
Tav. 8.5	Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità	pag. 268
Tav. 8.6	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto	pag. 269

Indice delle figure

Fig. 2.1	Distribuzione del numero di ricariche/anno e dell'energia erogata all'anno tra i punti di ricarica Progetto Enel Distribuzione-Hera	pag. 90
Fig. 2.2	Gettito della componente A_5 ed erogazioni approvate	pag. 92
Fig. 5.1	Tipologia dei reclami e delle segnalazioni trasmessi all'Autorità nel 2016	pag. 145
Fig. 5.2	Gestione dei reclami e delle segnalazioni trasmessi all'Autorità nel 2016 e nei primi mesi del 2017	pag. 145
Fig. 6.1	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 marzo degli anni indicati	pag. 164
Fig. 7.1	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario	pag. 197
Fig. 7.2	Indice di soddisfazione – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2016)	pag. 222
Fig. 7.3	Livello di servizio – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2016)	pag. 223
Fig. 7.4	Tempo medio di attesa - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center (I e II semestre 2016)	pag. 224
Fig. 7.5	Andamento storico di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni complessivamente ricevuti dall'Autorità e dallo Sportello	pag. 225
Fig. 7.6	Canali di attivazione del Servizio conciliazione	pag. 233
Fig. 7.7	Tipologia cliente e settore	pag. 233
Fig. 7.8	Materie oggetto di controversia azionata presso il Servizio conciliazione	pag. 234
Fig. 7.9	Canali di attivazione del Servizio conciliazione	pag. 237
Fig. 7.10	Tipologia di cliente e settore	pag. 238
Fig. 7.11	Materie oggetto di controversia azionata presso il Servizio conciliazione	pag. 238
Fig. 7.12	Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione per disagio economico in corso (bonus elettrico - percentuale) Anni 2014, 2015 e 2016	pag. 243
Fig. 7.13	Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione per disagio economico in corso (bonus gas - percentuale) Anni 2014, 2015 e 2016	pag. 246

1.

Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali

Intersettoriale

PAGINA BIANCA

Evoluzione della legislazione europea nei settori di competenza

Nel 2016 il dibattito delle istituzioni europee in materia di energia e di sviluppo delle infrastrutture si è concentrato sui preparativi per la messa a punto, da parte della Commissione europea, del Pacchetto legislativo *Energia pulita per tutti gli europei* (*Clean Energy for all Europeans*), pubblicato il 30 novembre 2016. Si tratta di una serie articolata di proposte normative che riguardano l'efficienza energetica, le energie rinnovabili, l'assetto del mercato dell'energia elettrica, la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e le norme sulla *governance* per l'Unione dell'energia.

È, inoltre, proseguito il dibattito tra le istituzioni europee sulla proposta di regolamento per la sicurezza delle forniture di gas naturale, presentato dalla Commissione europea nell'anno precedente.

Sempre nel 2016 sono entrati in vigore tre Codici di rete per il settore elettrico e due Codici di rete per quello del gas naturale. In corso d'anno si è inoltre raggiunto, secondo la procedura di Comitologia, l'accordo su altre parti rilevanti del modello elettrico (c.d. *target model*), sulle *Linee guida* sul bilanciamento e sulla gestione, nonché sul funzionamento operativo dei sistemi.

Dopo l'adozione del regolamento di esecuzione (UE) 1348/2014 della Commissione, del 17 dicembre 2014, relativo alla segnalazione dei dati sulle transazioni e delle informazioni di tipo fondamentale, 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), è pienamente entrato nella fase attuativa a livello sia europeo sia nazionale (per una trattazione dettagliata, si rimanda al Capitolo 6 di questo Volume).

Verso una nuova strategia energetica per l'Europa

Il 30 novembre 2016, la Commissione europea ha adottato il Pacchetto legislativo *Energia pulita per tutti gli europei*, che completa le iniziative legislative previste dal progetto politico per l'Unione dell'energia del 25 febbraio 2015 (si rimanda alla *Relazione Annuale 2016*). La visione strategica sull'Unione dell'energia ha affiancato ai tre pilastri storici della politica energetica europea - sostenibilità, sicurezza e competitività - cinque "dimensioni" strettamente integrate:

- un mercato dell'energia completamente integrato;
- la solidarietà e la fiducia;
- l'efficienza energetica come strumento di moderazione della domanda;
- la decarbonizzazione dell'economia;
- la ricerca, l'innovazione e la competitività.

Fra queste, quelle di maggior impatto per la regolazione energetica riguardano le azioni proposte per l'attuazione degli obiettivi di sicurezza energetica e del completamento del mercato:

- la definizione di un nuovo disegno del mercato elettrico basato su chiari segnali di prezzo adeguato alla transizione verso la piena decarbonizzazione, il coordinamento dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva, la piena integrazione delle energie rinnovabili e della domanda nei sistemi;
- il rafforzamento della tutela dei consumatori e della loro consapevolezza per favorire scelte informate e una loro partecipazione, anche attraverso l'utilizzo di nuove tecnologie, più attiva;
- il diritto di accesso ai dati, tutelando la privacy;
- la revisione del quadro regolatorio europeo, volto al rafforzamento dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), e la promozione della dimensione regionale nell'integrazione dei mercati;

- l'armonizzazione e lo sviluppo delle norme relative alla sicurezza degli approvvigionamenti.

Dopo un ampio processo di consultazione, in particolare sui temi del nuovo disegno del mercato e del ruolo dei consumatori (si veda in proposito la *Relazione annuale 2016*), la Commissione europea ha presentato un articolato Pacchetto di proposte normative e di misure di facilitazione che mirano ad accelerare, trasformare e consolidare la transizione dell'economia europea verso un'energia pulita, creando in tal modo occupazione e crescita in nuovi settori economici e alternativi modelli d'impresa. Il Pacchetto legislativo *Energia pulita per tutti gli europei* ha, dunque, l'obiettivo di definire un quadro normativo adeguato per dare impulso alla trasformazione del mercato dell'energia europeo secondo le linee direttrici delle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia. Le misure proposte tengono conto degli obiettivi climatici ed energetici europei per il 2030, concordati dal Consiglio europeo nel 2014 e in fase di negoziazione: riduzione delle emissioni di gas serra del 40% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990; aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili del 27% e aumento dell'efficienza energetica del 27%. In merito, il Consiglio ha stabilito che l'obiettivo sulle fonti rinnovabili sarà vincolante solo a livello europeo e che quello sull'efficienza energetica rimarrà indicativo; ha, inoltre, stabilito l'introduzione di una *governance* delle politiche climatiche ed energetiche nazionali, che dovrà monitorare i progressi nazionali rispetto agli obiettivi europei, agire tempestivamente per riallineare i singoli governi rispetto alla tabella di marcia europea ed eventualmente intervenire con ulteriori misure comunitarie.

Un ruolo dominante nel Pacchetto assumono, quindi, le azioni che dovranno facilitare il conseguimento da parte dell'Unione europea dei due obiettivi ambientali a lungo termine in campo energetico: circa il 50% di produzione di energia da fonti rinnovabili entro il 2030 ed elettricità ad emissioni zero entro il 2050. In tal senso, la leva principale dell'iniziativa legislativa è costituita dalle misure che dovranno adeguare il mercato elettrico al rapido e sempre crescente sviluppo delle fonti rinnovabili e alle nuove tecnologie efficienti, stimolando al contempo chiari segnali di prezzo per favorire la transizione energetica.

Il Pacchetto è introdotto dalla comunicazione *Energia pulita per tutti gli europei* e contiene otto proposte legislative in quattro ambiti.

Mercato elettrico:

- *Proposta di direttiva sulle regole comuni del mercato elettrico europeo;*
- *Proposta di revisione del regolamento sul mercato elettrico;*
- *Proposta di regolamento per la preparazione al rischio nel settore elettrico, che abroga la direttiva 2005/89/CE;*
- *Proposta di revisione del regolamento per l'istituzione dell'ACER.*

Fonti rinnovabili:

- *Proposta di revisione della direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili.*

Efficienza energetica:

- *Proposta di revisione della direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica;*
- *Proposta di revisione della direttiva 2010/31/CE sulla prestazione energetica nell'edilizia (accompagnata da una iniziativa europea per l'edilizia).*

Governance:

- *Proposta di regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia.*

Con le proposte legislative relative al nuovo mercato elettrico, la Commissione europea integra le proposte contenute nel Pacchetto sulla sicurezza energetica relative al mercato del gas, presentate nel febbraio 2016 (cfr. la *Relazione Annuale 2016*) e attualmente in fase di negoziazione nell'ambito del Consiglio e del Parlamento europeo; inoltre, introduce modifiche, anche sostanziali, al Terzo pacchetto energia. In particolare, le nuove misure relative al mercato elettrico disegnano un nuovo quadro normativo e tecnico-regolatorio volto sia a rendere il mercato energetico dell'Unione più competitivo e integrato, in un contesto caratterizzato dalla rapida transizione verso l'energia pulita, sia a trasferire i benefici conseguiti al consumatore, in termini di condizioni più eque per la fornitura di energia, maggiore trasparenza e più opportunità di scelta, nonché di partecipazione attiva al sistema dell'energia. L'integrazione dei mercati è ispirata ad alcuni principi chiave, quali la rimozione degli ostacoli ai

segnali di prezzo e la piena responsabilizzazione delle fonti energetiche rinnovabili nella partecipazione ai mercati.

Le norme di maggiore interesse per gli ambiti di attività dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico riguardano le proposte di rifusione[1] della direttiva relativa alle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del regolamento sul mercato dell'energia elettrica e del regolamento che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia.

La proposta di regolamento sulla preparazione dei rischi, che abroga la direttiva 2005/89/CE sulla sicurezza dei sistemi elettrici, e la nuova direttiva sulla promozione delle fonti rinnovabili, pur non di diretta competenza dell'Autorità, sono qui trattate in quanto rinviano ad altri elementi contenuti nei Pacchetti di rilevanza per il settore energia, nonché per il telecalore.

Proposta di direttiva elettrica

La *Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (rifusione)* conferma i principi generali del Terzo pacchetto energia, secondo cui gli Stati membri devono garantire che il mercato dell'energia elettrica dell'Unione europea sia competitivo, orientato ai consumatori, flessibile e non discriminatorio e che i provvedimenti nazionali non ostacolino indebitamente i flussi transfrontalieri, la partecipazione dei consumatori o gli investimenti. I prezzi delle forniture devono essere basati sulle regole di mercato, fatte salve le eccezioni debitamente giustificate, mentre gli obblighi di servizio pubblico che potrebbero essere imposti dagli Stati membri alle imprese vengono aggiornati.

Le principali modifiche introdotte nella nuova direttiva riguardano, innanzitutto, i consumatori, posti al centro dei mercati energetici, conferendo loro maggiori poteri e tutele.

In primis, la proposta di direttiva stabilisce norme specifiche per la trasparenza delle informazioni di fatturazione e introduce strumenti di confronto dei prezzi certificati; essa contiene, inoltre, disposizioni che garantiscono ai consumatori la possibilità di scegliere e cambiare liberamente i propri fornitori o aggregatori, il diritto ad ottenere un contratto con prezzi dinamici e la possibilità di partecipare ai mercati dell'energia tramite la gestione attiva della domanda, l'autoproduzione e l'autoconsumo di energia elettrica.

Sono poi migliorate le norme originarie che prevedevano la possibilità, per i consumatori, di condividere i propri dati con i fornitori e gli erogatori di servizi, chiarendo il ruolo delle parti responsabili della gestione dei dati e definendo un formato di dati comune europeo che la Commissione dovrà elaborare.

Le proposte mirano anche a garantire che gli Stati membri affrontino il problema della povertà energetica e definiscano quadri regolatori per gli aggregatori indipendenti e per la gestione attiva della domanda per una partecipazione piena al mercato.

Sempre con riferimento ai consumatori, la proposta di direttiva definisce un quadro per le comunità energetiche locali, che possono generare, distribuire, aggregare, stoccare e fornire energia elettrica o servizi di efficienza energetica a livello locale.

La proposta di direttiva introduce, inoltre, rilevanti novità per quanto riguarda gli aspetti della distribuzione elettrica, investita direttamente dalla crescita della generazione da fonti rinnovabili e decentrate. Essa definisce chiaramente i compiti delle imprese di distribuzione, segnatamente per quanto concerne l'accesso ai servizi di rete per garantire la flessibilità, l'integrazione dei veicoli elettrici e la gestione dei dati; chiarisce altresì il ruolo dei distributori in riferimento allo stoccaggio e alla ricarica per veicoli elettrici.

Rispetto ai gestori della trasmissione, le principali novità riguardano i chiarimenti relativi alla possibilità di possedere infrastrutture di stoccaggio o di fornire servizi ausiliari.

Infine, in merito ai poteri e ai doveri, nonché al funzionamento dei regolatori nazionali indipendenti dell'energia, la proposta mette in evidenza l'obbligo dei regolatori di collaborare con i regolatori vicini e con l'ACER su questioni di rilevanza transfrontaliera e aggiorna l'elenco dei compiti di coordinamento con particolare riferimento alla dimensione regionale e alla supervisione dei centri operativi regionali di nuova creazione.

1 Si parla di rifusione quando una nuova direttiva raggruppa e integra tutte le precedenti norme vigenti su una determinata materia. Più nel dettaglio, lo strumento della rifusione legislativa crea un nuovo atto che integra in un unico testo le disposizioni dell'atto iniziale, le modificazioni successive subite dal medesimo e le nuove modificazioni sostanziali. In altre parole, la rifusione dei testi legislativi designa l'adozione di un atto giuridico nuovo che integri le eventuali precedenti modifiche ad un atto di base, apportando ulteriori e nuove modifiche; tale integrazione in un unico atto presuppone l'abrogazione dell'atto o degli atti precedenti.

Proposta di regolamento elettrico

La *Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (rifusione)* definisce i principi chiave che la legislazione nazionale in materia energetica deve rispettare, per consentire lo sviluppo di un mercato interno dell'energia elettrica funzionante ossia dove i segnali di prezzo non siano falsati. Nello specifico definisce le norme in materia di scambi di energia elettrica nell'arco di periodi di scambio diversi (Mercati di bilanciamento, Mercati giornalieri, Mercati infragiornalieri e Mercati a termine), compresi i principi per la formazione dei prezzi. È chiarito il principio della responsabilità del bilanciamento ed è delineato un quadro per la definizione di norme più compatibili con il Mercato in materia di dispacciamento, interrompibilità e gestione attiva della domanda.

Esso descrive, inoltre, la procedura per definire le zone di offerta in modo coordinato e, al fine di risolvere il problema persistente dei significativi limiti imposti a livello nazionale ai flussi di energia elettrica transnazionali, individua le condizioni eccezionali legate alla sicurezza e all'operatività dei sistemi in cui queste possano essere imposte.

Sono poi definite anche le procedure tese alla promozione della progressiva convergenza dei metodi di tariffazione nella trasmissione e nella distribuzione, nonché nuove regole per l'utilizzo delle rendite da congestione.

Il nuovo regolamento introduce alcuni nuovi principi per la gestione coordinata, da parte degli Stati membri, delle problematiche legate all'adeguatezza delle risorse di generazione. In particolare, si definiscono procedure per la valutazione armonizzata a livello europeo dell'adeguatezza delle risorse e dei casi in cui è possibile sviluppare meccanismi di regolazione della capacità compatibili col mercato, nonché, di converso, di standard di adeguatezza dei sistemi da parte degli Stati membri. In questo contesto si esplicitano anche le regole sia per l'apertura a tali meccanismi della capacità sita in un altro Stato membro sia per l'uso delle interconnessioni.

Il regolamento individua, quindi: la dimensione regionale dei mercati, definendo la missione e le regole istitutive dei centri operativi regionali composti da operatori dei sistemi di trasmissione in aree confinanti fra loro, i cui ambiti geografici sono proposti dal *network* europeo dei gestori dei sistemi di trasmissione elettrici (ENTSO-E) e approvati dall'ACER; le specifiche funzioni di coordinamento della gestione operativa dei sistemi a livello transfrontaliero, indicando quelle di natura vincolante per tutti gli operatori.

Sono definite le procedure operative e organizzative, gli obblighi di consultazione, i requisiti e le procedure per l'adozione di decisioni e raccomandazioni, poi approvate dalle Autorità di regolazione della regione cui, come detto, è affidato il compito di sorveglianza in collaborazione con l'ACER.

Riconoscendo il nuovo ruolo che i distributori sono destinati a giocare nei futuri assetti di mercato, caratterizzati da volumi crescenti di generazione rinnovabile e distribuita, il nuovo regolamento istituisce un'entità europea per i loro operatori di rete, E-DSO, definendone le procedure istitutive e i suoi compiti, anche con riferimento alla consultazione dei portatori di interessi. Sono previste anche norme dettagliate sulla cooperazione tra gli operatori della distribuzione e quelli della trasmissione, in materia di pianificazione e di gestione delle reti.

Infine, si estendono i contenuti dei Codici di rete e le *Linee guida* che la Commissione potrà adottare come atti delegati a nuovi ambiti, quali: le strutture tariffarie per la distribuzione; la fornitura di servizi ausiliari a bassa frequenza; la gestione attiva della domanda e dello stoccaggio di energia; le norme in materia di cyber sicurezza; i centri operativi regionali; le regole per il distacco dei carichi e per il ridispacciamento di generazione e domanda. In questo contesto, il regolamento conferisce all'ACER la possibilità di proporre direttamente alla Commissione i testi finali dei Codici o delle *Linee guida* per la loro adozione, attualmente attribuita a ENTSO-E, e coinvolge l'entità europea per i *Distribution System Operators* (DSO) e per altri portatori di interessi nell'elaborazione delle proposte.

Proposta di regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore elettrico

La *Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE* disegna un nuovo quadro normativo e tecnico-regolatorio per la gestione coordinata e armonizzata, a livello regionale ed europeo, della sicurezza dei sistemi elettrici nazionali. In particolare, esso prevede nuove regole per: la valutazione dei rischi di crisi nei sistemi elettrici; la definizione dei Piani nazionali di previsione e di gestione delle emergenze e del Coordinamento di mutua assistenza tra gli Stati membri in casi di crisi conclamata. Un approccio maggiormente condiviso e coordinato fra gli Stati membri per la valutazione e la gestione delle crisi

dei sistemi elettrici è volto a superare l'odierna gestione strettamente nazionale e frammentaria delle procedure e della metodologia di valutazione e di intervento, così da garantire maggiore trasparenza e più condivisione delle informazioni fra Paesi, nonché soluzioni funzionali, sicure, eque ed efficienti, ove i sistemi nazionali sono sempre più interconnessi.

Per quanto riguarda la valutazione dei rischi di crisi del sistema elettrico, la sicurezza del sistema resta di competenza degli Stati membri; la proposta di regolamento rimanda ai criteri di valutazione dell'adeguatezza dei sistemi elettrici nazionali definiti dai tavoli tecnici europei (ENTSO-E e ACER) e contenuti nella nuova proposta di regolamento elettrico (dall'art. 18 all'art. 23 del capitolo *Adeguatezza delle risorse*). Di matrice europea deve essere anche la metodologia per la definizione degli scenari regionali di crisi, con i quali gli scenari nazionali devono essere a loro volta coerenti, nonché la metodologia per valutare l'adeguatezza a breve termine (stagionale, settimanale e infragiornaliera). La proposta prevede anche un ruolo per i c.d. "Centri operativi regionali", istituiti dal nuovo regolamento elettrico.

Per quanto riguarda i Piani nazionali per la gestione del rischio, la proposta di regolamento prevede che questi siano redatti dalle competenti Autorità nazionali appositamente individuate, sulla base dei succitati scenari nazionali e regionali di valutazione del rischio, secondo un apposito schema. I Piani devono contenere non solo tutte le misure nazionali, di mercato e non, per la prevenzione, la preparazione e la mitigazione di situazioni di crisi, così come identificate dal regolamento stesso, ma anche misure coordinate e concordate a livello regionale fra le Autorità competenti. Tra queste si segnalano le misure di *load shedding* (distacco dei carichi) e gli specifici accordi di mutua assistenza e solidarietà.

Infine, nella sezione relativa alla gestione di crisi conclamate, la proposta di regolamento prescrive, lasciandole però indefinite, le misure di assistenza e di cooperazione fra gli Stati membri soggette a compensazione, tra le quali si previlegiano quelle di mercato rispetto a quelle, non meglio definite, non di mercato.

Proposta di direttiva sulle fonti rinnovabili

Infine, la *Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili* stabilisce i principi in base ai quali gli Stati membri possono garantire, collettivamente e in modo costante, che la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili sul consumo energetico finale dell'Unione europea raggiunga almeno il 27% entro il 2030, in modo economicamente efficiente nei settori dell'energia elettrica, del riscaldamento e raffrescamento, e dei trasporti, tenendo conto dei seguenti obiettivi specifici:

- affrontare l'incertezza che frena gli investimenti, lungo un percorso che tenga conto degli obiettivi di decarbonizzazione a medio e lungo termine;
- assicurare una diffusione economicamente efficiente e un'integrazione dei mercati dell'energia elettrica da fonti rinnovabili;
- assicurare il conseguimento collettivo, nel 2030, dell'obiettivo che l'Unione si è attribuita per le energie rinnovabili, istituendo un quadro strategico coordinato con la *governance* dell'Unione dell'energia, che consenta di evitare eventuali ritardi;
- sviluppare il potenziale di decarbonizzazione dei biocarburanti avanzati e chiarire il ruolo, dopo il 2020, dei biocarburanti prodotti da colture alimentari;
- sviluppare il potenziale delle energie rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffrescamento.

Le misure contenute nella proposta di direttiva mirano, pertanto, ad affrontare, in modo proporzionato, le questioni che attualmente ostacolano la diffusione delle energie rinnovabili, quali il quadro di incertezza per gli investitori, gli ostacoli amministrativi, la subottimale efficienza dei costi, l'inadeguatezza del quadro strategico e il rischio di disinteresse dei cittadini durante la transizione verso il 2030. Fra le principali novità introdotte, con particolare riferimento ai settori di competenza dell'Autorità, si evincono:

- gli obiettivi nazionali per il 2020, definiti come scenari di riferimento (ovvero, a partire dal 2021, gli Stati membri non possono scendere al di sotto degli obiettivi per il 2020);
- i principi generali per i regimi di sostegno delle FER, che devono essere efficaci sotto il profilo dei costi e soggetti al regime degli aiuti di Stato, per favorire l'integrazione del mercato europeo;
- le eventuali revisioni dei regimi di sostegno non devono incidere sui progetti finanziati e la piena partecipazione delle FER al mercato deve essere garantita assieme alla graduale e parziale apertura dei regimi di sostegno alla partecipazione transfrontaliera;
- le nuove definizioni di autoconsumatori e aggregatori, nonché

le nuove disposizioni sulle comunità produttrici/consumatrici di energia, in parziale sovrapposizione con disposizioni analoghe contenute nella nuova direttiva elettrica;

- gli obiettivi nazionali di incremento annuo dell'1% per la quota di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento secondo modalità decise dagli Stati membri; gli obblighi informativi sul rendimento energetico del teleriscaldamento; l'apertura dei sistemi di riscaldamento e raffrescamento locale ai produttori da rinnovabili.

Regolamento ACER

La *Proposta di regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione nazionale dei regolatori dell'energia (rifusione) COM (2016) 861 final* attribuisce all'ACER numerose competenze prima assegnate ai regolatori nazionali e, al contempo, modifica gli assetti di *governance* interna della stessa ACER.

L'ACER, istituita dal Terzo pacchetto energia del 2009, è un organo di natura prevalentemente consultiva, che emana soprattutto pareri e raccomandazioni; è dotata di poteri decisionali unicamente nel caso in cui i regolatori non pervengano ad accordi su tematiche regolatorie relative alle infrastrutture transfrontaliere.

Al fine di favorire l'obiettivo di armonizzazione delle regole europee, con la nuova proposta di regolamento sono attribuiti all'ACER maggiori poteri decisionali e viene esteso il perimetro delle sue competenze in ambiti che vanno al di là di quelli di natura strettamente transfrontaliera, con una complementare riduzione delle responsabilità in capo agli Stati membri e ai regolatori nazionali. Tali ambiti, definiti anche nella nuova proposta di regolamento elettrico, includono l'emanazione di nuovi Codici di rete in nuovi ambiti.

Tra i principali nuovi poteri dell'ACER, si evidenziano:

- il potere di approvare o di modificare le condizioni contrattuali o le metodologie per l'implementazione a livello europeo e regionale dei Codici di rete o delle *Linee guida*. Attualmente è previsto, invece, che tali decisioni, di rilevanza sia europea sia regionale, siano assunte all'unanimità da tutte le Autorità di regolazione nazionali e che l'ACER decida solo in caso di mancato accordo dei regolatori;
- il potere di approvare o di modificare le metodologie e le ipotesi per il riesame delle c.d. "zone di offerta", ai sensi del regolamento elettrico;
- il potere di approvare o di modificare le proposte di ENTSO-E (o dei Centri operativi regionali, ove di competenza) relative:
  - alla metodologia armonizzata per la valutazione dell'adeguatezza dei sistemi elettrici;
  - alle condizioni di partecipazione della capacità estera ai *capacity markets*;
  - alla metodologia per identificare gli scenari nazionali e regionali per la valutazione dei rischi relativi alla sicurezza elettrica, nonché a quella per la valutazione dell'adeguatezza di breve termine dei sistemi elettrici (come previsto nel regolamento per valutare i rischi della sicurezza dei sistemi);
- il potere di decidere la configurazione delle regioni di riferimento dei Centri operativi regionali;
- il potere di adottare decisioni individuali, su richiesta dei singoli regolatori o laddove due regolatori non giungano ad un accordo, relativamente a tutte le questioni regolamentari di rilevanza transfrontaliera. Attualmente tali poteri arbitrali sono limitati alle questioni riguardanti le infrastrutture transfrontaliere;
- il potere sia di monitorare le nuove entità come le Borse e i NEMO (*Nominated Electricity Market Operators*), nonché, in congiunzione con i regolatori nazionali, i Centri operativi regionali, sia di fornire raccomandazioni alla Commissione europea.

Relativamente agli assetti di *governance* interna, l'ACER si configura oggi come un'Agenzia dell'Unione europea, costituita da quattro organi:

- il Consiglio di amministrazione, composto da rappresentanti delle istituzioni europee (Consiglio, Parlamento e Commissione), che nomina il Direttore, elabora il budget e adotta il programma di lavoro, previa approvazione del Comitato dei regolatori;
- il Direttore che adotta e pubblica gli atti regolatori, previo parere favorevole del Comitato dei regolatori;
- il Comitato dei regolatori, composto dai rappresentanti dei regolatori nazionali, che esprime pareri vincolanti sulle materie regolatorie e sulla nomina del Direttore e approva il programma di lavoro, nonché il capitolo relativo alla regolazione della *Relazione Annuale*;
- il Comitato dei ricorsi, composto da esperti del settore, che

istruisce i ricorsi presentati contro le decisioni o le raccomandazioni dell'Agenzia.

La proposta di regolamento dell'ACER introduce una modifica importante nelle regole di voto del Comitato dei regolatori, passando dal voto con una maggioranza pari ai 2/3 al voto a maggioranza semplice (una testa, un voto), volta a rendere i processi decisionali più efficienti ma che al contempo si allontana dal modello originario basato sul coordinamento e sulla cooperazione fra i regolatori nazionali nello svolgimento delle proprie attività a livello europeo. Nella proposta il Direttore, cui è esplicitamente attribuito il potere di iniziativa e di adozione di tutti gli atti regolatori, riveste un ruolo di maggior rilievo nel dialogo con i regolatori nazionali. Di converso, la sua indipendenza tecnica pare indebolita, poiché la gestione delle risorse e parte delle sue competenze sono attribuite al Consiglio di amministrazione, cui peraltro non è più chiesto il requisito di operare in modo indipendente rispetto gli interessi politici. Al Consiglio di amministrazione sono, infine, attribuite ulteriori competenze relative al funzionamento dell'Agenzia nell'ambito della programmazione e dell'istituzione di gruppi di lavoro composti da staff della stessa ACER, personale specializzato dei regolatori nazionali. Il grado di indipendenza dell'Agenzia, che col nuovo regolamento è destinata ad assumere nuove competenze e nuovi poteri, pare quindi compromesso, e la partecipazione inclusiva da parte dei regolatori nazionali nella formazione delle decisioni dell'ACER ne risulta indebolita

Evoluzione normativa dei settori energetici

Alcune nuove parti della regolazione energetica europea sono giunte a compimento nell'anno appena trascorso, in particolare ciò che riguarda i Codici di rete e le *Linee guida* nel settore elettrico. Dopo l'entrata in vigore del regolamento (UE) 1222/2015 del 24 luglio 2015, contenente le *Linee guida* per l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni con riferimento ai Mercati del giorno prima e infragiornaliero, nel 2016 sono stati completati alcuni rilevanti aspetti regolatori per l'integrazione dei mercati, nonché le regole degli scambi transfrontalieri. In particolare, essi riguardano l'entrata in vigore del regolamento (UE) 1719/2016, della Commissione, del 26 settembre 2016, che istituisce le *Linee guida* per il calcolo e l'allocazione delle capacità nei Mercati a termine, nonché l'accordo, raggiunto secondo il processo di Comitologia il 17 marzo 2017, sul regolamento che definisce le *Linee guida* per i Mercati del bilanciamento ovvero quei mercati utilizzati dagli operatori di rete per approvvigionarsi, anche a livello transfrontaliero, delle risorse di riserva necessarie per mantenere il sistema in equilibrio in tempo reale.

Per quanto riguarda l'ambito relativo alle connessioni e alla gestione operativa dei sistemi, si segnala l'entrata in vigore di tre Codici di rete:

- il 17 maggio 2016, il regolamento (UE) 631/2016, che definisce ed armonizza i requisiti tecnici per la connessione alle reti da parte dei generatori;
- il 7 settembre 2016, il regolamento (UE) 1388/2016, per le nuove connessioni alle reti dal lato della domanda;
- il 28 settembre 2016, il regolamento (UE) 1447/2016, per le connessioni dei cavi in corrente continua e alta tensione.

Si tratta di Codici di rete che definiscono i requisiti funzionali per la connessione - prevalentemente per i carichi industriali, le reti di distribuzione e gli impianti *offshore* - necessari per l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili e lo sviluppo di *smart grids*, garantendo la sicurezza del sistema e l'attuazione del mercato interno dell'energia elettrica. Per quanto riguarda questi aspetti, si segnala inoltre l'approvazione, secondo la procedura di Comitologia, delle *Linee guida* per la gestione operativa dei sistemi elettrici, che fissano le norme relative al mantenimento in sicurezza del sistema di trasmissione elettrica interconnesso in tempo reale.

Per quanto riguarda il gas naturale, il 17 marzo 2017 sono stati pubblicati, nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione europea, sia la modifica del Codice di rete per i meccanismi di allocazione

della capacità sui sistemi di trasmissione (regolamento (UE) 459/2017), contenente le nuove norme per l'allocazione della capacità incrementale, sia il Codice di rete per l'armonizzazione delle tariffe di trasporto del gas naturale (regolamento (UE) 460/2017). Entrambi i Codici sono entrati in vigore il 6 aprile 2017.

Coordinamento internazionale

Coordinamento tra i Paesi membri dell'Unione europea

Nel corso del 2016 l'Autorità ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei sia in ambito multilaterale, attraverso l'ACER, il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le iniziative regionali, sia attraverso incontri bilaterali organizzati *ad hoc*, per approfondire la discussione sulle tematiche di comune interesse, in particolare con i regolatori dei Paesi confinanti. Tale attività è 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.

Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia

L'ACER, istituita ai sensi del regolamento (CE) 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 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»*[2]

Fin dalla sua istituzione, l'Autorità ha contribuito attivamente alla definizione delle nuove regole europee, partecipando sia ai gruppi di lavoro sia al Comitato dei regolatori, intervenendo nella definizione delle Opinioni sui Codici di rete europei proposti dagli ENTSO e delle Raccomandazioni per la loro adozione da parte della Commissione europea, nonché delle Opinioni relative allo sviluppo delle infrastrutture (per esempio, per i Piani decennali di investimento), all'attuazione del regolamento (UE) 347/2013 (per esempio, per la selezione delle liste dei Progetti di interesse comune, per la definizione delle regole per l'analisi costi/benefici e per l'allocazione dei costi) e del regolamento (UE) 1227/2011 (REMIT) sull'integrità e la trasparenza dei mercati all'ingrosso.

Con riferimento al settore elettrico, per l'anno appena trascorso si segnala il particolare coinvolgimento dell'Autorità nell'attività di supervisione della gestione delle infrastrutture, di sviluppo ed implementazione dei Codici di rete europei, svolta dai rispettivi gruppi di lavoro ACER, in particolare, per la redazione:

- della Raccomandazione ACER sulle metodologie di calcolo della capacità di trasporto transfrontaliera nell'ambito dell'implementazione del regolamento (UE) 1222/2015;

2 Cfr. la *Relazione Annuale* degli anni 2013, 2014, 2015 e 2016.

- della Decisione ACER sulla proposta di tutti i *Transmission Sistem Operators* (TSO) europei, in merito alla definizione delle regioni per il calcolo della capacità per l'implementazione del regolamento (UE) 1222/2015;
- delle Opinioni ACER sulle analisi predisposte da ENTSO-E nell'ambito dei *Winter and Summer Outlook*;
- dell'Opinione ACER sulla realizzazione degli investimenti nelle infrastrutture di trasmissione.

In relazione al settore del gas, l'Autorità ha partecipato attivamente ai gruppi di lavoro ACER responsabili della gestione delle infrastrutture e dell'implementazione dei Codici di rete, con particolare riferimento:

- all'analisi dell'ACER sui migliori indicatori delle congestioni contrattuali sui punti di interconnessione, per una possibile revisione delle *Linee guida europee sulle metodologie di gestione delle congestioni*;
- alle Opinioni ACER sulle analisi predisposte da ENTSO-E nell'ambito dei *Winter and Summer Outlook*;
- all'Opinione ACER sulla realizzazione degli investimenti nelle infrastrutture di trasporto gas e sulla coerenza tra il Piano decennale di sviluppo a livello europeo e i Piani nazionali.

Nel corso del 2016, l'Autorità ha attivamente contribuito alle attività dei gruppi di lavoro ACER e CEER, al fine di promuovere un approccio coordinato nell'implementazione del regolamento REMIT, contribuendo, fra l'altro, ai lavori di revisione del Registro europeo degli operatori di mercato (CEREMP), all'aggiornamento costante del *Market Monitoring Handbook* (manuale a uso interno dei regolatori per la gestione dei casi REMIT), all'elaborazione di chiarimenti (Q&A) e *Linee guida* per favorire la corretta e uniforme applicazione delle disposizioni del REMIT, nonché al monitoraggio dell'evoluzione della legislazione finanziaria negli ambiti rilevanti per il corretto funzionamento dei mercati dell'energia.

Nel corso del 2016, l'Autorità ha, altresì, agito al fine di assicurare l'adeguamento dei protocolli di sicurezza per la gestione interna dei dati, in conformità con gli standard condivisi in ambito europeo. In particolare, con la delibera 17 marzo 2016, 108/2016/A, l'Autorità ha adottato i principi fondamentali per la gestione in sicurezza delle informazioni e dei dati ricevuti in conformità alle regole fissate dall'ACER, per garantire lo scambio di informazioni confidenziali con le altre Autorità nazionali di regolazione.

Infine, l'Autorità ha partecipato, contribuendo con la messa a disposizione e la validazione dei dati e delle informazioni in suo possesso, alle attività di monitoraggio che nel 2016 si sono sostanziate nella pubblicazione dei seguenti rapporti:

- la *Relazione Annuale* sulle attività svolte dall'ACER;
- il *Rapporto Annuale* sull'implementazione di REMIT;
- il Rapporto sullo stato delle congestioni ai punti di interconnessione transfrontalieri;
- il Rapporto sullo stato di implementazione del Codice di rete del bilanciamento gas;
- il Rapporto sullo stato di implementazione del Codice per l'allocazione della capacità gas;
- il Rapporto sullo stato di implementazione delle regole per la gestione delle congestioni nei punti di interconnessione delle reti gas;
- il Rapporto sul monitoraggio dei mercati all'ingrosso e al dettaglio per l'elettricità e il gas naturale;
- il Rapporto sullo stato di avanzamento delle iniziative regionali.

Consiglio europeo dei regolatori dell'energia

Il CEER, l'associazione indipendente delle Autorità nazionali di regolazione energetica, raggruppa tra i suoi membri non solo i rappresentanti dei Paesi dell'Unione europea (esclusa la Slovacchia), ma anche quelli di Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, di Svizzera, Montenegro, FYROM – Repubblica di Macedonia, Kosovo e Moldavia. Nel corso del 2016, l'Autorità ha contribuito alla predisposizione di alcuni rapporti relativi al disegno dei Mercati della capacità e, in particolare, alla risposta congiunta ACER-CEER per la Commissione europea nell'ambito della *Sector Inquiry* sui meccanismi di remunerazione della capacità e al *report* del CEER sulla partecipazione delle risorse estere nei mercati. Inoltre, l'Autorità si è ampiamente impegnata nell'ambito della definizione dei fabbisogni e dei servizi di flessibilità per i sistemi elettrici, con particolare riguardo al *Position paper* CEER sulla valorizzazione della flessibilità. Un'altra area di attività che ha impegnato i membri del CEER, tra cui l'Autorità, è rappresentata dal rafforzamento del ruolo dei consumatori all'interno del mercato dell'energia. In particolare, il CEER ha analizzato le diverse cause che ostacolano il cambio di fornitore (*switching*), per esempio la presenza di condizioni contrattuali

vincolanti (come gli oneri di cessazione anticipata del contratto), oppure la diffidenza che i consumatori nutrono nei confronti dei nuovi fornitori. I risultati della suddetta analisi sono stati presentati durante l'*Annual CEER Consumer Conference*, tenutasi l'11 luglio 2016 a Bruxelles. In occasione della suddetta conferenza, è stato lanciato dal CEER un nuovo progetto denominato *Partnership for the Enforcement of Energy Rights* (PEER), che mira a creare una piattaforma permanente per lo scambio di informazioni tra istituzioni e regolatori (anche di altri settori) sui temi relativi ai diritti ed alla protezione dei consumatori.

L'Autorità ha anche partecipato, a Madrid, alla Tavola rotonda del 25 e del 26 aprile 2016, organizzata dal CEER e dal NARUC (*National Association of Regulatory Utility Commissioners*), per discutere le tematiche di interesse comune in merito ad un nuovo sistema energetico. Inoltre, ha aderito alle attività del CEER relative all'esame del nuovo ruolo dei DSO nel mercato dell'energia; in particolare, il CEER ha pubblicato un rapporto che affronta la tematica delle relazioni tra DSO e TSO in uno scenario futuro caratterizzato da notevoli cambiamenti tecnologici. Il suddetto rapporto ambisce ad identificare il quadro regolatorio entro cui tale relazione possa evolvere per assicurare una efficiente pianificazione e gestione operativa delle reti.

Per quanto riguarda il settore del gas, l'Autorità, in ambito CEER, ha partecipato alla redazione di un documento che contiene i principi guida che dovrebbero essere presi in considerazione nella definizione degli obiettivi e delle strategie nazionali relative alla sicurezza degli approvvigionamenti. Tale documento è stato elaborato per contribuire al processo di revisione, avviato dalla Commissione europea, del regolamento europeo (UE) 994/2010.

Infine, l'Autorità ha direttamente contributo, anche attraverso la partecipazione diretta dei Componenti del Collegio, alla ridefinizione della strategia internazionale del CEER con i regolatori e le associazioni dei Paesi non appartenenti all'Unione europea (in particolare, per i rapporti con MEDREG - *Mediterranean Energy Regulators*, si rinvia al paragrafo dedicato a tale istituzione).

European Water Regulators

Nell'anno appena trascorso, l'Autorità ha continuato a fornire il proprio contributo nell'ambito del *network European Water Regulators* (WAREG), rivolto alle Autorità di regolazione del settore idrico e avviato nel 2014. Di recente si sono aggiunti cinque nuovi membri, portando a 27 il numero totale di Autorità partecipanti, ciascuna delle quali proviene da Paesi europei, anche non appartenenti all'Unione europea. La cooperazione tra i membri WAREG si avvale di una struttura organizzativa propria, funzionante attraverso la loro partecipazione volontaria.

Nell'anno appena trascorso, e in continuità con gli anni precedenti, si sono svolte quattro riunioni dell'Assemblea WAREG.

Nell'ottava riunione dell'Assemblea, organizzata dal regolatore dei servizi idrici delle Isole Azzorre (ERSARA), il 2 giugno 2016, è stato lanciato il sito web www.wareg.org, creato dal regolatore ungherese in cooperazione con l'Autorità, ed è stato organizzato un *workshop* sul tema della valutazione dei costi nel contesto di regolazione inglese.

Alla nona riunione dell'Assemblea del 27 settembre 2016, organizzata dal regolatore dei servizi idrici di Malta (REWS), ha partecipato per la prima volta un alto rappresentante della Commissione europea, per delineare l'evoluzione della direttiva quadro sulle acque, e si è tenuto un *workshop* sul tema della tariffa sociale applicata in Francia.

Alla decima riunione dell'Assemblea, organizzata dall'Autorità per la concorrenza dell'Estonia (ECA), è stato adottato il Piano di lavoro per il 2017, incentrato sia sul rafforzamento delle relazioni con le istituzioni europee e internazionali di riferimento, quali, per esempio, la Commissione europea, l'Organizzazione per la cooperazione economica e lo sviluppo (OCSE) e l'*International Water Association* (IWA), sia sulla cooperazione tecnica tra i membri per l'approfondimento di specifiche problematiche connesse al fabbisogno degli investimenti infrastrutturali, ai processi di creazione di Autorità centrali di regolazione e alla tutela dei consumatori. Nella medesima riunione è stato approvato il primo Rapporto *Affordability in European Water System*, che descrive le principali norme e gli strumenti di regolazione esistenti in Europa a tutela della sostenibilità sociale dei servizi idrici per i consumatori finali, vigenti nei 17 Paesi membri WAREG. Si è deciso, inoltre, di pubblicare sul sito web di WAREG due rapporti interni completati nel 2015: il Rapporto *Institutional Regulatory Frameworks*, che descrive i principali assetti di *governance* della regolazione del settore idrico nei Paesi membri di WAREG, e il Rapporto *Guide to good practice in public consultation*, che descrive alcune delle principali caratteristiche dei processi di consultazione con gli *stakeholders* nei Paesi membri di WAREG.

Nella undicesima riunione dell'Assemblea del 15 marzo 2017, organizzata dal regolatore dei servizi idrici della Bulgaria

(EWRC), è stato presentato il primo rapporto interno sui principali indicatori di performance utilizzati dai membri WAREG, per misurare l'efficienza delle infrastrutture idriche, e si è stabilito di trasformare WAREG in un'associazione senza fini di lucro di diritto italiano. A tal proposito, è stato concordato un percorso (inclusivo dell'atto costitutivo e dello statuto), che dovrebbe consentire all'Autorità di ospitare la sede di WAREG presso i propri Uffici entro l'estate 2017.

Nell'anno appena trascorso, l'Autorità si è fatta promotrice del consolidamento dei rapporti istituzionali di WAREG con la Commissione europea (*DG Environment*) e con altre riconosciute associazioni europee di operatori del settore idrico (per esempio, EurEau e Aqua Publica Europea), partecipando a vari seminari e *workshop*. Si rileva, al riguardo, che la *DG Environment* della Commissione europea ha formalmente richiesto supporto a WAREG per l'analisi del fabbisogno degli investimenti in infrastrutture idriche in Europa per i prossimi dieci anni.

Inoltre, l'Autorità ha promosso l'inclusione di WAREG nei lavori dell'IWA, partecipando a diverse iniziative e riunioni ufficiali, tra cui la terza edizione del Forum internazionale dei regolatori, svoltosi a Brisbane, in Australia, il 10 ottobre 2016. Grazie al contributo fornito dall'Autorità nel 2016, è stata chiesta formalmente la sua iscrizione all'IWA.

In sede OCSE, l'Autorità ha partecipato attivamente alla definizione dei buoni principi di regolazione, *The OECD Principles on Water Governance*, che costituiscono la base per una condivisione dei principali obiettivi e delle modalità di azione che la regolazione deve conseguire nel settore idrico.

Relazioni bilaterali e rapporti con gli stakeholders

Aqua Publica Europea. Il 13 aprile 2016 l'Autorità ha ospitato presso i suoi Uffici di Roma una delegazione di rappresentanti dell'Associazione europea di operatori pubblici dei servizi idrici, con sede a Bruxelles, per uno scambio di opinioni in merito alle priorità a livello europeo per la regolazione dei servizi idrici.

Rapporti e iniziative con i Paesi non appartenenti all'Unione europea

Come negli scorsi anni, l'Autorità ha continuato a dare impulso al proprio impegno in ambito internazionale, mantenendo costante l'attività di dialogo e di cooperazione istituzionale a livello multilaterale e bilaterale, per favorire l'armonizzazione delle regole europee con quelle dei Paesi che, pur non facendo parte dell'Unione europea, ne rappresentano gli interlocutori privilegiati in campo energetico. In coerenza con il suddetto approccio, l'Autorità ha collaborato e interloquito con le istituzioni europee e internazionali per contribuire a rimuovere gli ostacoli che impediscono o rallentano la condivisione di regole comuni in campo energetico. L'Autorità ha promosso azioni tese a rafforzare il proprio ruolo di regolatore di riferimento nella regione dei Balcani e nel bacino del Mediterraneo, aree geografiche di primaria importanza per il sistema energetico italiano, in virtù delle crescenti attività, in termini di investimenti in infrastrutture energetiche già in corso o previsti per i prossimi anni, che richiedono un adeguato e stabile scenario regolatorio di riferimento.

Mercato dell'energia dei Paesi del Sud-Est Europa

Anche nel 2016 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica (EnCT) del Sud-Est Europa, partecipando alle riunioni plenarie dell'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB), alle riunioni dei tre gruppi di lavoro (*Electricity Working Group*, *Gas Working Group* e *Customer Retail Working Group*) e ai due *Fora* elettrico e gas (rispettivamente in Grecia e Slovenia), che hanno lo scopo di condividere le decisioni

prese a livello istituzionale con gli *stakeholders* del settore e guidare il processo.

In particolare, le attività si sono concentrate sul rafforzamento della cooperazione tra l'ECRB e l'ACER, sul riparto delle rispettive competenze e sulla partecipazione alle riunioni dei gruppi di lavoro ACER dei rappresentanti dei Paesi delle *Contracting parties*, che abbiano dato effettiva attuazione al Terzo pacchetto energia sia nella legislazione primaria sia in quella secondaria. Nel marzo 2017 il regolatore montenegrino REGAGEN è stato ufficialmente ammesso a partecipare come osservatore a tali gruppi di lavoro. È stato, inoltre, sottoscritto un *Memorandum of Understanding* (MoU) tra l'ACER e il Segretariato dell'*Energy Community*, per disciplinare la partecipazione dei rappresentanti del Segretariato alle riunioni dei gruppi di lavoro ACER.

Nel corso dell'anno sono state proposte alcune modifiche al Trattato sull'*Energy Community*, tra cui l'inserimento di una *switch clause* volta a favorire reciprocità tra le *Contracting parties* e i Paesi europei, in particolare in merito all'applicabilità della legislazione europea direttamente negli ordinamenti nazionali delle stesse *Contracting parties*.

L'Autorità ha poi partecipato alla terza *round-table* ECRB-MEDREG del 27 settembre 2016, ad Atene.

Per quanto concerne, nel dettaglio, il settore elettrico, nell'*Electricity Working Group*, che da dicembre 2014 a dicembre 2016 è stato presieduto congiuntamente dai regolatori italiano e serbo, si è deciso di affidare all'Autorità anche il coordinamento della *task force* sull'apertura dei mercati elettrici all'ingrosso nella regione balcanica.

Nello specifico, l'Autorità, in linea con le indicazioni della Commissione europea, si è fatta promotrice del futuro recepimento e dell'attuazione, presso le parti contraenti, del regolamento (UE) 1222/2015, in materia di allocazione della capacità e di gestione delle congestioni (CACM). Il regolamento CACM rappresenta la base legale per lo sviluppo del *market coupling* in Europa. L'ECRB ha già proposto al *Permanent High Level Group* di trasporre il CACM nel quadro legale delle *Contracting parties*, previa approvazione formale da parte della Commissione europea.

Lo sviluppo di mercati elettrici competitivi ha ricevuto un rinnovato slancio a seguito del processo di Berlino, c.d. *Western Balkan 6*[3] (WB6) che, tra i vari obiettivi, prevede di favorire lo sviluppo di meccanismi di *electricity day ahead market coupling* nei sei Paesi balcanici (Albania, Bosnia ed Erzegovina, Macedonia, Kossovo, Montenegro e Serbia).

Il 27 aprile 2016, i ministri dell'energia, i regolatori, i TSO e le Borse elettriche dei Paesi WB6 hanno firmato un MoU, in cui sono stati stabiliti sia i principi generali di cooperazione sia le azioni concrete e necessarie per sviluppare il mercato elettrico regionale. Il MoU non è legalmente vincolante, ma rimanda a futuri accordi vincolanti per le parti; l'obiettivo finale consiste nell'integrare i mercati dei Paesi WB6 con i mercati degli Stati membri dell'Unione europea che aderiscono al progetto *Multi-Regional Coupling* (MRC), tra cui l'Italia. A tal fine è previsto il coordinamento tra le *Contracting parties* dell'*Energy Community* (EnC) e gli Stati membri confinanti, con i quali è auspicata una stretta cooperazione per facilitare il processo di integrazione.

Il MoU prevede anche la possibilità di adesione, a condizioni paritetiche, di regolatori, TSOs e Borse elettriche degli Stati membri confinanti. In quest'ottica, il regolatore italiano ha deciso di sottoscrivere il MoU il 5 settembre 2016, entrando a far parte delle attività correlate all'implementazione del MoU, tra cui la partecipazione al *Programme Steering Committee* (PSC), la cui prima riunione si è svolta a Belgrado il 21 settembre 2016.

L'obiettivo principale del PSC è quello di approvare e di dare avvio al Programma di integrazione dei mercati del giorno prima (DAMI *Programme*).

Nel corso dell'ultimo *summit* WB6, la Commissione europea ha deciso di finanziare, attraverso la stipula di un *grant contract* con il Segretariato della *Energy Community*, il DAMI (*Day Ahead Market Integration Programme)*; detto finanziamento sarà utilizzato per promuovere le attività di *technical assistance* nell'ambito dei progetti che fanno capo, appunto, al DAMI *Programme*.

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, l'ECRB, dopo aver espresso il parere favorevole sulla certificazione preliminare da parte del regolatore albanese ERE della società *Trans Adriatic Pipeline* AG (TAP AG), ha evidenziato che la stessa procedura dovrà essere

3 Avviato con la Conferenza degli Stati dei Balcani occidentali il 28 agosto 2014 a Berlino, il *Berlin Process* (indicato anche come *Western Balkan 6 Process-WB6*) è un'iniziativa diplomatica di cooperazione intergovernativa, promossa dal cancelliere tedesco Angela Merkel e finalizzata al futuro allargamento dell'Unione europea verso la regione balcanica. L'iniziativa, divenuta periodica (si svilupperà nell'arco di un quinquennio), si è ripetuta il 27 agosto 2015 a Vienna ed il 4 luglio 2016 a Parigi. Nel 2017 il *summit* sarà ospitato a Trieste.

riformulata una volta che la società TAP AG sarà operativa nella gestione della infrastruttura. Inoltre, nel *Gas Working Group* sono state approfondite le questioni riguardanti: l'interoperabilità delle infrastrutture gas, tenuto conto del regolamento (UE) 703/2015, le perdite di rete sulla rete di distribuzione del gas, i progetti pilota, in collaborazione con l'ACER, *Gas Regional Initiative South-South East* e l'inclusione delle *Contracting parties* nei report dell'ACER sul monitoraggio dei mercati all'ingrosso del gas.

Per quanto riguarda le tematiche relative ai mercati *retail* e alla tutela dei consumatori, il *Customer and Retail Market Working Group* (CR WG) ha concentrato le proprie attenzioni sul tema delle *Alternative Dispute Resolution* (ADR), con la pubblicazione del documento *Alternative Dispute Resolution in the Energy Community Contracting parties, Italy and Georgia - Status Review April 2016*, che rappresenta una ricognizione della legislazione e delle prassi vigenti in ciascun Paese, con particolare, ma non esclusivo, riferimento alle controversie tra fornitori e clienti finali e tra questi ultimi e le imprese di distribuzione.

Mercato dell'energia nei Paesi dell'area del Mediterraneo

Nel corso del 2016, l'Autorità ha mantenuto costante il proprio impegno internazionale nell'ambito del bacino del Mediterraneo, in particolare attraverso MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), di cui è fondatrice e promotrice.

Il 18 maggio, a Malta, ha avuto luogo la 21° Assemblea Generale MEDREG, ospitata dal regolatore maltese (*Maltese Regulator for Energy and Water Service* – REWS), durante la quale sono stati approvati i documenti relativi ai Piani di azione delle tre piattaforme euromediterranee (elettricità, gas e rinnovabili) ed è stata presentata la *Roadmap* condivisa con MEDREG per lo sviluppo del mercato elettrico nell'area del Mediterraneo. Sono stati, inoltre, approvati due documenti relativi alla strategia di lungo termine (*Implementation plan*) e le attività di breve termine relative al 2017 (*Action plan*), con riferimento ad aspetti sia istituzionali sia tecnico-regolatori.

Nel corso della riunione si è poi deciso che MEDREG elabori un Piano di attività che risponda in modo più strutturato e completo alle esigenze nazionali dei suoi membri, in particolare di quelli della sponda sud, al fine di promuovere un approccio *tailor-made* a sostegno delle politiche di sviluppo energetico, contribuendo sia ad un consolidamento del ruolo dei regolatori sia alle necessarie riforme del mercato. L'Assemblea Generale ha approvato la costituzione di una *task force ad hoc* sulle riforme regolatorie (e relativi ToR), che fa capo all'*Institutional Working Group* (INS WG).

A margine della Assemblea Generale MEDREG, si è svolta la seconda edizione della *round-table* CEER-MEDREG[4]. L'incontro ha rappresentato un'opportunità per valutare possibili nuove forme di collaborazione tra le due Associazioni regionali, al fine di favorire l'integrazione dei mercati energetici delle sponde sud e nord del Mediterraneo.

Il 30 novembre ha avuto luogo la 22° Assemblea Generale di MEDREG, organizzata dall'Autorità ed ospitata dal Ministero degli affari esteri e della cooperazione internazionale, durante la quale si sono celebrati i dieci anni dalla sua costituzione. Nel corso della riunione sono stati eletti due nuovi Vice-Presidenti, il regolatore turco (EMRA) ed il regolatore della Giordania (EMRC), mentre l'Autorità ha visto riconfermato il suo ruolo di Vice-Presidente permanente.

Nel corso del *Ministerial Meeting on Energy dell'Union for the Mediterranean* (UfM) dell'1 dicembre 2016, è stata adottata la *Ministerial Declaration* relativa all'implementazione delle piattaforme euromediterranee per l'energia elettrica, il gas, le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica.

Il ruolo di MEDREG è riconosciuto dalla Commissione europea, che finanzia l'Associazione con un contratto di servizio del valore di tre milioni di euro; il contratto è stato esteso fino alla fine del 2017.

Per quanto riguarda l'attività svolta:

- il *Working Group* Affari istituzionali (INS WG), la cui presidenza è stata condivisa tra l'Autorità italiana e il regolatore turco (EMRA), ha applicato la metodologia di confronto interno (*Peer Review Process Methodology*) al regolatore egiziano (EgyptEra), al fine di valutare l'aderenza della regolazione adottata ai principi condivisi di buone pratiche regolatorie. Il risultato è consistito in un insieme di proposte e di suggerimenti per incrementare l'efficacia dell'azione di EgyptEra nell'attuale fase di transizione del settore energetico nazionale. È stato anche avviato un programma rivolto ai Paesi della sponda meridionale del Mediterraneo, per supportarli nello sviluppo e nel rafforzamento

4 La prima Assemblea Generale MEDREG si era svolta nel 2013 a Grasse, in Francia.

dei processi regolatori (MEDREG *Task Force support to regulatory reforms*). Lo sviluppo dello studio avviato sullo stato attuale della regolazione nella regione (*Mediterranean Regulatory Outlook*) costituisce la base per il monitoraggio dell'evoluzione della regolazione e per l'individuazione dei punti che necessitano un miglioramento, oltre che il primo input delle Piattaforme energetiche dell'Unione per il Mediterraneo;

- il *Working Group* Elettricità (ELE WG), copresieduto dai regolatori francese (CRE) e algerino (CREG), ha elaborato il terzo Rapporto *Mediterranean Electricity Markets Observatory*, in cui è stata descritta l'evoluzione dei mercati elettrici dell'area mediterranea, con particolare attenzione ai possibili ostacoli alla concorrenza e alle strategie per la loro rimozione. Inoltre, il WG ELE ha avviato una collaborazione con l'Associazione dei TSOs del Mediterraneo (Med-TSO);
- il *Working Group* Gas (GAS WG), copresieduto dai regolatori portoghese (ERSE) e greco (RAE), ha elaborato il report *Guidelines of Good Practice on Capacity Allocation-Work Methodology*. L'Autorità, in collaborazione con il regolatore greco, ha realizzato un primo questionario volto a valutare le metodologie adottate nei Paesi membri. Il Gruppo si è poi dedicato all'*Assessment of Competition Indicators and Market Process Indicators within MEDREG Members*, con lo studio delle *good practices on tariff's methodologies*;
- il *Working Group* Fonti rinnovabili (RES WG), copresieduto dai regolatori algerino (CREG) e spagnolo (CNMC), ha concentrato le proprie attenzioni ai meccanismi normativi utilizzati per promuovere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e l'efficienza energetica nel bacino del Mediterraneo. Nell'ambito delle attività è stato realizzato il Rapporto *On certification Systems of Origin for Electricity from RES and CHP*, volto ad individuare le pratiche comuni e le principali differenze nell'applicazione dei certificati di garanzie di origine nei Paesi del Mediterraneo. In occasione della riunione del WG RES, tenutasi il 13 aprile 2016 a Madrid, è stato organizzato un *workshop ad hoc*, al fine di discutere dello stato dell'arte relativo allo sviluppo delle risorse rinnovabili e alla loro integrazione nella rete elettrica, nonché delle azioni finalizzate a migliorare l'efficienza energetica nell'area mediterranea. Oltre a MEDREG, hanno partecipato RES4MED (*Renewable Energy Solution for the Mediterranean*) e OME (Osservatorio Mediterraneo per l'Energia);
- il *Working Group* Consumatori (CUS WG), presieduto dall'Autorità in copresidenza con il regolatore israeliano (PUA), a seguito delle risultanze di un'indagine sulle associazioni dei consumatori attive nel settore energetico del Mediterraneo, ha condotto uno studio al fine di delineare delle *Linee guida* per un coinvolgimento efficace e inclusivo dei consumatori nel processo di regolazione. Il CUS WG ha, inoltre, realizzato un'analisi delle procedure per la gestione delle morosità dei clienti finali.

Le attività sulle piattaforme energetiche, promosse dalla Commissione europea, hanno avuto un decisivo impulso grazie all'appoggio politico dei governi che partecipano all'Unione per il Mediterraneo, manifestato in occasione della riunione dei ministri dell'energia dell'1 dicembre 2016, a Roma.
Nel corso del 2016 le attività delle tre piattaforme si sono svolte come descritto nel seguito.

Piattaforma elettricità. L'Autorità è coinvolta come membro attivo di MEDREG, insieme all'Associazione dei TSO del Mediterraneo (Med-TSO), nella definizione del programma di lavoro per la progressiva e graduale integrazione dei mercati elettrici. Principali obiettivi sono: un'analisi delle strutture e dei livelli di apertura dei mercati elettrici, il potenziale coordinamento nello sviluppo infrastrutturale allo scopo di definire una visione comune, la promozione di un quadro regolatorio trasparente, stabile ed armonizzato (per esempio, con la definizione di regole tecniche comuni, quali l'allocazione della capacità di trasmissione).
L'approccio seguito è basato su scala sub-regionale per l'individuazione di zone circoscritte di integrazione dei sistemi e/o dei mercati elettrici (*Interconnected Electricity Exchange Zones*, IEEZ) con nuovi elettrodotti o tramite l'incremento dell'utilizzo delle infrastrutture esistenti, con l'identificazione di possibili progetti di interesse comune che possano beneficiare di un opportuno sostegno dei governi e delle istituzioni finanziarie. Il contributo dell'Autorità riguarda in particolare l'elaborazione, attraverso la guida dell'INS WG, del quadro complessivo della regolazione del settore elettrico dei Paesi del Mediterraneo (MEDREG *Regulatory Outlook*), che verrà completato nel corso del 2017. Il programma di lavoro congiunto delle due Associazioni (MEDREG e Med-TSO) prevede, inoltre, sia una mappatura delle necessarie infrastrutture e dei criteri di identificazione relativi ai progetti di interesse comune, sia le azioni preliminari di identificazione delle aree da interconnettere. Una

volta individuate le aree, si procederà all'implementazione realizzativa ed all'estensione dell'approccio ad intere sub-regioni.

Piattaforma gas. Questa piattaforma è finalizzata alla creazione di un dialogo strutturato, che consenta il graduale sviluppo di un mercato del gas euromediterraneo, in grado di assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti ed il corretto bilanciamento degli interessi dei Paesi produttori e dei centri di consumo. Al fine di raggiungere i suddetti obiettivi, la piattaforma consentirà di individuare potenziali *hub* del gas ed un Piano di sviluppo infrastrutturale, nonché di identificare progetti di interesse comune per l'integrazione di mercati sub-regionali attraverso alcuni studi di fattibilità tecnico-economica, da realizzare anche con il sostegno dei governi dei Paesi membri dell'UfM e delle istituzioni finanziarie. Il programma di lavoro prevede una fase di studio della situazione attuale e delle prospettive (evoluzione della domanda e dell'offerta di gas, sviluppo delle infrastrutture ecc.) connessa all'avvio di tavoli di confronto tra i vari *stakeholders* (OME e EUROGAS).

Piattaforma fonti rinnovabili ed efficienza energetica. Ultima in ordine di tempo ad essere lanciata nel novembre 2016, in Marocco, mira a promuovere le misure per il contrasto al cambiamento climatico che, al contempo, possano supportare lo sviluppo socio-economico della regione, creando nuova occupazione ed un accesso sicuro e affidabile all'energia. Tra gli obiettivi vi è la definizione di un quadro normativo e regolatorio, che supporti investimenti in progetti e tecnologie rispettose dell'ambiente e dei differenti contesti socioeconomici dei Paesi, anche attraverso il coinvolgimento di altre istituzioni pubbliche, operatori economici, istituzioni finanziarie, università e centri di ricerca. Tra le prime iniziative, si ricorda un esteso programma di *capacity building*, di condivisione dei dati e delle esperienze nell'implementazione di programmi di sviluppo legati alla *green economy*, alla creazione di *network* di esperti, nonché alla promozione e allo stimolo degli investimenti.

Relazioni bilaterali e rapporti con gli stakeholders

Giappone: l'1 luglio 2016 l'Autorità ha ospitato una delegazione di rappresentanti della compagnia Osaka Gas, in visita in Italia per verificare un modello di regolazione indipendente.

Brasile. Il 20 settembre 2016 l'Autorità ha ospitato una delegazione dell'Agenzia di regolazione dei bacini idrici dei fiumi Piracicaba, Capivari e Jundiai (ARES PCJ), per illustrare il sistema idrico in Italia, il modello di regolazione applicato e la cooperazione in essere tra i regolatori europei all'interno del *network* WAREG.

Palestina. Il 26 ottobre 2016 l'Autorità ha ospitato una delegazione dell'Autorità di regolazione dei servizi idrici della Palestina (*Palestine Water Sector Regulatory Council*), in visita in Italia per approfondire lo studio del settore e degli strumenti di regolazione dei servizi idrici.

Israele: l'8, il 9 e il 10 novembre 2016, l'Autorità ha ospitato una delegazione del regolatore per il settore del gas israeliano (*Natural Gas Authority* – NGA) nell'ambito del progetto TAIEX (*Technical Assistance Information Exchange Programme*), con l'obiettivo di fornire maggiori informazioni circa l'approvvigionamento del gas ai clienti domestici finali, con particolare riferimento: alla connessione alla rete gas per clienti esistenti e nuovi edifici; alla strutturazione della tariffa per le diverse tipologie di utenza domestica non sul territorio nazionale; alla copertura dei costi di installazione della rete locale di distribuzione; all'installazione dei contatori gas e alla loro manutenzione; ai costi di connessione alla rete; alle esenzioni dei *retail market supply* nei primi anni dalla costruzione della rete di distribuzione; ai consumi medi delle famiglie; alla responsabilità del distributore nel mantenimento della rete; ai costi dei consumatori finali, c.d. *connection fee*, per l'allacciamento alla rete gas; all'utilizzo di *natural gas* o GPL per l'alimentazione delle *facilities* domestiche; alle questioni relative agli aspetti di ingegneria e di sicurezza dell'approvvigionamento per i clienti domestici e alle relative responsabilità.

Gemellaggio con EgyptEra

Il 12 luglio 2016 hanno avuto ufficialmente inizio le attività del gemellaggio, *Twinning*, con il regolatore egiziano EgyptEra, *Strengthening the institutional capacity of the Egyptian electric utility and consumer protection agency*, aggiudicato dal consorzio formato dal regolatore greco (RAE), in qualità di *project leader*, e dal regolatore italiano. Il progetto, che si focalizza sulle modalità di apertura del mercato elettrico in Egitto, si concluderà nell'agosto 2017.

L'obiettivo principale del progetto è quello di contribuire a rafforzare le competenze di EgyptEra, affinché essa eserciti le

proprie funzioni di regolazione, realizzando la riforma del settore elettrico, in conformità con le migliori pratiche attuate in Europa. Il progetto si articola in tre componenti: la transizione dal monopolio al mercato; la definizione dei requisiti regolatori e legali; la definizione della qualità, delle tariffe e degli investimenti necessari. L'Autorità italiana è responsabile della prima delle tre componenti.

International Confederation of Energy Regulators

L'*International Confederation of Energy Regulators* (ICER)[5] istituita con lo scopo di promuovere la collaborazione e la cooperazione tra 12 associazioni regionali e oltre 300 regolatori dell'energia in tutto il mondo, tramite la pubblicazione di studi su temi di comune interesse, lo scambio di buone pratiche e lo sviluppo delle competenze - ha costantemente beneficiato del supporto dell'Autorità, che è attualmente il solo organismo presente singolarmente nello *Steering Committee*. Dal 2016 la Presidenza è attribuita all'Associazione dei regolatori degli Stati Uniti (NARUC), che ne ha rilanciato le attività. In particolare, sono state rimodulate le missioni dei gruppi di lavoro (energia elettrica, gas, innovazione tecnologica), con la definizione di programmi di sviluppo delle attività riferite al prossimo VII Forum mondiale della regolazione, che si terrà nel 2018 in Messico. Tra le altre attività, si segnalano il programma di *mentoring* delle competenze femminili (*Women in Energy*) e la pubblicazione della rivista *ICER Chronicle*, in cui l'Autorità pubblica periodicamente i propri articoli.

OCSE-NER

Presieduto sin dalla sua istituzione dall'Autorità, che ne è stata anche l'ispiratrice, il *Network of Economic Regulators* (NER) rappresenta un punto di incontro tra i regolatori di diversi settori (elettricità, gas, acqua, trasporti, telecomunicazioni, servizi ambientali ecc.), i quali si confrontano su temi comuni. Questa peculiarità ha incontrato subito un crescente interesse da parte dei partecipanti e della stessa OCSE, che ha ampliato la consistenza dell'organo di indirizzo del *Bureau*, aprendolo ad un maggior numero di regolatori, bilanciando i settori di regolazione e le provenienze geografiche. Nel 2016 l'Autorità ha partecipato a due riunioni, rispettivamente, l'11 aprile e il 2 novembre 2016. Tra i principali risultati, la pubblicazione di un rapporto sull'indipendenza dei regolatori, *Being an Independent Regulator*, OECD 2016, dove, in una *survey* di 48 regolatori, sono stati individuati i principali punti di attenzione e le criticità per l'indipendenza del processo di regolazione. Sono in fase di elaborazione le *Linee guida* per preservarne l'autonomia decisionale.

Un nuovo campo di indagine riguarda il ruolo dei regolatori nella *governance* delle infrastrutture in tutte le fasi del loro ciclo di vita, dalla pianificazione alla gestione sino alla dismissione.

Tra gli altri ambiti di discussione, ci sono l'applicazione e l'affinamento delle metodologie di valutazione delle performance dei regolatori e l'approfondimento in merito all'applicazione delle scienze cognitive alla regolazione, in cui è stato annoverato, tra le *best practices*, un esperimento condotto dall'Autorità insieme all'Università del Salento per la semplificazione delle bollette.

5 AFUR (*African Forum for Utility Regulators*), ARIAE (*Asociatión Ibericoamericana de Entitades Reguladoras de la Energia*), 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*).

Evoluzione della legislazione italiana

Nel periodo compreso tra aprile 2016 e marzo 2017, molteplici e rilevanti sono stati gli interventi normativi che hanno interessato i settori dell'energia elettrica, del gas e del sistema idrico.

In primo luogo, l'8 luglio 2016 è stata pubblicata, nella *Gazzetta Ufficiale* n. 158, la legge 7 luglio 2016, n. 122, *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea* (legge europea 2015-2016), che, all'art. 33, introduce ulteriori disposizioni per la corretta attuazione del Terzo pacchetto energia, modificando in parte il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93. Nel dettaglio:

- il comma 1, lettera a), modifica l'art. 37 del citato decreto legislativo, stabilendo che sia l'Autorità ad individuare le condizioni di accesso alle infrastrutture transfrontaliere, tenendo conto degli indirizzi adottati dal Ministero dello sviluppo economico, solo per gli obblighi derivanti dagli atti e dagli accordi internazionali stipulati con Stati diversi da quelli appartenenti all'Unione europea;
- il comma 1, lettera b), modifica l'art. 39 del citato decreto legislativo e stabilisce che le imprese che realizzino, a proprio carico, nuove linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici di altri Stati membri dell'Unione europea, siano designate quali gestori di sistemi di trasmissione, previa certificazione dell'Autorità, ai sensi dell'art. 10 o dell'art. 11 della direttiva 2009/72/CE e dell'art. 3 del regolamento (CE) 714/2009;
- il comma 1, lettera c), modifica l'art. 45 del citato decreto legislativo ed estende il potere sanzionatorio dell'Autorità anche alle violazioni degli obblighi previsti dall'art. 20 e dall'Allegato I del regolamento (CE) 714/2009 e dagli artt. 20 e 21 e dall'Allegato I del regolamento (CE) 715/2009, al fine di superare i rilievi della Commissione europea. Secondo quest'ultima, la mancata citazione di tali disposizioni non garantisce l'applicabilità delle sanzioni al caso di violazione di regolamenti delegati o di atti di attuazione del diritto dell'Unione, che non siano stati oggetto di delibere dell'Autorità stessa, adottate ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il comma 2, introducendo la definizione di cliente vulnerabile, interviene a sanare la sovrapposizione tra due istituti diversi, quello della vulnerabilità del cliente, di cui all'art. 22 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, e sue successive modifiche, e quello di cliente protetto nel settore del gas, di cui all'art. 2 del regolamento (UE) 994/2010.

Vale poi citare il decreto legge 9 giugno 2016, n. 98, *Disposizioni urgenti per il completamento della procedura di cessione dei complessi aziendali del Gruppo ILVA*, convertito, con modificazioni, nella legge 1 agosto 2016, n. 151. Il decreto interviene sulle norme riguardanti la procedura di cessione dei complessi aziendali del Gruppo ILVA, modificando alcune disposizioni per lo più contenute nei provvedimenti inerenti alla modifica e all'attuazione del Piano delle misure e delle attività di tutela ambientale e sanitaria e dei diritti e degli obblighi degli acquirenti (o affittuari) del complesso aziendale. L'art. 2, comma 1, posticipa al 2018 il termine previsto per il rimborso degli importi finanziati, da parte dello Stato, in favore del Gruppo ILVA, importi che avrebbero dovuto essere rimborsati nel medesimo esercizio finanziario in cui gli stessi erano stati erogati, nell'ambito della procedura di ripartizione dell'attivo della società ivi prevista.

In conformità a quanto disposto da tale comma, il successivo comma 2 reca la copertura finanziaria degli oneri derivanti dal mancato rimborso degli importi finanziati nel 2016, che comporta un onere pari a 400 milioni di euro nell'esercizio 2016, a compensazione del quale viene stabilito un versamento di pari importo, delle somme gestite, nel sistema bancario dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), su uno specifico conto corrente di tesoreria centrale fruttifero, appositamente aperto e remunerato secondo il tasso riconosciuto sulle sezioni fruttifere dei conti di tesoreria unica. In relazione alle somme rimborsate, la norma prevede la restituzione alla medesima CSEA.

Il 18 ottobre 2016 è stato poi pubblicato, nella *Gazzetta Ufficiale* n. 244, il decreto legge 17 ottobre 2016, n. 189, *Interventi urgenti in favore delle popolazioni colpite dal sisma del 24 agosto* 2016, convertito, con modificazioni, nella legge 15 dicembre 2016, n. 229. Nel corso dell'iter al Senato della Repubblica, l'art. 1, comma 2, del provvedimento in esame ha abrogato il decreto legge 11 novembre 2016, n. 205, *Nuovi interventi urgenti in favore delle popolazioni e dei territori interessati dagli eventi sismici del 2016*, facendone

comunque salvi gli atti e i provvedimenti adottati, gli effetti prodottisi e i rapporti giuridici sorti sulla base del medesimo decreto. Pertanto, il titolo del decreto legge n. 189/16 è stato ampliato in *Interventi urgenti in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 2016.*

Tra le disposizioni normative di interesse, si segnala, *in primis*, l'art. 1, che definisce l'ambito di applicazione, il quale include non solo i comuni indicati agli Allegati 1 e 2 ma anche altri comuni, diversi da quelli indicati nei predetti elenchi, qualora venga dimostrato il nesso di casualità diretto tra i danni e gli eventi sismici. Inoltre, vale evidenziare l'art. 48, che prevede la sospensione, fino al 31 dicembre 2018, dei termini per una serie di adempimenti in favore dei soggetti, persone fisiche e aziende, localizzati nei comuni colpiti dal sisma; nel dettaglio, il comma 2 dispone la sospensione dei termini di pagamento delle fatture relative alle utenze localizzate nei comuni colpiti dal sisma, per un periodo massimo di sei mesi a decorrere dal 24 agosto e dal 26 ottobre, come individuati rispettivamente negli Allegati 1 e 2.

In particolare, tale disposizione demanda all'Autorità il compito di definire, con riferimento ai settori dell'energia elettrica, dell'acqua e del gas, ivi inclusi i gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate, norme per la sospensione temporanea dei termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere nello stesso periodo, anche in relazione al servizio erogato a clienti forniti sul mercato libero. Entro 120 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto, inoltre, viene stabilito che l'Autorità disciplini le modalità di rateizzazione delle fatture i cui pagamenti sono stati sospesi e introduca agevolazioni, anche di natura tariffaria, a favore delle utenze situate nei comuni interessati, individuando, contestualmente, pure le modalità per la copertura dell'onere derivante da tali agevolazioni, attraverso specifiche componenti tariffarie, facendo ricorso, ove opportuno, a strumenti di tipo perequativo.

Il 24 ottobre 2016 è stato pubblicato, nella *Gazzetta Ufficiale* n. 249, il decreto legge 22 ottobre 2016, n. 193, *Disposizioni urgenti in materia fiscale e per il finanziamento di esigenze indifferibili*, convertito, con modificazioni, nella legge 1 dicembre 2016, n. 225. Tra le norme introdotte, si segnala l'art. 1, comma 6-*bis*, il quale stabilisce che i risparmi di spesa, conseguiti dall'applicazione di norme che prevedono riduzioni di spesa per le amministrazioni inserite nel conto economico consolidato della pubblica Amministrazione, siano versati dalla neo istituita Agenzia delle entrate - riscossione (comma 3), all'apposito capitolo del Bilancio dello Stato, nei limiti del risultato d'esercizio dell'ente stesso.

Vale citare, ancora, la legge 11 dicembre 2016, n. 232, *Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2017 e Bilancio pluriennale per il triennio 2017-2019* (legge di bilancio 2017), che, tra le norme di interesse, prevede il comma 453 dell'art. 1, il quale interviene sulla disciplina relativa alle gare d'ambito del servizio di distribuzione del gas naturale e, in particolare, sulla disposizione che stabilisce che il gestore uscente resti comunque obbligato a proseguire la gestione del servizio, limitatamente all'ordinaria amministrazione, fino alla data di decorrenza del nuovo affidamento (art. 14, comma 7, del decreto legislativo n. 164/00). Il comma 453 offre l'interpretazione autentica di tale disposizione, specificando che il gestore uscente è comunque obbligato al pagamento del canone di concessione previsto dal contratto.

Si menziona, inoltre, il comma 140 che istituisce, a valere sullo stato di previsione del Ministero dell'economia e delle finanze, un apposito Fondo per assicurare sia il finanziamento degli investimenti e lo sviluppo infrastrutturale del Paese, sia la soluzione delle questioni oggetto di procedure di infrazione da parte dell'Unione europea, nei settori di spesa relativi alla rete idrica e alle opere di collettamento, di fognatura e di depurazione.

Di rilievo, in considerazione delle competenze attribuite a questa Autorità, anche il decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, *Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi.*

Tale direttiva, già inserita peraltro nella legge 9 luglio 2015, n. 114, *Legge di delegazione 2014*, prevede che gli Stati membri adottino un Quadro strategico nazionale per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti per la realizzazione della relativa infrastruttura.

Si evidenziano, in particolare:

- l'art. 4 che, in tema di fornitura di energia elettrica per il trasporto sostenibile, prevede l'installazione entro il 31 dicembre 2020 di un adeguato numero di punti di ricarica, tale da garantire la circolazione dei veicoli elettrici negli agglomerati urbani e suburbani, in altre zone densamente popolate e nelle reti di determinati ambiti, progressivamente individuati secondo criteri

di accessibilità al pubblico;

- gli artt. 9 e 10, che recano disposizioni per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto di GNL. Nel dettaglio, l'art. 9 prevede che le infrastrutture di stoccaggio del GNL, connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale o di parti isolate della stessa, siano considerate quali infrastrutture e insediamenti strategici. Si stabilisce, inoltre, che i gestori delle menzionate infrastrutture siano soggetti agli obblighi di servizio pubblico, come definiti e regolamentati dall'Autorità in tema di remunerazione degli investimenti e di disciplina dell'accesso. All'ultimo comma, l'articolo prevede che la valutazione della strategicità sia preceduta da una analisi costi/benefici, sentita l'Autorità per gli aspetti regolatori, al fine di valutare la complessiva sostenibilità economica, ambientale e sociale di tali interventi. Per quanto attiene alle infrastrutture di stoccaggio e di trasporto di GNL non destinate all'alimentazione delle reti di trasporto di gas naturale, l'art. 10 prevede che le attività di carico, stoccaggio, scarico su navi o autobotti di parte del GNL non destinato alla rete nazionale di trasporto di gas naturale non rientrino tra le attività regolate e vengano svolte in regime di separazione contabile, secondo le modalità individuate dall'Autorità, al fine di evitare oneri a carico del sistema regolato;
- l'art. 14, che demanda all'Autorità sia l'aggiornamento, per le reti isolate, delle condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal gas naturale sia la determinazione dei parametri e dei criteri di calcolo per la remunerazione del servizio di distribuzione, misura e, limitatamente ai clienti vulnerabili, vendita di gas naturale anche derivante da GNL attraverso le stessi rete;
- l'art. 18, che reca misure per la diffusione dell'utilizzo del gas naturale compresso (GNC), del GNL e dell'energia elettrica nel trasporto stradale, prevedendo, al comma 1, nei casi di autorizzazione alla realizzazione di nuovi impianti di distribuzione carburanti e di ristrutturazione totale degli impianti di distribuzione carburanti esistenti, che le Regioni prevedano l'obbligo di dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica, nonché di rifornimento di GNC o GNL. In particolare, al comma 8 viene stabilito che l'Autorità, entro tre mesi dall'entrata in vigore del decreto (e quindi entro il 14 aprile 2017), adotti misure finalizzate all'eliminazione delle penali di supero della capacità giornaliera ai punti di riconsegna delle reti di trasporto e di distribuzione direttamente connessi agli impianti di distribuzione di gas naturale per autotrazione.

Il 30 dicembre 2016 è stato pubblicato, nella *Gazzetta Ufficiale* n. 304, il decreto legge 29 dicembre 2016, n. 243, *Interventi urgenti per la coesione sociale e territoriale, con particolare riferimento a situazioni critiche in alcune aree del Mezzogiorno*, convertito, con modificazioni, nella legge 27 febbraio 2017, n. 18. Il provvedimento, all'art. 2, detta disposizioni finalizzate a garantire un rapido adeguamento alle sentenze di condanna della Corte di Giustizia dell'Unione europea, pronunciate il 19 luglio 2012 (causa C-565/10, relativa alla procedura di infrazione 2004/2034) e il 10 aprile 2014 (causa C-85/13, relativa alla procedura di infrazione 2009/2034), evitando l'aggravamento delle procedure di infrazione in essere, mediante interventi sui sistemi di collettamento, di fognatura e di depurazione delle acque reflue.

Tale fine viene perseguito con la nomina di un unico Commissario straordinario del Governo, al quale sono affidati i compiti di coordinamento e di realizzazione dei citati interventi. Nel dettaglio l'art. 2 prevede che per gli interventi sui sistemi di collettamento, di fognatura e di depurazione delle acque reflue, per la cui realizzazione sia prevista la concorrenza della tariffa o di risorse regionali, i gestori del servizio idrico integrato (SII), con le modalità previste dall'Autorità entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto in analisi, sentito l'ente di governo d'ambito e fermo restando l'equilibrio economico-finanziario della gestione, ovvero la Regione per le relative risorse, trasferiscano gli importi dovuti alla contabilità speciale del Commissario, assumendo i conseguenti provvedimenti necessari.

Si segnala, inoltre, l'art. 3-*quater* che proroga gli incentivi a favore degli esercenti gli impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da biomasse, di cui all'art. 1, commi 149 e 150, della legge 28 dicembre 2015, n. 208.

Il 30 dicembre 2016 è stato anche pubblicato, nella *Gazzetta Ufficiale* n. 304, il decreto legge 30 dicembre 2016, n. 244, *Proroga e definizione di termini*, convertito, con modificazioni, nella legge 27 febbraio 2017, n. 19, di cui si rammenta l'art. 6, il cui comma 9, relativo alla riforma degli oneri generali del sistema elettrico per i clienti dei servizi elettrici diversi da quello domestico, opera un differimento di due anni, dall'1 gennaio 2016 all'1 gennaio 2018, del termine per la riforma della struttura delle componenti tariffarie degli oneri generali di sistema elettrico per i clienti dei servizi elettrici con usi diversi da quelli domestici. Il predetto comma dispone che, a decorrere dall'1 gennaio 2017, le parti variabili degli oneri generali di sistema siano applicate all'energia elettrica prelevata dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi. Il comma interviene, infine, disponendo l'abrogazione delle norme pregresse e riferisce le diverse aliquote percentuali relative al nuovo criterio di imposizione.

Da menzionare, sempre con riferimento all'art. 6, il comma 5 che

proroga di 24 mesi i termini di pubblicazione dei bandi delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale negli ambiti territoriali in cui sono presenti comuni terremotati come individuati dall'art. 1 del decreto legge n. 189/16 (sisma del 24 agosto 2016 e del 26 ottobre 2016); il comma 10 che proroga, al 30 giugno 2017, l'obbligo di installazione di un contatore di fornitura volto a contabilizzare i consumi di ciascuna unità immobiliare e a favorire la suddivisione delle spese in base ai consumi effettivi; il comma 10-*quinquies* che proroga al 31 dicembre 2017 gli incentivi ai progetti di efficienza energetica di grandi dimensioni, non inferiori a 35.000 tep/anno, il cui periodo di riconoscimento dei certificati bianchi termini entro il 2014. Sempre relativamente ai comuni terremotati, l'art. 14, al comma 2, dispone l'ulteriore proroga di sei mesi della sospensione temporanea dei termini di pagamento delle fatture relative alle utenze, limitatamente ai soggetti danneggiati che dichiarino l'inagibilità del fabbricato, della casa di abitazione, dello studio professionale o dell'azienda. Il medesimo art. 14, al comma 11, proroga al 31 dicembre 2017 la gestione commissariale connessa alla vulnerabilità sismica della Galleria Pavoncelli che convoglia le risorse idriche dell'Acquedotto pugliese.

L'art. 13, al comma 1, proroga dal 31 dicembre 2016 al 31 dicembre 2017 il limite massimo, pari agli importi risultanti alla data del 30 aprile 2010 ridotti del 10%, per la corresponsione di indennità, compensi, gettoni, retribuzioni o altre utilità, da parte delle pubbliche Amministrazioni, comprese le Autorità indipendenti, ai componenti degli organi di indirizzo, direzione e controllo, dei consigli di amministrazione e degli organi collegiali, nonché ai titolari di incarichi di qualsiasi tipo; viene inoltre prorogato al 31 dicembre 2017 il termine entro il quale continuano ad applicarsi alla produzione combinata di energia elettrica e calore gli specifici coefficienti, indicati dall'Autorità, necessari a individuare i quantitativi di combustibile che, impiegati nei predetti impianti, possano ritenersi utilizzati per la produzione di energia elettrica e che sono, dunque, soggetti ad accisa agevolata (comma 2).

Si segnala ancora il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 agosto 2016, *Disposizioni in materia di contenimento della morosità nel servizio idrico integrato*, che, sulla base del disposto dell'art. 61 della legge 28 dicembre 2015, n. 221, c.d. "Collegato ambientale", dispone che l'Autorità definisca le direttive per il contenimento della morosità nel settore del SII, sulla base di quanto disciplinato dal medesimo decreto, nel rispetto dei principi di uguaglianza, parità di trattamento, non discriminazione, trasparenza, rispetto del principio di reciprocità negli obblighi contrattuali, tutela delle tipologie di utenza, sostenibilità economico-finanziaria della tariffa e della copertura dei costi efficienti del servizio, nonché degli investimenti e dei costi ambientali e della risorsa.

Il decreto prevede, in particolare, che l'Autorità, dopo aver individuato, in coerenza con gli altri settori regolati, le utenze domestiche residenti non disalimentabili per documentato stato di disagio economico-sociale, cui garantire in ogni caso il quantitativo minimo vitale di 50 litri di acqua giornalieri per persona, e le utenze non disalimentabili relative ad attività di servizio pubblico, disciplini: le modalità e le tempistiche di lettura e autolettura dei contatori; le modalità di ammodernamento dei sistemi di misura e di lettura dei consumi; la periodicità e le modalità di fatturazione; le procedure di pagamento anche con definizione di piani di rateizzazione per importi determinati; le modalità di gestione dei reclami; le modalità di gestione delle controversie; le procedure di messa in mora dell'utente e di recupero del credito, assicurando una congrua tempistica per il rientro della morosità attraverso opportune forme di rateizzazione; le procedure per la disalimentazione degli utenti morosi; le modalità di riattivazione del servizio in caso di sospensione e le modalità di reintegro, da parte dell'utente, del deposito cauzionale escusso dal gestore, privilegiando forme di rateizzazione con addebito in fattura.

L'Autorità è, altresì, tenuta ad analizzare e verificare i costi connessi alla morosità nel SII, introducendo modalità di gestione degli stessi, al fine di tenere conto dell'equilibrio economico-finanziario della gestione e della copertura dei costi efficienti di esercizio e di investimento, nonché dei costi ambientali e della risorsa.

Vale porre in evidenza anche il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 13 ottobre 2016, *Tariffa sociale del servizio idrico integrato*, che, ai sensi dell'art. 60 del c.d. "Collegato ambientale", contiene specifiche previsioni in materia di tariffa agevolata, utenze agevolate e bonus acqua, metodo tariffario ed articolazione tariffaria. In particolare, l'art. 2 prevede che l'Autorità stabilisca, con riferimento al quantitativo minimo vitale, la fascia di consumo annuo agevolato per le utenze domestiche residenti, prevedendo anche l'applicazione di una tariffa agevolata; l'art. 3 stabilisce che l'Autorità definisca, con riferimento al quantitativo minimo vitale di acqua, un bonus acqua per tutti gli utenti domestici residenti, ovvero nuclei familiari, di cui sono accertate le condizioni di disagio

economico-sociale. Tale bonus è quantificato in misura pari al corrispettivo annuo che l'utente domestico residente in documentato stato di disagio economico-sociale deve pagare relativamente al quantitativo minimo vitale determinato a tariffa agevolata. Inoltre, l'Autorità è chiamata a disciplinare le condizioni di disagio economico-sociale che consentono all'utente, nucleo familiare, di accedere al bonus acqua in base all'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE), in coerenza con gli altri settori dalla stessa regolati, nonché le modalità di accesso, riconoscimento ed erogazione del bonus.

Infine, l'art. 4 affida all'Autorità il compito di garantire il recupero dei costi efficienti del servizio e degli investimenti, l'equilibrio economico-finanziario della gestione e la tutela degli utenti tenendo conto: i) del criterio di progressività, a partire dal consumo eccedente il quantitativo minimo vitale giornaliero; ii) della differenziazione dell'uso della risorsa idrica, nel rispetto del principio "chi inquina paga"; iii) della differenziazione del corrispettivo, al fine di incentivare gli utenti ad utilizzare le risorse idriche in modo efficiente.

In ultimo, tra i provvedimenti in corso di approvazione si rileva il disegno di legge, recante *Legge annuale per il mercato e la concorrenza* (AS. 2085), c.d. "DDL concorrenza"[6], che introduce alcune norme in materia di energia.

Come già segnalato nella *Relazione Annuale 2016*, gli artt. 28 e 29 eliminano la disciplina transitoria dei prezzi nei settori del gas naturale (servizio di tutela) e dell'energia elettrica (servizio di maggior tutela), stabilendo che sia l'Autorità:

- ad adottare le disposizioni per assicurare, nel settore elettrico, il servizio di salvaguardia ai clienti finali domestici e alle imprese connesse in bassa tensione con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore ai 10 milioni di euro senza fornitore di energia o che non abbiano scelto il fornitore, attraverso procedure concorsuali per aree territoriali e a condizioni che incentivino il passaggio al mercato libero;
- a predisporre la realizzazione e la gestione, da parte del gestore del Sistema informativo integrato, di un portale informatico per la raccolta e la pubblicazione delle offerte sul mercato *retail*, con particolare riferimento alle utenze domestiche, alle imprese connesse in bassa tensione e alle imprese con consumi annui non superiori a 200.000 S(m^3), nonché ad istituire un comitato tecnico-consultivo con funzioni di garanzia in merito ai contenuti del portale stesso;
- a redigere un Rapporto relativo al monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas, in ordine al raggiungimento di una serie di obiettivi ai fini di cessazione del regime di maggior tutela, con la possibilità di prorogare le scadenze dell'1 gennaio 2018 sia per il mercato elettrico sia per quello del gas.

L'art. 31 richiede all'Autorità di adottare *Linee guida* per la promozione delle offerte commerciali di energia elettrica e gas a favore di gruppi di acquisto e di realizzare piattaforme informatiche tese a facilitare l'aggregazione dei piccoli consumatori. Inoltre, l'art. 36 demanda ad un decreto ministeriale, previo parere dell'Autorità, la revisione della disciplina del bonus elettrico e del bonus gas per i clienti economicamente svantaggiati e per quelli che, in gravi condizioni di salute, utilizzano apparecchiature elettriche necessarie per il mantenimento in vita.

Nel corso dell'esame del provvedimento in seconda lettura, numerosi sono stati gli articoli introdotti *ex novo*:

- l'art. 35 prevede che l'Autorità stabilisca le modalità affinché le fatture relative alla fornitura dell'acqua contengano, almeno una volta all'anno, l'indicazione dell'effettivo consumo riferito alla singola utenza;
- l'art. 37 disciplina i casi di fatture di rilevante importo derivanti da ritardi o da interruzioni della fatturazione oppure da prolungata indisponibilità dei dati di consumo reali, individuate secondo le condizioni definite dall'Autorità, imponendo sia l'obbligo di rateizzazione, in capo ai fornitori di energia elettrica e gas, sia la responsabilizzazione dei distributori, in caso di

6 L'analisi dell'iter relativo al c.d. "DDL concorrenza" si ferma al 31 marzo 2017. Al momento in cui questa *Relazione Annuale* viene data alle stampe, il provvedimento risulta approvato in seconda lettura, a seguito dell'apposizione della fiducia da parte del Governo sul maxi emendamento interamente sostitutivo del medesimo disegno di legge, ed inviato alla Camera dei deputati per il terzo passaggio parlamentare. Con l'approvazione in seconda lettura, le uniche modifiche apportate riguardano le date contenute in alcune disposizioni ed, in particolare, quella relativa alla cessazione della disciplina transitoria dei prezzi per i clienti domestici, sia per il gas sia per l'energia elettrica, che è posticipata dall'1 luglio 2018 all'1 luglio 2019.

prolungata indisponibilità dei dati di consumo reali;

- l'art. 39 reca disposizioni in materia di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile e nel settore dell'efficienza energetica.

Inoltre, l'art. 40 prevede una disciplina parzialmente derogatoria per i gestori dei sistemi di distribuzione chiusi, facenti parte di un'impresa verticalmente integrata, ai quali si applicano esclusivamente le norme di separazione contabile. Similmente, l'art. 41 prevede una disciplina derogatoria, per i gestori di sistemi di distribuzione facenti parte di un'impresa verticalmente integrata, che servono meno di 25.000 punti di prelievo, ad esclusione delle imprese beneficiarie di integrazioni tariffarie.

L'art. 38, come modificato dalla Commissione industria, commercio, turismo del Senato, prevede misure per la trasparenza del mercato dell'energia elettrica e del gas, istituendo un elenco dei soggetti abilitati per la vendita ai clienti finali, secondo le modalità e i requisiti individuati con proprio decreto dal Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità.

È, attualmente, all'esame del Senato anche il disegno di legge *Principi per la tutela, il governo e la gestione pubblica delle acque e disposizioni per la ripubblicizzazione del servizio idrico, nonché delega al Governo per l'adozione dei tributi destinati al suo finanziamento* (AS 2343), che reca norme in materia di tutela, governo e gestione pubblica delle acque, disciplinando alcuni aspetti di pianificazione e di finanziamento del SII, nonché ulteriori disposizioni riguardanti la bolletta del SII, i meccanismi di partecipazione alla gestione di tale servizio e il regime di pubblicità, nonché l'istituzione di un Fondo nazionale di solidarietà internazionale.

Si segnala, in ultimo, che con la legge 7 agosto 2015, n. 124, *Deleghe al Governo in materia di riorganizzazione delle Amministrazioni pubbliche*, e, in particolare, sulla base del combinato disposto degli artt. 16 e 19 dello stesso provvedimento, il Governo è stato delegato, fra le altre previsioni, ad adottare un decreto legislativo di semplificazione per il riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di interesse economico generale. Sulla base di tale attribuzione, il Consiglio dei ministri aveva preliminarmente approvato lo schema di decreto legislativo *Testo unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale* (Atto Governo n. 308) che, concluso il previsto iter parlamentare, è stato approvato definitivamente il 24 novembre 2016. Detto decreto prevedeva l'attribuzione a questa Autorità di nuove competenze in materia di regolazione del ciclo dei rifiuti urbani ed assimilati, modificandone altresì il nome in Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA). Sull'argomento si rimanda anche al paragrafo "Audizioni presso il Parlamento" di questo Capitolo.

Tuttavia, il 25 novembre 2016 la Corte costituzionale ha depositato la sentenza n. 251/2016, con la quale ha dichiarato la parziale illegittimità costituzionale della legge n. 124/15. In particolare, avendo la Consulta ritenuto non conformi al dettato costituzionale alcune disposizioni delle legge di delega, tra cui anche i citati artt. 16 e 19 - in quanto prevedono che il Governo adotti i relativi decreti legislativi attuativi previo parere, anziché previa intesa, in sede di Conferenza unificata - il decreto legislativo di interesse non è stato trasmesso, per l'emanazione, al Presidente della Repubblica.

Si evidenzia, inoltre, che il Consiglio di Stato si è successivamente pronunciato sullo schema di decreto legislativo in esame, su richiesta del Ministro per la semplificazione e la pubblica amministrazione, formulando i seguenti pareri:

- con il parere 3 maggio 2016, n. 1075, reso dalla Commissione speciale, è stata evidenziata, tra le principali innovazioni della riforma, l'estensione delle competenze dell'Autorità anche al sistema di regolazione del ciclo dei rifiuti, raccomandando, al fine di assicurare una effettiva attuabilità della previsione e per evitare pregiudizi sulla qualità del servizio, il reclutamento di nuovo personale dotato di specifiche competenze tecniche, il cui costo in ogni caso non graverebbe sulla finanza pubblica in forza del previsto meccanismo di autofinanziamento dell'Autorità stessa;
- con il parere 17 gennaio 2017, n. 83, reso dalla citata Commissione, è stata rilevata innanzitutto l'esigenza di portare a termine le previsioni della legge n. 124/15, al fine di non deprimere lo slancio riformatore dell'intero disegno legislativo, intervenendo nei settori per i quali la delega è scaduta, quale quello dei servizi pubblici locali, con una nuova legge delega o un disegno di legge governativo, avente il contenuto del decreto delegato non emanato.

Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni

Segnalazioni

Segnalazione al Governo e al Parlamento in merito al prelievo delle somme gestite dalla CSEA stabilito dal disegno di legge di conversione del decreto legge n. 98/16

Con la segnalazione 7 luglio 2016, 377/2016/I/com, l'Autorità ha inteso richiamare l'attenzione del Governo e del Parlamento sugli effetti dell'applicazione di quanto stabilito dal decreto legge n. 98/16, *Disposizioni urgenti per il completamento della procedura di cessione dei complessi aziendali del Gruppo ILVA*, all'esame delle Commissioni riunite ambiente e attività produttive della Camera dei deputati per la sua conversione in legge, e, segnatamente, sulle criticità derivanti dall'applicazione dell'art. 2, comma 2, relativo al prelievo, quantificato in 400 milioni di euro, dalle somme gestite presso il sistema bancario dalla CSEA, per il mancato rimborso degli importi disposto dal medesimo articolo.

In primis, l'Autorità ha rilevato come tale intervento determini una significativa riduzione dei margini di flessibilità di manovra da parte della CSEA per le attività di competenza nei settori dell'energia e dell'ambiente, che potrebbe, peraltro, determinare la necessità di acquisire un ulteriore gettito derivante dal prelievo tariffario sulle bollette energetiche dei clienti/utenti italiani (famiglie e imprese), anche se destinate a finalità non riconducibili al settore energetico e/o idrico. Inoltre, sebbene da un lato l'Autorità non abbia messo in discussione, nel rispetto delle competenze assegnatele, la necessità di interventi normativi volti a risolvere la crisi economica ed ambientale dello stabilimento ILVA di Taranto e del gruppo industriale, dall'altro, ha evidenziato come la soluzione prospettata dal decreto legge n. 98/16 comporti critici effetti finanziari nei settori coinvolti, anche considerando che, se la durata del prestito forzoso dovesse prolungarsi oltre il termine prefigurato (2018), l'Autorità sarebbe costretta ad aumentare le componenti tariffarie relative agli oneri generali, salvo poi ridurle una volta restituito il prestito, con evidente danno per i clienti chiamati a versare dette componenti tariffarie.

Nel dettaglio, l'Autorità ha rilevato anche che il prelievo di una somma pari a 300 milioni di euro, nel caso specifico senza previsione di restituzione, comunque non correlato alle finalità per cui i fondi *de quibus* sono stati versati, è già avvenuto in base all'art. 15, comma 3, lettera g), del decreto legge 31 agosto 2013, n. 102, c.d. "decreto IMU", e che già da diversi anni è previsto che parte del gettito delle componenti tariffarie A_2 e MCT sia strutturalmente destinata direttamente al Bilancio dello Stato.

Segnalazione al Governo e al Parlamento sulla frequenza biennale, in luogo di quella vigente annuale, di predisposizione dei Piani di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica e della rete di trasporto del gas naturale

Con la segnalazione 10 novembre 2016, 648/2016/I/com, l'Autorità ha richiamato l'attenzione del Governo e del Parlamento sulla necessità di definire una frequenza biennale per la predisposizione del Piano di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale (RTN) dell'energia elettrica, che attualmente Terna è tenuta a redigere con frequenza annuale, entro il 31 gennaio di ciascun anno, ai sensi dell'art. 36, comma 12, del decreto legislativo n. 93/11.

Tale modifica avrebbe il duplice vantaggio di attenuare le complessità correlate al processo di approvazione del Piano di sviluppo della rete, nonché di allineare la normativa nazionale con le disposizioni legislative comunitarie (cfr. l'art. 8, comma 3, del regolamento (CE) 714/2009 del 13 luglio 2009), le quali prevedono che la rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica predisponga i Piani di sviluppo della rete a livello europeo con frequenza biennale.

In particolare, tenendo conto dell'esperienza maturata nei primi anni di attuazione del Terzo pacchetto energia, della complessità del procedimento annuale di approvazione dei Piani decennali di sviluppo e in coerenza con l'Opinione n. 08/2014 espressa dall'ACER sui Piani di sviluppo a livello nazionale, la segnalazione ribadisce quanto già indicato nella memoria 11 maggio 2015, 212/2015/I/com, in merito

all'opportunità di una modifica legislativa del richiamato art. 36. In detta sede è stato anche evidenziato che la frequenza biennale di predisposizione e di pubblicazione del Piano decennale di sviluppo dovrebbe essere accompagnata dalla pubblicazione, da parte del gestore, negli anni in cui il Piano non è redatto, di un rapporto sullo stato di avanzamento dei Piani precedenti. Analogamente, anche per il settore del gas naturale è stato proposto di emendare il comma 2 dell'art. 16 del medesimo decreto legislativo n. 93/11, stabilendo che l'impresa maggiore di trasporto, nonché gli altri gestori del sistema di trasporto certificati in separazione proprietaria, trasmettano all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico il Piano di sviluppo della rete ogni due anni, anche prevedendo che Snam Rete Gas, in qualità di impresa maggiore di trasporto, eserciti un ruolo di coordinamento di carattere ricognitivo delle informazioni sugli interventi di sviluppo della rete proposti nei Piani degli altri gestori del sistema di trasporto; ciò al fine di far emergere eventuali sovrapposizioni tra interventi alternativi e/o esigenze di potenziamento della rete, fermo restando che le valutazioni sugli interventi di sviluppo contenuti nei Piani sono comunque demandate alle amministrazioni competenti ai sensi di legge.

Segnalazione al Governo e al Parlamento in merito all'art. 6, comma 9, del disegno di legge di conversione in legge del decreto legge n. 244/16 sugli oneri generali di sistema elettrico per i clienti finali non domestici

Con la segnalazione 24 gennaio 2017, 20/2017/I/eel, l'Autorità ha formulato al Governo e al Parlamento le proprie osservazioni in merito ai possibili effetti derivanti dall'applicazione dell'art. 6, comma 9, del decreto legge n. 244/16, *Proroga e definizione di termini*, che, *in primis*, posticipa all'1 gennaio 2018 il termine di entrata in vigore della riforma della struttura delle componenti tariffarie degli oneri generali del sistema elettrico applicate ai clienti finali diversi da quelli domestici, disposta dall'art. 3, comma 2, lettera b), del decreto legge 30 dicembre 2015, n. 210, e, *in secundis*, stabilisce che «*a decorrere dal primo gennaio 2017, le parti variabili degli oneri generali di sistema sono applicate all'energia elettrica prelevata dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi*».

Nel merito, la segnalazione sottolinea alcune criticità legate all'implementazione della disposizione, ribadendo la necessità:

- di coordinare i citati due periodi dell'art. 6, comma 9, prevedendo che le parti variabili degli oneri generali di sistema siano applicate all'energia elettrica prelevata a decorrere dall'1 gennaio 2018;
- di modificare l'attuale dettato del secondo periodo della medesima disposizione, prevedendo che «*le parti variabili degli oneri generali di sistema siano applicate a tutta l'energia elettrica prelevata dalle reti elettriche con obbligo di connessione dei soggetti aventi titolo*» non solo dalle reti pubbliche. Come evidenziato, ciò risulterebbe in linea con la normativa europea e garantirebbe rilevanti semplificazioni nell'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema;
- di esplicitare, in sede di conversione in legge del decreto legge n. 244/16, le abrogazioni o le modifiche necessarie ad aggiornare le diverse disposizioni primarie correlate, al fine di delineare un quadro coerente con le nuove norme in materia di applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema. Inoltre, l'Autorità ha evidenziato la necessità che sia garantito che le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema vengano applicate, a conguaglio per l'intero anno 2017, con le medesime modalità disposte dalla legge di conversione, implementando quanto indicato.

Pareri e proposte al Governo

Parere al Ministro dell'economia e delle finanze in merito allo schema di statuto della CSEA

In data 12 maggio 2016, con il parere 237/2016/I, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro dell'economia e delle finanze in merito allo schema di statuto della CSEA, di cui al testo trasmesso con nota del 5 maggio 2016.

Parere al Ministero dello sviluppo economico in merito alle modifiche al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico

In data 7 giugno 2016, con il parere 292/2016/I/eel al Ministero dello sviluppo economico, l'Autorità si è pronunciata favorevolmente, ai sensi dell'art. 5, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, in merito alle proposte di modifica del *Testo integrato della disciplina del mercato elettrico* (TIDME), predisposte dal Gestore dei mercati energetici (GME), volte a consentire l'avvio del progetto pilota del *market coupling* infragiornaliero sulla frontiera slovena.

Parere al Ministro dello sviluppo economico in merito alle modifiche al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico, per l'istituzione del mercato dei prodotti giornalieri

L'11 luglio 2016, con il parere 380/2016/I/eel, l'Autorità si è espressa favorevolmente in merito alle proposte di modifica al TIDME, formulate dal GME, volte a istituire, nell'ambito del mercato elettrico a pronti, un mercato denominato MPEG, sul quale quotare i prodotti giornalieri. Al contempo, l'Autorità ha segnalato al Ministro dello sviluppo economico l'opportunità che il GME monitori, anche per eventuali successive proposte di miglioramento, gli esiti dell'MPEG e gli effetti dell'evoluzione dello stesso sulle dinamiche e sulla liquidità degli altri segmenti del mercato elettrico a pronti e invii un rapporto in merito al ministro e all'Autorità stessa, in relazione all'operatività dei primi sei mesi dell'MPEG e, successivamente, entro il 31 marzo di ciascun anno con riferimento all'anno solare precedente.

Parere al Ministro dello sviluppo economico in merito alle modifiche al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico, in materia di certificati verdi

Il 21 luglio 2016, con il parere 423/2016/I/efr, l'Autorità ha manifestato il proprio parere favorevole al Ministro dello sviluppo economico, in merito alle modifiche al TIDME, elaborate dal GME, riguardanti l'abrogazione dell'intero Titolo VI sul mercato dei certificati verdi e delle parti ad esso riferite, in applicazione della procedura prevista dall'art. 3, comma 5, del medesimo TIDME, in caso di interventi urgenti di modifica della disciplina finalizzati a salvaguardare il regolare funzionamento del mercato.

Parere al Ministro dello sviluppo economico in merito alle modifiche al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico, in tema di settlement

Con il parere 488/2016/I/eel dell'8 settembre 2016, l'Autorità ha pronunciato parere favorevole al Ministro dello sviluppo economico in merito alle proposte di modifica al TIDME, formulate dal GME, in materia di tempistiche e di strumenti di pagamento nel mercato elettrico.

Parere sulla modifica della disciplina del mercato del gas naturale predisposta dal GME

Il 20 ottobre 2016, con il parere 586/2016/I/gas, l'Autorità si è dichiarata favorevole alla proposta del GME di modificare la disciplina del mercato del gas (M-GAS) secondo l'iter della modifica urgente, ai sensi dell'art. 3, comma 3.6, della medesima disciplina, nelle parti riguardanti le misure strettamente funzionali all'avvio del sistema di bilanciamento del gas naturale.

Parere sulla valutazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della RTN 2015 e 2016

Il 4 novembre 2016, l'Autorità ha reso al Ministero dello sviluppo economico il parere 630/2016 in merito alla valutazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della RTN 2015 e 2016.

Parere in merito allo schema di decreto ministeriale recante Disposizioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili

Il 10 novembre 2016, con il parere 652/2016/I/efr, l'Autorità ha espresso al Ministro dello sviluppo economico il proprio parere favorevole, ai sensi dell'art. 1, comma 6-*octies*, del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, in merito allo schema di decreto ministeriale recante *Disposizioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili.*

Nello stesso parere l'Autorità ha segnalato che, per consentire uno sviluppo ordinato ed efficiente dei nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili sulle isole non interconnesse, evitando realizzazioni non consone alle esigenze, anche ambientali e paesaggistiche, delle singole isole e garantendo, al contempo, l'equilibrio tra produzione e consumo, in condizioni di economicità e di sicurezza, è necessario:

- identificare, per ciascuna isola non interconnessa, uno specifico soggetto operante come gestore di sistema isolano;
- prevedere che ciascun gestore di sistema isolano realizzi e trasmetta al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità uno studio di Piano, finalizzato a rilevare i fabbisogni energetici di ciascuna isola e le relative modalità di copertura;
- prevedere che, sulla base dei predetti studi di Piano del fabbisogno energetico isolano:
  - siano definiti per ciascuna isola, sentita l'Autorità, gli obiettivi di utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili (elettriche e termiche) che ciascun gestore di sistema isolano deve raggiungere entro il 31 dicembre 2030 in ciascuna delle isole minori non interconnesse, nonché i principi per la remunerazione degli investimenti necessari al perseguimento dei suddetti obiettivi;
  - sia attribuito all'Autorità il compito di determinare le modalità di erogazione e l'entità della remunerazione prevista per l'energia elettrica e termica prodotta dagli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili;
  - sia attribuito all'Autorità il compito di definire i criteri sulla base dei quali i soggetti terzi possano contribuire alla realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia elettrica o termica da fonti rinnovabili, selezionandoli, per esempio, tramite procedure concorsuali;
- precisare che i progetti pilota costituiscano il modello per l'attuazione di quanto sopra prospettato;
- prevedere che, nelle more del completamento di quanto sopra illustrato, sia avviato il processo di progressiva copertura del fabbisogno energetico delle isole non interconnesse con l'uso di fonti rinnovabili, entro i limiti previsti dall'Allegato 1 allo schema di decreto.

Il percorso delineato presuppone la richiesta, alla Commissione europea, delle deroghe di cui all'art. 44 della direttiva 2009/72/CE per l'insieme delle isole non interconnesse.

Parere al Ministro dello sviluppo economico per la concessione di un'esenzione ad una sezione dell'interconnessione in corrente continua Italia-Montenegro

L'1 dicembre 2016, con il parere 701/2016/I/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole, ai sensi dell'art. 4, comma 4, del decreto 21 ottobre 2005, al rilascio alla società Monita di un'esenzione della durata di dieci anni dalla disciplina sull'accesso dei terzi, per una capacità di importazione e di esportazione pari a 300 MW, quota parte della totale capacità dell'interconnessione Villanova-Lastva spettante al sistema elettrico italiano.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto relativo alla determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico per gli anni dal 2017 al 2020 e all'approvazione delle nuove Linee guida in materia di certificati bianchi, ai sensi del decreto interministeriale 28 dicembre 2012 e del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102

Il 22 dicembre 2016, con il parere 784/2016/I/efr, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro dello sviluppo economico in

ordine allo schema di decreto ministeriale recante *Nuovi obiettivi di risparmio energetico per gli anni 2017-2020 e nuove Linee guida nell'ambito del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica.*
Il parere favorevole è stato, comunque, condizionato alla redazione di alcune modifiche e integrazioni.
Sull'argomento si rinvia al Capitolo 4 di questo Volume.

Parere al Ministro dell'economia e delle finanze in merito allo schema di regolamento di organizzazione e funzionamento della CSEA

Il 12 gennaio 2017, con il parere 2/2017/I, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro dell'economia e delle finanze sullo schema di regolamento di organizzazione e funzionamento della CSEA, apportando al previgente regolamento di organizzazione e funzionamento le modifiche necessarie a consentire l'attuazione del comma 670 dell'art. 1 della legge di stabilità per l'anno 2016, che ne ha stabilito la trasformazione in ente pubblico economico, con autonomia organizzativa, tecnica e gestionale, pur sottoposto alla vigilanza del Ministero dell'economia e delle finanze e dell'Autorità.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto ministeriale recante Approvazione dei modelli unici per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti di microcogenerazione ad alto rendimento e di microcogenerazione alimentati da fonti rinnovabili

Il 16 febbraio 2017, con il parere 63/2017/I/efr, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole al Ministro dello sviluppo economico, in ordine allo schema di decreto recante il modello unico da utilizzarsi per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti di microcogenerazione ad alto rendimento e di microcogenerazione alimentati da fonti rinnovabili[7], proponendo, al contempo, di:

- esplicitare la possibilità di connettere i sistemi di accumulo contestualmente agli impianti di microcogenerazione di cui allo schema di decreto, prevedendo che siano sempre comunicati la marca e il modello degli eventuali sistemi di accumulo;
- prevedere che il richiedente specifichi nella propria dichiarazione quale sia l'utenza termica presso la quale l'energia termica prodotta sarà utilizzata per soddisfare i relativi consumi termici;
- prevedere la possibilità che la data di inizio dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione sia antecedente alla data di invio del modello unico;
- prevedere che il soggetto richiedente utilizzi come interfaccia unica il sistema GAUDÌ, affinché si possano sfruttare pienamente le potenzialità del medesimo sistema, evitando duplicazioni e canali comunicativi addizionali, e che sia il sistema GAUDÌ a mettere a disposizione dell'impresa distributrice le informazioni necessarie per dare seguito alla richiesta di connessione, la cui individuazione può essere demandata all'Autorità;
- estendere l'impostazione che prevede l'utilizzo del sistema GAUDÌ come interfaccia unica anche agli impianti fotovoltaici ex decreto ministeriale 19 maggio 2015;
- estendere il modello unico a tutti gli altri impianti di produzione di cui ai paragrafi 11 e 12 delle *Linee guida*, siano essi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o di accumulo (ivi inclusi quelli che sono installati presso gli impianti alimentati da fonti rinnovabili o di microcogenerazione già esistenti), completando contestualmente l'attuazione di quanto previsto ai sensi dell'art. 7-*bis*, comma 1, del decreto legislativo n. 28/11.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sulla modifica della disciplina del mercato del gas naturale predisposta dal GME

Il 3 marzo 2017, con il parere 98/2017/I/gas, l'Autorità si è espressa favorevolmente in merito alla proposta del GME di modificare la

7 L'art. 7-*bis*, comma 1, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, prevede, sulla semplificazione delle procedure autorizzative per la realizzazione di interventi di efficienza energetica e di piccoli impianti a fonti rinnovabili, che la comunicazione per la realizzazione, la connessione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, relativi ad interventi soggetti alla procedura abilitativa semplificata o a semplice comunicazione al Comune, nonché per l'installazione e l'esercizio di unità di microcogenerazione, sia effettuata utilizzando un modello unico approvato dal Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità. Tale modello unico sostituisce i modelli eventualmente adottati fino a tale data. In tale ambito si colloca lo schema di decreto recante il modello unico da utilizzarsi «*per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti di microcogenerazione ad alto rendimento e di microcogenerazione alimentati da fonti rinnovabili*», che segue il decreto ministeriale 19 maggio 2015, con il quale è stato approvato il modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti fotovoltaici su tetto (ex decreto ministeriale 19 maggio 2015), riprendendone sostanzialmente i contenuti.

disciplina M-GAS, concernente le misure necessarie all'attuazione della fase a regime del nuovo regime di bilanciamento. Tali modifiche hanno riguardato, in particolare: le disposizioni relative alla gestione da parte del GME, nell'ambito della piattaforma di scambio, di specifiche sessioni per la negoziazione di prodotti *locational* e di quantitativi di gas in stoccaggio; la possibilità per il GME di introdurre l'attività di *market making* allo scopo di migliorare la liquidità dei mercati del gas naturale, le cui modalità di organizzazione e gestione sono rinviate alla futura adozione, da parte del GME, di apposite norme attuative e procedimentali; il rinvio dell'elenco dei prodotti attualmente quotati sul Mercato a termine alle disposizioni tecniche di funzionamento.

Audizioni presso il Parlamento

Osservazioni in ordine alla proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas

Con la memoria 31 maggio 2016, 277/2016/I/gas, presentata in occasione dell'audizione presso la Commissione attività produttive, commercio, turismo della Camera dei deputati, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni in ordine alla *Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas, destinato ad abrogare il regolamento (UE) 994/2010.*

In particolare, l'Autorità ha voluto fornire il proprio contributo alle istituzioni nazionali ed europee per lo sviluppo di politiche coordinate in materia, richiamando l'attenzione, *in primis*, sul passaggio - sul piano regolatorio - da un approccio per lo più nazionale ad una vera cooperazione regionale obbligatoria tra gli Stati membri. Sul punto, la proposta di regolamento in esame obbliga le Autorità competenti di ciascuno Stato membro, sulla base di una suddivisione in regioni definita nel regolamento stesso, ad una stretta cooperazione nell'elaborazione delle valutazioni regionali dei rischi, che saranno poi affrontati e sviluppati in Piani di azione preventivi (PAP) ed in Piani di emergenza (PE), soggetti a valutazione tra pari e alla approvazione della Commissione europea. Pur condividendo la scelta di rafforzare la cooperazione a livello regionale, l'Autorità ha sottolineato la necessità che questa continui a poggiare su misure predisposte *ex ante* a livello nazionale. Nello specifico, ad avviso dell'Autorità, la definizione degli strumenti atti ad assicurare la continuità delle forniture di gas deve rimanere attribuita a livello nazionale e, solo in una fase successiva, potrà essere completata da misure adottate a livello regionale, così da scongiurare il rischio che le decisioni in materia derivino da considerazioni parziali circa il funzionamento dei mercati nazionali o il ruolo del gas nell'*energy mix* del Paese. L'Autorità ha, pertanto, suggerito di modificare la proposta della Commissione, con la previsione di un approccio a due livelli (nazionale e regionale) per la stesura delle valutazioni di rischio, dei PAP e dei PE.

Relativamente alle possibili criticità nella composizione delle regioni e nell'applicazione del principio di solidarietà, la proposta di regolamento sancisce un nuovo principio di solidarietà, prevedendo, in particolare, che qualora uno Stato membro dichiari lo stato di emergenza, fintantoché non sia assicurata la fornitura ai clienti protetti di questo Stato, non potrà essere assicurata la fornitura ai clienti non protetti degli altri Stati membri. Nelle intenzioni della Commissione, il principio si applica ai Paesi confinanti direttamente interconnessi. A tale proposito, l'Autorità ha evidenziato talune problematiche rilevanti per il nostro Paese. Innanzitutto, l'attuale formulazione normativa parrebbe escludere dal novero dei Paesi direttamente interconnessi la Francia e la Germania (indirettamente connesse con l'Italia per il tramite della Svizzera), che non sarebbero pertanto tenute all'applicazione del principio di solidarietà nei confronti del nostro Paese. L'Autorità auspica, dunque, che il regolamento assoggetti al principio di solidarietà anche gli Stati membri tra loro interconnessi per il tramite di un Paese terzo, non membro dell'Unione europea. Inoltre, la suddivisone in regioni non include, per alcuni Stati membri, tutti i Paesi confinanti (si pensi sempre, per

esempio, all'Italia e alla Francia, che non appartengono alla stessa regione). Al riguardo, l'Autorità ha proposto di definire le regioni tenendo conto della reale situazione infrastrutturale, facendo in modo di includere per ogni Paese i relativi Paesi confinanti, ossia i Paesi che saranno chiamati poi ad applicare in concreto il principio di solidarietà, anche se questo potrebbe significare che alcuni Paesi facciano parte di più regioni. Pertanto, i vari Piani (valutazione di rischio, PAP, PE) dovrebbero essere definiti tra i Paesi confinanti direttamente interconnessi ovvero anche interconnessi tramite uno Stato terzo all'Unione europea.

Inoltre, l'innovato principio di solidarietà, di cui alla proposta di regolamento, introduce una procedura che gli Stati membri sarebbero obbligati ad implementare nei casi di blocco delle forniture di gas. Questa nuova procedura obbligatoria comporterebbe, in caso di emergenza, che la domanda di gas dovrebbe essere ridotta, nei Paesi non in emergenza, al fine di assicurare la fornitura ai clienti protetti (famiglie, servizi essenziali, impianti di teleriscaldamento) dello Stato confinante in emergenza, di fatto comportando, in uno Stato membro confinante con un Paese in emergenza, tagli della domanda di gas del settore termoelettrico, dei consumatori industriali e di una parte dei consumatori civili non domestici (PMI).

L'Autorità ha sottolineato che una simile ipotesi avrebbe, specie per un Paese come l'Italia caratterizzato da un parco termoelettrico prevalentemente alimentato a gas, un impatto rilevante. Quindi, dovrebbe quantomeno essere possibile includere, nella definizione di clienti protetti o nella definizione di servizi sociali essenziali, almeno la quota del parco di integrazione termoelettrica a gas naturale, ritenuta essenziale per il sistema elettrico italiano.

Relativamente all'obbligo di introdurre capacità fisica permanente di trasporto del gas bidirezionale su tutti gli interconnettori tra gli Stati membri, finalizzata a garantire la reciproca assistenza in caso di necessità, l'Autorità ha ritenuto necessario sottolineare che la procedura per la richiesta di esenzione risulta particolarmente lunga e farraginosa e che contiene alcune incongruenze con quanto stabilito dal regolamento TEN-E. L'Autorità ha evidenziato il rischio che la proposta possa dare luogo a due meccanismi paralleli per la valutazione dei progetti di investimento in capacità bidirezionale: un meccanismo presentato nella proposta di regolamento in esame per progetti che non richiedono uno *status* di Progetto di interesse comune (PIC) e un altro meccanismo previsto dal regolamento TEN-E per progetti che prevedono lo *status* di PIC. L'Autorità ha così affermato il suo interesse prioritario a che le procedure descritte nei due regolamenti siano coerenti tra loro, per evitare comportamenti distorsivi da parte dei promotori del Progetto, i quali potrebbero selezionare la procedura meglio aderente ai propri specifici interessi. L'Autorità ha auspicato, inoltre, che tutte le esenzioni già concesse in base al regolamento (UE) 994/2010 rimangano in vigore senza essere soggette ad un riesame.

La proposta di regolamento in esame prevede, inoltre, un ulteriore rafforzamento del ruolo della Commissione europea. A tal proposito, l'Autorità ha sottolineato che un intervento centrale da parte della Commissione potrebbe anche essere sostituito da misure a livello nazionale, cosicché ciascuno Stato membro possa implementare tempestivamente le azioni più opportune, in ragione di una migliore conoscenza del contesto nazionale nelle situazioni di crisi delle forniture.

Infine, l'Autorità ha ritenuto necessario segnalare talune criticità contenute nelle proposte emendative del regolamento, volte ad impedire ai Paesi membri di porre in essere «*misure preventive non di mercato*», tra le quali rientra il c.d. "stoccaggio strategico". L'Autorità ha evidenziato, infatti, la necessità di mantenere siffatte misure preventive in considerazione, *inter alia*, dei riflessi negativi che la rimozione di queste potrebbe avere sui consumatori italiani, in termini di aumento dei costi derivanti dalla necessità di approvvigionarsi su un mercato sottoposto a tensioni per fronteggiare situazioni eccezionali ovvero in termini di maggiori rischi relativi alla continuità delle forniture.

Disegno di legge recante Principi per la tutela, il governo e la gestione pubblica delle acque (AS 2343)

Nell'audizione del 5 luglio 2016 presso la Commissione territorio, ambiente, beni ambientali del Senato con la memoria 28 giugno 2016, 344/2016/I/idr, l'Autorità ha fornito il proprio contributo in merito al disegno di legge recante *Principi per la tutela, il governo e la gestione pubblica delle acque* (AS 2343).

Preso atto delle modifiche apportate al testo del disegno di legge in prima lettura alla Camera dei deputati si è rilevata anzitutto la volontà del legislatore di dare continuità al modello di *governance* prescelto per il settore idrico, confermando le funzioni di regolazione e controllo proprie dell'Autorità e, al contempo, la volontà di operare un coordinamento con le riforme in materia di organizzazione e gestione dei servizi idrici a seguito del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito dalla legge 11 novembre 2014,

n. 190, e della legge n. 221/15 (c.d. "Collegato ambientale").

L'Autorità si è soffermata sul disposto degli artt. 7, 8, 10 e 11 del disegno di legge in esame, presentando talune osservazioni in merito.

In particolare, il primo comma dell'art. 7 prevede l'erogazione gratuita di un quantitativo minimo vitale di acqua necessario al soddisfacimento dei bisogni essenziali, da individuarsi con un successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri: tale quantitativo deve essere stabilito nel limite massimo di 50 litri giornalieri per persona, tenendo conto dei valori storici di consumo e di dotazione *pro capite*. Si prevede, inoltre, che l'Autorità, in sede di predisposizione del metodo tariffario, debba assicurare che la tariffa consenta un adeguato recupero dei costi del servizio per mezzo dell'applicazione del criterio di progressività e dell'incentivazione al risparmio della risorsa idrica. In merito, l'Autorità ha sottolineato che tale norma pone anzitutto un problema di tipo meramente applicativo, riconducibile, da un lato, alla circostanza che ad oggi non si ha contezza della misura dei volumi consumati per ciascuna unità abitativa e, dall'altro lato, al fatto che solo un numero esiguo di gestori dispone di una dettagliata anagrafica degli utenti, tale da consentire di associare a ciascuna utenza domestica il numero esatto di persone che la compongono. L'Autorità ha, inoltre, segnalato che la copertura del costo da sostenere per assicurare un quantitativo minimo gratuito al giorno, genererebbe un aumento progressivo del corrispettivo di ogni metro cubo di risorsa che ecceda il quantitativo stesso, così vanificando – per le utenze con consumi anche di poco superiori al quantitativo minimo essenziale – i benefici che la normativa in esame mira a generare. Un simile meccanismo rischierebbe di risultare iniquo, estendendo i benefici anche a categorie di utenti non disagiati. Come sottolineato dall'Autorità, non esistendo una diretta correlazione tra livello di consumo e disagio economico, è opportuno che eventuali agevolazioni vengano rivolte non già alla totalità dell'utenza, ma solo a soggetti in situazione di disagio economico e dunque bisognosi di particolari tutele. Il secondo comma del medesimo art. 7 statuisce che, ferma restando l'erogazione gratuita del quantitativo minimo vitale, l'Autorità debba stabilire, sulla base dell'ISEE, criteri di individuazione dei soggetti cui i gestori non possono sospendere l'erogazione del servizio per morosità. Alla luce del primo comma, l'Autorità ha evidenziato la contraddittorietà della disposizione in esame. Stando al combinato disposto dei due commi del predetto articolo – secondo cui deve essere garantita l'erogazione di un quantitativo minimo giornaliero di acqua per persona, a prescindere dalla situazione economica equivalente – ne deriverebbe necessariamente l'impossibilità di sospendere l'erogazione per la totalità delle utenze domestiche. A tal proposito, l'Autorità ha dichiarato di volersi comunque impegnare nello studio e nell'individuazione di un meccanismo che consenta la riduzione dell'erogazione dell'acqua nel periodo di morosità. L'Autorità ha sottolineato, inoltre, la necessità di un coordinamento delle disposizioni *de quibus* con l'art. 61 del c.d. "Collegato ambientale", in base al quale l'Autorità stessa è tenuta ad assicurare agli utenti morosi un quantitativo minimo vitale di acqua.

Infine, quanto al comma terzo del medesimo art. 7 – secondo cui le Regioni sono tenute ad inviare annualmente all'Autorità e al Ministero dell'ambiente «*una relazione sullo stato di attuazione dell'art. 146 [del d.lgs. 152/06], in materia di attribuzione dell'obbligo di provvedere all'installazione di contatori per il consumo di acqua in ciascuna unità abitativa, nonché di contatori differenziati per le attività produttive e del settore terziario esercitate nel contesto urbano*» – si è ricordato che già nell'ambito della consultazione in merito all'introduzione di una regolazione della misura del SII (documento per la consultazione 4 febbraio 2016, 42/2016/R/idr), sono state segnalate le difficoltà operative connesse all'installazione dei contatori in ciascuna unità abitativa, specie con riferimento ai casi di utenze aggregate. L'Autorità ha poi richiamato l'attenzione sulla circostanza che, nella maggioranza dei casi, ciò implicherebbe un sostanziale ed oneroso intervento di modifica degli impianti interni delle abitazioni, che esula dalle competenze del gestore. In ogni caso, l'Autorità ha annunciato l'avvio di alcuni progetti pilota, volti a sperimentare soluzioni per l'attuazione del diritto alla disponibilità del dato di consumo per singola utenza nel caso di un'utenza aggregata, oltreché ad individuare e diffondere le *best practices* in materia.

Inoltre, considerata l'attuale assenza o la vetustà dei misuratori in alcune realtà territoriali, all'Autorità è parsa "prematura" la previsione del legislatore che la incarica di «*individuare misure per favorire la diffusione della telelettura in modalità condivisa da effettuare attraverso la rete elettrica, mediante l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili, al fine di favorire il controllo dei consumi e la verifica del diritto all'erogazione del quantitativo minimo vitale di acqua*» (art. 8 del disegno di legge).

L'Autorità ha poi osservato che ad oggi permangono ancora talune difficoltà nel trovare una definizione univoca circa il grado di copertura dei servizi e le perdite idriche: pertanto, l'obbligo in capo ai gestori di fornire tali informazioni potrebbe generare segnali distorti

ed incertezza. L'Autorità ha ricordato in proposito che, con riferimento alla qualità delle acque ad uso umano, aveva già stabilito - con la delibera 28 dicembre 2012, 586/2012/R/idr - che a partire dal 30 giugno 2013 i gestori dovessero rendere disponibili le informazioni relative alla qualità dell'acqua nella home page del proprio sito internet.

Con riferimento alle modifiche introdotte dal disegno di legge in esame all'art. 147, comma 2-*bis*, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, l'Autorità ha osservato infine che la prevista eliminazione di un limite inferiore alla dimensione degli ambiti territoriali potrebbe determinare un'eccessiva frammentazione dei servizi, cui conseguirebbe un'incapacità di generare economie di scala fondamentali per il finanziamento degli investimenti, salvaguardando, al contempo, la sostenibilità della tariffa.

Schema di decreto legislativo recante Testo unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale (Atto Governo n. 308)

Nelle audizioni del 12 e del 19 luglio 2016 presso sia la Commissione affari costituzionali, della Presidenza del consiglio e interni della Camera dei deputati, sia la Commissione affari costituzionali del Senato, rispettivamente, con memoria dell'11 luglio 2016, 379/2016/I, e del 14 luglio 2016, 409/2016/I, l'Autorità ha fornito il proprio contributo in ordine allo schema di decreto legislativo recante *Testo unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale* (Atto Governo n. 308), in attuazione della delega conferita al Governo dal combinato disposto degli artt. 16 e 19 della legge n. 124/15.

L'art. 16 del predetto schema disciplina «*l'Autorità di regolazione per energia, reti ed ambiente*», nuova denominazione attribuita a questa Autorità, cui sono attribuite funzioni di regolazione e di controllo del ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati.

Per quanto concerne i compiti attribuendi all'Autorità, il comma 1 del suddetto art. 16 elenca una serie di funzioni regolatorie tipiche, tra cui: la separazione contabile ed amministrativa (c.d. *unbundling*); la definizione dei livelli di qualità dei servizi; la tutela dell'utenza; la regolazione dei rapporti tra ente affidante e soggetto affidatario; la materia tariffaria; le funzioni di proposta e relazione sull'attività svolta. Nel merito di tali attribuzioni, l'Autorità ha voluto richiamare l'attenzione su due aspetti. Il primo è rappresentato dall'esigenza di confermare che le affidande funzioni di regolazione e di controllo siano esercitate nel rispetto dei principi e delle finalità tracciati dalla legge n. 481/95, istitutiva dell'Autorità stessa. Ad avviso dell'Autorità, è nel punto in cui l'art. 16 prevede la «*vigilanza sulle modalità di erogazione dei servizi*», che il legislatore dovrebbe piuttosto fare riferimento al solo potere di controllo sui livelli di qualità dei servizi oggetto di regolazione (il cui esercizio è già sancito dalla citata legge istitutiva).

Il secondo aspetto è dato dall'esigenza di giungere progressivamente ad un sistema di tariffa commisurata al servizio reso a copertura integrale dei costi relativi al servizio di gestione dei rifiuti urbani e dei rifiuti assimilati. Al riguardo, viene evidenziata la necessità di un maggiore coordinamento del quadro normativo con riferimento alla definizione dei corrispettivi dei servizi e ai criteri di riconoscimento dei costi.

Inoltre, il comma 3 del medesimo art. 16 stabilisce che all'onere derivante dal funzionamento dell'Autorità, in relazione ai compiti di regolazione e controllo in materia di gestione dei rifiuti, si provveda mediante un contributo a carico dei singoli soggetti operativi nella filiera dei rifiuti medesimi, alla stessa stregua di quanto previsto per gli altri settori di intervento di questa Autorità. Sul punto, l'Autorità ha messo in luce che la regolazione, per essere efficace e tempestiva, necessita non solo di un'adeguata dotazione di risorse finanziarie, ma anche e soprattutto di un idoneo patrimonio di specifiche professionalità da destinare al nuovo settore di riferimento, su cui l'attuale formulazione dell'art. 16 non si esprime. Per adempiere compiutamente alle finalità individuate per la regolazione del ciclo dei rifiuti, l'Autorità ha sottolineato la necessità di prevedere (come rilevato dallo stesso Consiglio di Stato con parere n. 1075/2016) un adeguato contingente di personale stabile, con idonea professionalità e specifiche esperienze nel settore, da reclutarsi secondo le collaudate procedure pubbliche di selezione.

Schema di decreto legislativo recante Attuazione della direttiva 2014/94/UE sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi

Nelle audizioni del 14 e del 20 ottobre 2016 presso le Commissioni riunite trasporti e attività produttive della Camera dei deputati e le Commissioni riunite lavori pubblici, comunicazioni e industria, commercio, turismo del Senato, rispettivamente, con le memorie 14 ottobre 2016, 563/2016/I, e 18 ottobre 2016, 577/2016/I, l'Autorità ha formulato le proprie osservazioni in ordine allo schema di

decreto legislativo recante *Attuazione della direttiva 2014/94/UE sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi.*

L'art. 9 stabilisce che le infrastrutture di stoccaggio di GNL connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale, siano considerate quali infrastrutture ed insediamenti strategici e di pubblica utilità, nonché indifferibili ed urgenti, ai sensi della normativa nazionale in tema. In particolare, si prevede che i gestori siano soggetti agli obblighi di servizio pubblico definiti e disciplinati dall'Autorità. Da ciò deriva che alle suddette infrastrutture di stoccaggio di GNL debba essere applicata la regolazione dell'Autorità in tema di remunerazione degli investimenti e di disciplina dell'accesso. Al riguardo, l'Autorità ha proposto di integrare la norma in esame prevedendo di anteporre alla decisione di investimento un'analisi costi/benefici di un soggetto terzo ed indipendente quale l'Autorità stessa, che consenta di verificare la sostenibilità economica di tali interventi e, quindi, la coerenza con l'obiettivo di «*contenimento dei costi nonché di sicurezza degli approvvigionamenti*».

L'art. 9, come in origine formulato, lascia inoltre intravedere la possibilità di sviluppare un sistema isolato alimentato a gas naturale, con un tratto di rete di trasporto non interconnessa al resto della rete nazionale di gasdotti e con connesse reti di distribuzione locale. A tal proposito, l'Autorità ha ribadito l'opportunità che la sostenibilità economica di tale assetto sia preventivamente verificata in termini di analisi costi/benefici, tenendo in debita considerazione anche gli oneri che si troverebbero a sostenere i clienti di un simile sistema isolato.

Il comma 2 dello stesso articolo prevede la possibilità che i gestori di tali impianti svolgano anche le attività di cui all'art. 10, che disciplina le infrastrutture di stoccaggio di GNL non destinate all'alimentazione delle reti di trasporto di gas naturale. In particolare, il primo periodo del comma 3 del medesimo articolo afferma espressamente che le attività di carico, stoccaggio e scarico su navi o autobotti di parte di GNL non destinato alla rete nazionale di trasporto di gas naturale non rientrino tra quelle regolate. In palese contraddizione con il suddetto periodo, il secondo periodo del medesimo comma 3 prevede, invece, che spetti all'Autorità determinare le modalità di svolgimento di tali attività, al fine di evitare oneri impropri sulle attività regolate e distorsioni sui mercati non regolamentati relativi a ciascuna di queste attività. Inoltre, l'art. 14, in materia di reti isolate di GNL, prevede esplicitamente che l'Autorità debba, *inter alia*, determinare i parametri e i criteri di calcolo per la remunerazione del servizio di distribuzione, misura e vendita di gas naturale anche derivante da GNL attraverso le stesse reti. Rispetto alle disposizioni citate, l'Autorità ha chiesto al legislatore di definire con maggiore precisione i confini delle attività attribuite al regolatore, anche suggerendo l'attribuzione di una certa flessibilità nella determinazione dei suoi ambiti di intervento (da circoscrivere, per esempio, sulla base del numero dei punti di fornitura serviti o alle situazioni in cui non possano dispiegarsi condizioni di concorrenzialità nell'attività di vendita).

L'art. 18 individua misure per la diffusione dell'utilizzo del GNC, del GNL e dell'energia elettrica nel trasporto stradale. In particolare, al comma 7 è stabilito che l'Autorità, entro tre mesi dall'entrata in vigore del decreto, adotti misure finalizzate all'eliminazione delle penali di supero della capacità giornaliera ai punti di riconsegna delle reti di trasporto e di distribuzione direttamente connessi agli impianti di distribuzione di gas naturale per autotrazione, per prelievi superiori fino al 50% della capacità del punto di riconsegna, per un periodo complessivo, anche non continuativo, non superiore a 90 giorni l'anno. Tale previsione si introduce in maniera eccessivamente dettagliata in un ambito di competenza squisitamente regolatoria, peraltro inserendosi nel percorso già avviato dall'Autorità in tema di revisione dei criteri di applicazione delle penali per superamento di capacità.

L'art. 4 dello schema di decreto in esame concerne la fornitura di energia elettrica per il trasporto sostenibile. In tema, l'Autorità ha anzitutto espresso il proprio apprezzamento circa il disposto del comma 8, ove viene definitivamente chiarito che gli operatori preposti all'erogazione del servizio di ricarica accessibile al pubblico siano considerati clienti finali dell'energia elettrica di rifornimento o ricarica. La norma stabilisce, poi, che il punto di connessione della stazione di ricarica alla rete pubblica di distribuzione elettrica sia dotato di misuratori connessi con sistemi di misurazione intelligenti, come tutti gli altri punti di prelievo; per l'Autorità non risulta economicamente ragionevole dotare di simili misuratori anche i singoli punti di ricarica dei veicoli elettrici all'interno della stazione (tanto più se si considera che, sul piano della fattibilità tecnica, ciò richiederebbe una modifica dei sistemi di misurazione attuali con misuratori dotati di display azzerabili ad ogni rifornimento). Inoltre, per quanto riguarda la finalità di «*contribuire alla stabilità della rete elettrica, ricaricando le batterie in periodi di domanda generale di elettricità ridotta, e consentire una gestione sicura e flessibile dei dati*», in sede di

audizione è stato rilevato come questa sia resa comunque possibile anche senza duplicazione dei costi, sulla base di meccanismi di flessibilità del tutto analoghi a quelli che l'Autorità ha inteso introdurre per la gestione della domanda attiva nell'ambito della riforma del dispacciamento elettrico.

L'Autorità, infine, seppur nel rispetto del principio di derivazione europea della neutralità tecnologica, ha ritenuto che l'art. 3 sul Quadro strategico nazionale potesse meglio esplicitare i diversi contributi delle singole componenti di fornitura alle politiche europee e nazionali in materia di protezione dell'ambiente e del clima, ovviamente favorendo quelle maggiormente sostenibili dal punto di vista ambientale.

Riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici e regolazione dei sistemi di smart metering di seconda generazione in bassa tensione, ai sensi degli artt. 9 e 11 del decreto legislativo n. 102/14

Con la memoria 9 febbraio 2017, 47/2017/I/eel, per l'audizione del 14 febbraio presso la Commissione attività produttive della Camera dei deputati, l'Autorità è intervenuta in merito sia agli effetti della riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici sia alla regolazione dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione 2G, per la misura di energia elettrica in bassa tensione.

La memoria analizza nel dettaglio gli effetti della riforma, *in primis*, sulle bollette elettriche: sul punto, si fa presente che il superamento della progressività non comporterà di per sé alcuna variazione della bolletta elettrica per il comparto domestico nel suo complesso (circa 29 milioni di clienti) ma produrrà effetti differenziati tra le diverse tipologie di clienti domestici all'interno del relativo comparto, in funzione dei loro livelli di prelievo dalla rete, dell'impegno di potenza e della condizione di residenza. Durante l'audizione, l'Autorità ha descritto gli effetti in termini di variazioni di spesa per otto categorie di clienti *benchmark*, ritenuti rappresentativi delle situazioni più frequenti tra i clienti domestici.

L'Autorità ha poi evidenziato gli esiti della riforma anche per quanto riguarda le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. A completamento della riforma, l'Autorità rileva infatti come:

- la nuova tariffa consentirà di trasmettere segnali maggiormente coerenti (in termini di costo del servizio sottostante) alla gran parte dei clienti, rendendoli più attenti e consapevoli (in piena sintonia con gli obiettivi europei) e più interessati ad evitare sprechi;
- saranno superate le preesistenti barriere alla diffusione di apparecchiature elettriche di ultima generazione, ad alta efficienza ma caratterizzate da maggiori prelievi di elettricità (in sostituzione di altre fonti energetiche meno efficienti);
- pur eliminando la struttura progressiva, verrà mantenuto un rilevante incentivo ai comportamenti virtuosi da parte dei cittadini in termini di risparmio energetico, in quanto la componente di spesa proporzionale all'energia prelevata (secondo l'aliquota espressa in c€/kWh) rimane, comunque, elevata in proporzione alla spesa finale, rappresentando una quota compresa tra il 70% e l'80% del totale della bolletta;
- la nuova tariffa contribuirà a favorire il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica, in termini di stimolo, da una parte, alla sostituzione delle esistenti apparecchiature per usi elettrici "obbligati" (refrigerazione, illuminazione ecc.) con nuovi modelli a più elevata classe energetica e migliori prestazioni e, dall'altra, all'equa valutazione di convenienza dell'energia elettrica, in sostituzione di usi di altri vettori energetici.

Inoltre, relativamente agli effetti della riforma sulle fasce sociali deboli, la memoria ha rammentato come a seguito dell'emanazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 dicembre 2016 che, tra le altre misure, ha rideterminato il valore del bonus fissandolo al 30% della spesa media complessiva dell'utente tipo elettrico al lordo delle imposte, l'Autorità abbia data immediata attuazione alla disciplina, adeguando le modalità di calcolo delle compensazioni per i clienti elettrici economicamente svantaggiati per il 2017[8].

Sul tema, l'Autorità ha rilevato come l'entrata in vigore della riforma tariffaria per i clienti domestici di energia elettrica sia stata, dunque, accompagnata da idonee misure atte a controbilanciare gli eventuali effetti di maggiori spese sui clienti economicamente svantaggiati.

Per quanto riguarda la diffusione dello *smart metering*, l'Autorità ha rilevato quanto approvato con la delibera 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel, relativamente alle specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione ed ai livelli attesi di performance dei

8 Delibera 12 gennaio 2017, 1/2017/R/eel.

sistemi di *smart metering* 2G.

Le principali innovazioni dei sistemi di *smart metering* 2G sono state sintetizzate in quanto segue:

- la maggiore frequenza (giornaliera invece che mensile/bimestrale) dei dati di misura, che permetterà, tra l'altro, benefici al cliente correlati alla possibilità di ricevere fatture senza più acconti e conguagli anche a distanza di mesi;
- la maggiore granularità di dati disponibili (per quarto d'ora e non più per fascia, per i clienti inferiori a 55 kW), che porterà benefici economici ai clienti finali, benefici concorrenziali, nonché, in virtù di tutti questi miglioramenti, la compressione degli oneri generati dalla morosità nel mercato;
- la messa a disposizione istantanea dei dati al cliente e terze parti interessate e delegate dal cliente (*chain 2*), tramite dispositivi interoperabili, che permetterà vantaggi derivanti dalla consapevolezza del cliente e potrà indurre l'abilitazione a nuovi attori nel settore, anche come aggregatori, fra l'altro, rendendo possibile, in prospettiva, la partecipazione attiva dei piccoli clienti al bilanciamento del sistema;
- il passo avanti in termini sia di *cybersecurity* del sistema, grazie ai requisiti di sicurezza previsti, e all'utilizzo di algoritmi di criptazione dei messaggi, sia di privacy, per mezzo, per esempio, della possibilità di oscurare sul display alcune informazioni sensibili.

La memoria si è infine concentrata sul Piano per la messa in servizio del sistema di *smart metering* 2G, e sull'approccio flessibile che ha ispirato il quadro regolatorio definito con la delibera 10 novembre 2016, 646/2016/R/eel, relativo anche al regime di riconoscimento dei costi di capitale

Effetti sulle utenze di energia elettrica per le popolazioni colpite dalle eccezionali condizioni climatiche avverse e calamità naturali nella regione Abruzzo

Con la memoria 20 febbraio 2017, 77/2017/I/eel, per l'audizione del 21 febbraio presso le Commissioni riunite ambiente, territorio e lavori pubblici e attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati, l'Autorità ha fornito il proprio contributo in merito agli effetti sulle utenze di energia elettrica per le popolazioni colpite dalle eccezionali condizioni climatiche avverse e calamità naturali, verificatesi nel 2017, nella regione Abruzzo.

In riferimento a tali eventi metereologici e ai conseguenti disservizi causati dagli stessi relativamente al servizio di fornitura dell'energia elettrica, l'Autorità ha rammentato come i meccanismi di regolazione della qualità applicati distinguano le interruzioni in base alla causa, attribuendo alle imprese distributrici tutte le interruzioni dovute a guasti degli impianti in condizioni di normale esercizio, mentre sono attribuite a causa di forza maggiore le interruzioni determinate da eventi esogeni di intensità superiore a quelli contemplati nei limiti di progetto degli impianti. Tali limiti sono individuati, per le linee aeree esposte ai fenomeni meteorologici più severi, da norme tecniche, basate su "mappe di rischio" periodicamente aggiornate. Le interruzioni attribuite a causa di forza maggiore sono escluse dalla regolazione incentivante di tipo premio/penalità, ma non dai meccanismi finalizzati alla tutela diretta dei singoli clienti. In tale ultimo caso, l'Autorità ha evidenziato come gli indennizzi siano, comunque, erogati ai clienti anche in caso di eventi eccezionali che abbiano comportato il superamento dei limiti di progetto e, solo in tal caso, sono a carico del Fondo eventi eccezionali (alimentato sia dai clienti attraverso la tariffe, secondo il principio di solidarietà applicata alla comunità energetica del Paese, sia dalle imprese attraverso apposite penalità che tengono conto del livello di prestazione al di fuori dei casi di forza maggiore).

L'Autorità ha altresì rilevato che per gli eventi nevosi del gennaio 2017, che hanno interessato oltre 160.000 utenze nella regione Abruzzo, la stima preliminare degli indennizzi automatici calcolata dagli Uffici, a carico del Fondo eventi eccezionali, per le interruzioni di lunga durata nella regione Abruzzo, ammonta a un valore compreso tra 35 e 40 milioni di euro.

Inoltre, l'Autorità ha evidenziato come, in considerazione dell'inasprirsi e dell'intensificarsi degli eventi metereologici estremi, e in seguito agli eventi precedentemente occorsi in Emilia Romagna, sia stato costituito, a inizio 2016, un tavolo tecnico di lavoro sul tema della resilienza delle reti elettriche. Al riguardo, è stata prevista la pubblicazione, entro la fine del mese di febbraio 2017, di una prima versione di *Linee guida*, per le quali le imprese distributrici e Terna dovranno, previo coordinamento tra loro, mettere a punto dei Piani di lavoro per il miglioramento della resilienza delle reti.

Inoltre è stato evidenziato come la tempestività del ripristino delle normali condizioni di esercizio dipenda anche da fattori esogeni al servizio elettrico in senso stretto, tra i quali la caduta di alberi, sotto il peso della neve, posizionati oltre la fascia di rispetto, l'inagibilità delle strade per eccesso di accumuli nevosi e la magliatura

strutturale della rete, a sua volta influenzata dalla disponibilità di autorizzazioni alla costruzione di nuove linee.

In detta sede, l'Autorità ha anche approfondito alcuni aspetti regolatori, che associano la logica della regolazione delle tariffe e della qualità del servizio, volti a fornire alle imprese una remunerazione del capitale investito modulata secondo il "risultato" (*output*), vale a dire il livello di performance del servizio effettivamente raggiunto, misurato e soggetto a ispezioni a campione.

Nel dettaglio, per il caso della regione Abruzzo, l'Autorità ha riportato i dati sullo sviluppo della rete interrata, più resiliente rispetto agli eventi eccezionali, aumentata del 29,4% in otto anni (2007-2015) nelle aree rurali, anche se è evidenziato come il segnale economico derivante dalla regolazione incentivante della continuità del servizio dimostri che lo sforzo sinora messo in atto non sia ancora sufficiente: nel 2015 sono state inflitte penalità regolatorie per mancato raggiungimento degli obiettivi di continuità del servizio per 3 milioni di euro per la sola regione Abruzzo (a fronte di un ammontare di penalità per 21,2 milioni di euro a livello nazionale nello stesso anno).

L'Autorità ha concluso confermando il proprio orientamento a definire nuovi meccanismi incentivanti mirati ad aumentare la responsabilizzazione delle imprese distributrici e di Terna anche per le interruzioni causate da eventi meteorologici i cui effetti vanno oltre i limiti di progetto, in base ai quali sono realizzate le reti elettriche, secondo i primi orientamenti già oggetto di consultazione; tale sforzo delle imprese, per l'Autorità, dovrà comunque essere accompagnato da politiche pubbliche di sostegno agli interventi sia di prevenzione sia di gestione dell'emergenza sia, da ultimo, in termini di autorizzazioni locali per lo sviluppo delle reti.

Con particolare riferimento a quanto avvenuto, nel 2015, nelle regioni Emilia Romagna e Lombardia nonché, nel mese di gennaio 2017, nella regione Abruzzo, l'Autorità ha infine rilevato che nell'ambito del tavolo resilienza sia opportuno rivedere la mappa dei rischi da neve e ghiaccio e, conseguentemente, valutare il *gap* delle linee esistenti, per definire i programmi di investimento mirati all'*upgrading* delle linee più critiche.

Rapporti con le altre istituzioni

Autorità garante della concorrenza e del mercato

Nel 2016 è proseguita l'attività di collaborazione tra questa Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) nel campo della tutela dei consumatori, con specifico riguardo alle pratiche commerciali scorrette nei settori regolati. Tale collaborazione è prevista dal Protocollo di intesa integrativo in materia di tutela del consumatore, siglato dalle due Autorità nell'ottobre 2014, e prevede la segnalazione reciproca, nell'ambito di procedimenti di diretta competenza, di casi di pratiche commerciali scorrette e/o di violazioni della normativa e/o della regolazione nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici. In tale contesto, è stato inoltre istituito un Gruppo di lavoro permanente, composto dai membri designati da ciascuna delle due Autorità, che sovraintende e monitora costantemente l'attuazione del menzionato Protocollo. La cooperazione si realizza, inoltre, mediante il rilascio di un parere, da parte di questa Autorità all'AGCM, nell'ambito dei procedimenti riguardanti le pratiche commerciali scorrette nei settori di competenza. Nel periodo considerato, l'Autorità ha rilasciato cinque pareri, di cui due in materia di offerta di impianti fotovoltaici e termodinamici, uno in materia di fatturazione ai clienti finali di energia elettrica e/o gas (nell'ambito di un procedimento che ha coinvolto i maggiori operatori), uno in materia di attivazioni non richieste nei settori elettrico e gas (anche in tale caso il procedimento riguardava una pluralità di operatori) ed uno in materia di comunicazione commerciale ai clienti finali di energia elettrica.

Autorità per le garanzie nelle comunicazioni

Nel 2016 è, inoltre, proseguita, l'attività di collaborazione tra questa Autorità e l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (AGCOM), svolta nell'ambito del Protocollo generale d'intesa approvato dalle due Autorità nel dicembre 2015, al fine di promuovere sinergie e complementarietà in materia gestionale e tecnico-scientifica. In tale quadro si inseriscono iniziative congiunte di natura specifica, quali, per esempio, il Protocollo di gestione in comune di alcuni servizi e dello scambio di personale, il progetto *machine to machine* (M2M), il ruolo delle *utilities* energetiche e idriche nei progetti di sviluppo delle infrastrutture di comunicazioni elettroniche, l'analisi e il confronto dei diversi modelli di regolazione dei servizi. Nel periodo considerato si è, poi, ulteriormente intensificata la collaborazione specifica per l'approfondimento delle questioni regolamentari riguardanti i servizi di comunicazione M2M nell'ambito delle applicazioni verticali per i settori dell'energia elettrica, del gas e del servizio idrico integrato, tra cui in particolare, i servizi di *smart metering* e, limitatamente al settore elettrico, di *smart distribution system*. Nell'ambito di tale cooperazione specifica, l'Autorità, oltre a partecipare al Comitato permanente sui servizi di comunicazione M2M, ha anche cooperato alle attività del gruppo di lavoro appositamente costituito dall'AGCOM per l'analisi delle tecnologie di comunicazione dei dati nei sistemi di *smart metering*; le risultanze contenute in una relazione costituiranno un utile contributo propedeutico alla definizione delle caratteristiche della versione 2.1 dei sistemi di *smart metering* nel settore elettrico, come previsto dalla delibera 87/2016/R/eel.

Autorità nazionale anticorruzione

In considerazione della convergenza di interessi che l'Autorità nazionale anticorruzione (ANAC) e l'Autorità perseguono nell'esercizio delle rispettive funzioni istituzionali, le due Autorità, in data 21 novembre 2016, hanno stipulato un Protocollo d'intesa avente ad oggetto la reciproca collaborazione per la corretta attuazione e l'applicazione della normativa in materia di appalti pubblici, trasparenza e anticorruzione nei settori regolati dall'Autorità, nonché per l'applicazione delle misure straordinarie di gestione, sostegno e monitoraggio di imprese operanti nei settori medesimi (misure previste dall'art. 32 del decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 114).

L'accordo prevede che la collaborazione tra le due Autorità possa essere attuata mediante una serie di attività, quali, in particolare: l'effettuazione di segnalazioni reciproche nei casi in cui, nell'ambito delle azioni e dei procedimenti di rispettiva competenza, emergano fattispecie di interesse dell'altra Autorità; lo scambio di pareri e di avvisi; la collaborazione nell'ambito di indagini conoscitive e l'adozione di atti di indirizzo comuni; la collaborazione per l'invio di segnalazioni al Parlamento o al Governo.
L'accordo, infine, consente all'Autorità, previa richiesta motivata, di accedere alle informazioni contenute nella banca dati nazionale dei contratti pubblici, per acquisire le informazioni necessarie per i procedimenti istruttori in corso o da avviare.

Altre Autorità indipendenti e istituzioni

Nel 2016 è, altresì, proseguita l'attività di collaborazione tra l'Autorità, l'AGCOM, il Garante per la protezione dei dati personali e l'Autorità per la regolazione dei trasporti, nell'ambito della convenzione per la gestione dei servizi strumentali stipulata tra le quattro Autorità, in adempimento di quanto previsto dall'art. 22, comma 7, del decreto legge n. 90/14, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 114/14.
L'Autorità ha collaborato anche con l'Istat, al fine della condivisione dei dati raccolti dall'Autorità medesima presso le imprese di distribuzione a livello comunale su un campione statistico comprendente 201 comuni italiani. Tale condivisione persegue l'obiettivo di contenere l'onere amministrativo sulle imprese regolate, evitando duplicazioni di richieste di dati tecnici da parte di diverse istituzioni.
Con l'Agenzia delle dogane è attivo un tavolo permanente di confronto in materia di accise sull'energia elettrica e sul gas naturale.
È proseguita anche nel 2016 la collaborazione tra l'Autorità e il Comitato italiano gas (CIG), nell'ambito del Protocollo d'intesa approvato con la delibera 30 aprile 2014, 197/2014/A, con particolare riferimento ai temi della sicurezza gas (monitoraggio e misura della pressione nelle reti di distribuzione del gas in bassa pressione), degli *smart meters* del gas e del biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas.
Infine, sulla base del Protocollo d'intesa attivato con la delibera 9 maggio 2013, 195/2013/A, è altresì proseguita la collaborazione fra l'Autorità e il Comitato elettrotecnico italiano (CEI), sui temi della resilienza delle reti elettriche, delle connessioni con le reti elettriche, degli accumuli, degli *smart meters* di energia elettrica di seconda generazione nonché dello sviluppo delle *smart grids*.

Guardia di finanza

Fin dal 2001, sulla base di un Protocollo di Intesa siglato tra le due istituzioni, l'Autorità si avvale della collaborazione della Guardia di Finanza per le proprie attività di controllo e di ispezione. Il Protocollo è stato rinnovato ed esteso nel dicembre 2005 ed ha visto nel tempo il progressivo ampliamento delle attività svolte in maniera congiunta. Attualmente il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico, operativo presso il Comando reparti speciali della Guardia di Finanza, svolge i compiti di vigilanza espressamente dedicati ai settori regolati dall'Autorità.

Il personale della Guardia di Finanza collabora con gli Uffici dell'Autorità in tutte le attività di sopralluogo ispettivo e ne svolge alcune in completa autonomia per conto dell'Autorità, con l'ausilio di esperti tecnici esterni. Negli ultimi anni, ispettori della Guardia di Finanza hanno affiancato i funzionari dell'Autorità anche in un numero crescente di attività di controllo documentale, avviate ai fini della tutela degli interessi dei consumatori, come, per esempio, per l'accertamento degli investimenti dichiarati dagli operatori per il calcolo delle tariffe. In considerazione delle potenziali rilevanti implicazioni in termini fiscali e/o di utilizzo di fondi pubblici, le competenze e il supporto della Guardia di Finanza risultano in questi ambiti imprescindibili per l'Autorità.

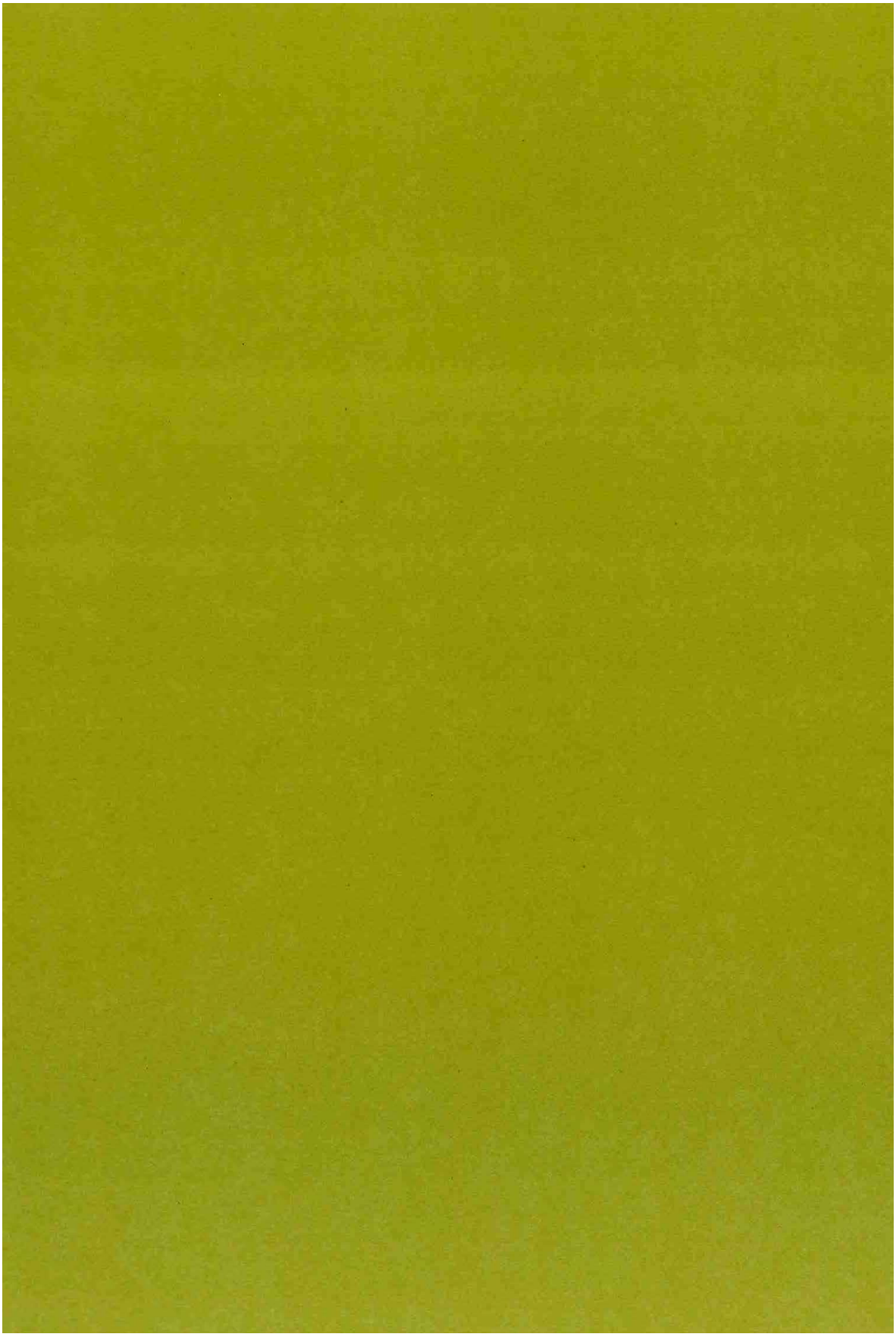
Per una descrizione dettagliata delle attività di controllo svolte con l'ausilio della Guardia di Finanza, si rimanda al Capitolo 6 di questo Volume.

Cassa per i servizi energetici e ambientali

Fin dalla propria istituzione, l'Autorità ha vigilato, unitamente al Ministero dell'economia e delle finanze, sulla CSEA, inizialmente ente di diritto pubblico non economico, di recente trasformato, con l'art. 1, comma 670, della legge di stabilità 2016, in un ente pubblico economico. Tale disposizione, oltre a confermare la sottoposizione della CSEA alla vigilanza congiunta del predetto ministero e dell'Autorità, ha demandato ai medesimi enti vigilanti una serie di adempimenti volti a consentire il pieno avvio del nuovo ente. L'intensa interlocuzione svolta a tal fine con il ministero ha portato, tra l'altro, all'adozione dello statuto della CSEA, approvato con decreto del ministro dell'economia e delle finanze 1 giugno 2016, previo parere favorevole rilasciato dall'Autorità con la delibera 237/2016/I[9].

9 Al momento in cui questa *Relazione Annuale* verrà data alle stampe, saranno adottati anche il nuovo regolamento di organizzazione e funzionamento della CSEA, sul cui schema l'Autorità, con la delibera 12 gennaio 2017, 2/2017/I, ha espresso parere favorevole al ministero, nonché il regolamento di amministrazione e contabilità della stessa CSEA.

PAGINA BIANCA



2.

Regolazione nel settore dell'energia elettrica

Settoriale

Unbundling

Regolazione dell'unbundling

Separazione funzionale

Con la delibera 22 giugno 2016, 327/2016/R/eel, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha prorogato all'1 gennaio 2017 il termine per l'adempimento dell'obbligo di separazione delle politiche di comunicazione e del marchio per le imprese che svolgono l'attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti finali, previsto dalla delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com. La proroga si è resa necessaria in vista dell'approvazione del c.d. "DDL concorrenza"[1], che delinea il nuovo assetto del mercato della vendita dell'energia elettrica, al fine di consentire un adeguato coordinamento tra il nuovo quadro normativo e la regolazione degli obblighi di separazione delle politiche di comunicazione e del marchio (*debranding*), con modalità idonee a contemperare le esigenze pro-concorrenziali, tenuto conto del principio di equilibrio economico-finanziario delle imprese alle quali si applicano tali disposizioni.

Separazione contabile

Con la delibera 24 marzo 2016, 137/2016/R/com, l'Autorità ha integrato le disposizioni contenute nel *Testo integrato di unbundling contabile* (TIUC) per i settori elettrico e gas - approvato con la delibera 22 maggio 2014, 231/2014/R/com - con l'introduzione di obblighi di separazione contabile in capo ai gestori del servizio idrico integrato. Il provvedimento, che ha seguito un ampio processo di consultazione (documenti per la consultazione 28 febbraio 2013, 82/2013/R/com, 23 luglio 2015, 379/2015/R/idr, e 29 ottobre 2015, 515/2015/R/idr) e di *focus group* con i soggetti interessati, ha completato il quadro regolamentare della disciplina di *unbundling* contabile, adottando una nuova versione del TIUC. Con riferimento all'ambito di applicazione, la delibera prevede che il regime di separazione contabile relativo al settore idrico si applichi a tutti i gestori che erogano il servizio in base ad un affidamento conforme alla normativa vigente. In particolare, sono previsti diversi regimi di separazione contabile:

- il regime ordinario, che si applica alle imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e ai gestori del sistema idrico integrato che servono più di 50.000 abitanti, nonché ai gestori multi-ATO (Ambito territoriale ottimale - ATO) ai soggetti di maggiori dimensioni (come individuati dagli enti d'ambito) che, pur non erogando direttamente il servizio agli utenti finali, gestiscono la captazione, l'adduzione, la potabilizzazione e/o la depurazione;
- il regime semplificato, valido per le imprese del settore elettrico e del gas di minori dimensioni;
- il regime semplificato del sistema idrico integrato, che si applica ai gestori che servono meno di 50.000 abitanti e ai soggetti di minori dimensioni che, pur non erogando direttamente il servizio agli utenti finali, gestiscono la captazione, l'adduzione, la potabilizzazione e/o la depurazione. Al riguardo è previsto che, fra i soggetti che non erogano direttamente il servizio agli utenti finali, quelli di minori dimensioni siano individuati direttamente dall'ente di governo dell'ambito, competente per il relativo ATO.

Per un'illustrazione più esaustiva della disciplina dell'*unbundling* nel sistema idrico integrato, si rimanda al Capitolo 5 di questo Volume.

1 Per un'illustrazione esaustiva dei contenuti del c.d. "DDL concorrenza", si rimanda al Capitolo 1 di questo Volume.

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

Regolazione dei contratti di trasporto e di dispacciamento

Interventi in merito alla sottoscrizione e alla risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto per l'implementazione delle disposizioni introdotte con la delibera 487/2015/R/eel (Riforma del processo di switching)

A completamento della riforma del processo di *switching* nell'ambito del Sistema informativo integrato (SII), con la delibera 25 febbraio 2016, 73/2016/R/eel, l'Autorità ha adottato alcune disposizioni atte a consentire l'operatività dell'utente del dispacciamento in tale nuovo contesto regolatorio, razionalizzando il processo di sottoscrizione dei contratti di dispacciamento e di trasporto, nonché le modalità di gestione delle eventuali risoluzioni dei medesimi, in caso di inadempimento dell'utente. L'Autorità ha, dunque, trasferito al SII le attività e gli obblighi informativi precedentemente attribuiti alle imprese distributrici, introducendo le seguenti novità:

- in quanto nuovo responsabile del processo di *switching*, il SII è tenuto ad adempiere agli obblighi informativi e di verifica relativi alla contestuale sussistenza e alla corretta esecuzione dei contratti di dispacciamento e di trasporto disciplinati con la delibera 9 giugno 2006, 111/06. Tra questi, vi è l'obbligo di comunicare a Terna le informazioni funzionali all'aggiornamento del Registro delle unità di consumo (RUC);
- Terna e le imprese distributrici sono, conseguentemente, tenute a notificare tempestivamente al SII l'avvenuta sottoscrizione dei contratti di dispacciamento e di trasporto;
- al fine della quantificazione, da parte di Terna, delle garanzie per l'accesso al servizio di dispacciamento di ciascun nuovo utente, è previsto, nell'ambito dell'istanza di accreditamento al SII, ai sensi della delibera 18 aprile 2013, 166/2013/R/eel, che l'utente stesso dichiari la propria migliore stima del dato di potenza media annua (PMA) relativa ai punti di prelievo che saranno serviti nel primo mese di validità del contratto di dispacciamento, e che il SII trasmetta tale informazione a Terna. Ai fini dell'ammissibilità di una richiesta di *switching*, sono state aggiunte altre condizioni a quelle già previste dalla delibera 487/2015/R/eel, funzionali alla verifica della capienza delle garanzie prestate dall'utente a Terna nel primo mese di validità del contratto di dispacciamento e successivamente a tale periodo;
- in un'ottica di centralizzazione del processo di *switching*, sono riformulati gli obblighi informativi[2], in caso di risoluzione dei contratti di dispacciamento e di trasporto per inadempimento dell'utente ed, in particolare, è stabilito che le comunicazioni di cui agli artt. 19 e 20 del medesimo TIMOE siano effettuate e gestite dal SII. Ciò anche per migliorare la tempestività delle comunicazioni stesse verso i soggetti interessati, nonché verso i clienti finali controparti degli utenti inadempienti;
- nelle more dell'implementazione del processo di *switching* infra mese, e quindi transitoriamente, per i clienti finali che in assenza di un nuovo contratto sul mercato libero verrebbero serviti nel servizio di salvaguardia, è previsto che, in caso di risoluzione del contratto di dispacciamento o di trasporto per inadempimento dell'utente, la data di attivazione del servizio sia fissata in modo da lasciare un periodo di tempo congruo per trovare un nuovo venditore.

2 Ci si riferisce agli obblighi disciplinati nell'ambito del *Testo integrato morosità elettrica* (TIMOE), di cui all'Allegato A alla delibera 29 maggio 2015, 258/2015.

Nuova regolazione dell'attività di aggregazione delle misure dei prelievi ai fini del settlement

Con la delibera 28 giugno 2016, 358/2016/R/eel, l'Autorità ha disposto l'attribuzione al SII dell'attività di aggregazione delle misure dei prelievi ai fini del ***settlement***, con riferimento ai punti di prelievo di energia elettrica trattati su base oraria, con lo scopo di ottimizzare i processi di interazione tra i vari soggetti operanti nel sistema elettrico. Tale attività, la cui responsabilità complessiva è ora posta in capo a Terna, ai sensi del *Testo integrato settlement* (TIS) veniva precedentemente svolta dalle imprese distributrici.

In particolare, la nuova disciplina prevede che Terna si avvalga del SII, riguardo ai punti di prelievo trattati orari, in relazione sia alle attività inerenti alle sessioni di ***settlement*** mensile sia alle attività inerenti alle rettifiche dei dati di misura (rettifiche di ***settlement*** e rettifiche tardive) nell'ambito delle sessioni semestrali di conguaglio (SEM). Transitoriamente, le imprese distributrici sono ancora responsabili dell'aggregazione, in fase di SEM, delle rettifiche di competenza antecedenti al 2017, la cui entità si presuppone marginale e decrescente in funzione della profondità temporale.

Le disposizioni introdotte hanno consentito l'eliminazione del corrispettivo versato dagli utenti del dispacciamento per l'attività di aggregazione delle misure, sempre riferita ai punti di prelievo trattati su base oraria, nonché della correlata regolazione incentivante e dell'indennizzo a carico delle imprese distributrici, in caso di incoerenza tra le curve orarie inviate agli utenti del dispacciamento e le curve orarie aggregate trasmesse a Terna.

Contestualmente all'attribuzione al SII dell'attività di aggregazione, è stato perfezionato il *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica* (TIME) (Allegato B alla delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel), con l'inserimento delle disposizioni relative alla contestuale messa a disposizione agli utenti e al SII dei dati di misura riferiti ai punti di prelievo trattati orari, nonché delle relative rettifiche. Tali disposizioni sono state precedute da una fase di sperimentazione iniziata nel 2015, che ha consentito il collaudo e l'ottimizzazione del processo di messa a disposizione dei dati di misura al SII. A partire dal 2016 la sperimentazione è stata estesa anche ai dati di misura relativi ai punti di prelievo non trattati su base oraria.

Disciplina dei contratti di dispacciamento e trasporto

Con la delibera 6 ottobre 2016, 553/2016/R/eel, l'Autorità ha approvato gli interventi in materia di risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto, per inadempimento del relativo utente e di attivazione dei servizi di ultima istanza nel settore elettrico.

Il provvedimento, che segue il documento per la consultazione 28 luglio 2016, 446/2016/R/eel, persegue l'obiettivo di ridurre le tempistiche necessarie alla risoluzione di tali contratti e, conseguentemente, il periodo di permanenza dei clienti finali nei servizi di ultima istanza - qualora attivati - tenendo altresì conto della necessità di contenere l'aggravio delle procedure sia di ***switching*** già in essere sia di ***settlement***. In particolare, detto provvedimento stabilisce che:

- il gestore del SII è tenuto ad inviare la comunicazione standard ai clienti finali nei due giorni lavorativi successivi alla comunicazione della risoluzione contrattuale. Il gestore dovrà poi presentare un'apposita relazione illustrativa in merito alle modalità di esecuzione dell'attività, unitamente al testo della comunicazione inviata al cliente;
- i clienti finali hanno sette giorni lavorativi per evitare l'attivazione dei servizi; nel caso i medesimi venissero attivati, verrebbe riconosciuta ai clienti finali la possibilità di uscire da detti servizi non appena trovato un nuovo fornitore nel mercato libero, in deroga alle ordinarie tempistiche di ***switching***.

In conseguenza di tali due interventi, ed in considerazione delle tempistiche previste nel caso l'utente del dispacciamento intenda avvalersi della facoltà di revoca, come stabilito dall'art. 6, comma 6.3, del TIMOE, il tempo complessivo di risoluzione contrattuale è pari a 17 giorni lavorativi.

Riguardo ai dati di misura, nei casi in cui la data di ***switching*** non coincida con il primo giorno del mese, il citato provvedimento stabilisce che:

- per i punti di prelievo non trattati su base oraria, il distributore è tenuto ad effettuare la rilevazione del dato di misura alla data di ***switching***; nei casi di insuccesso, tale rilevazione è eseguita tramite la reiterazione di più tentativi di acquisizione del dato, poi posto a disposizione dell'utente uscente entro cinque giorni lavorativi (ciò in analogia con quanto già previsto nel caso della voltura);

- per i punti di prelievo trattati su base oraria, il distributore deve rendere disponibili i dati secondo le tempistiche previste dal TIME, fornendo l'indicazione separata dei dati di misura precedenti e successivi alla data di *switching* e, pertanto, duplicando il flusso da trasmettere all'utente del trasporto titolare del punto.

In merito ai dati di *switching*, il provvedimento dispone che:

- con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria, l'impresa distributrice è tenuta a fornire i dati all'utente del dispacciamento associato alla nuova controparte commerciale o all'esercente la maggior tutela, e contestualmente al SII, entro cinque giorni lavorativi dall'esecuzione di una richiesta di *switching*;
- con riferimento ai punti di prelievo trattati su base oraria, il SII rende disponibili i dati all'utente del dispacciamento associato alla nuova controparte commerciale o all'esercente la maggior tutela, entro due giorni lavorativi dall'esecuzione della richiesta di *switching*. Ciò al fine di consentire una più corretta programmazione.

Inoltre, al fine di permettere agli utenti di attuare una più corretta programmazione, anche in relazione ai punti di prelievo non trattati su base oraria, è ampliato il contenuto delle informazioni rese disponibili agli utenti nell'ambito del servizio di *pre-check*[3], inserendo i coefficienti di ripartizione dei prelievi per ciascun punto di prelievo non trattato orario (CRPP).

In tema di *settlement*, la delibera 553/2016/R/eel dispone che Terna, ai fini della determinazione dell'energia elettrica attribuita a ciascun utente del dispacciamento nell'ambito delle attività di *settlement* mensile (compresa l'energia attribuita convenzionalmente ai punti di illuminazione pubblica), consideri la corretta ripartizione dei quantitativi di energia elettrica dei punti di prelievo interessati dalla risoluzione, a seguito dell'attivazione dei servizi o di uno *switching* con decorrenza diversa dal primo giorno del mese. A tal fine, è previsto che il SII rettifichi i coefficienti di ripartizione del prelievo dell'utente (CRPU) successivamente alla loro determinazione *ex ante*, in base alla somma, per ogni giorno del mese, dei coefficienti di ripartizione dei prelievi per ciascun CRPP di ciascun punto di prelievo effettivamente associato a ciascun utente del dispacciamento interessato. I CRPU potranno, quindi, assumere valori diversi nei giorni del mese, in corrispondenza delle diverse configurazioni delle anagrafiche dei punti di prelievo risultanti dagli *switching* intercorsi.

Approvvigionamento a termine di risorse per il dispacciamento

Con la delibera 22 giugno 2016, 326/2016/R/eel, l'Autorità ha approvato la proposta di Terna per la stipula di contratti di approvvigionamento a termine di riserva terziaria in Sardegna. La proposta, elaborata secondo i criteri e le modalità indicati dall'Autorità, è stata delineata con l'obiettivo di mantenere a un livello sufficiente i margini di sicurezza del sistema elettrico regionale, riducendo e stabilizzando gli oneri connessi al menzionato servizio. Nello schema presentato all'Autorità, Terna ha proposto:

- di stipulare contratti a termine per il prodotto riserva terziaria di sostituzione a salire, definendo *ex ante* un fabbisogno per l'intera zona Sardegna e un fabbisogno da soddisfare mediante unità localizzate nella parte meridionale della zona medesima;
- di erogare alle controparti contrattuali un premio fisso, a fronte dell'obbligo di presentare offerte a salire sul Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), in tutte le ore del periodo contrattuale, ad un prezzo non superiore al costo variabile riconosciuto della specifica unità di produzione, per una quantità almeno pari al minor valore tra la quantità oggetto del contratto e i margini a salire disponibili post Mercato infragiornaliero (MI);
- di fissare il premio fisso e le quantità oggetto del contratto relative a ciascun impianto ammesso come derivanti dalle offerte opportunamente presentate dai relativi utenti del dispacciamento in un'unica procedura competitiva, escludendo le offerte contraddistinte da un prezzo superiore a un predefinito prezzo di riserva unitario.

In sede di approvazione della proposta, l'Autorità ha stabilito:

- che i contratti a termine decorrano dall'1 luglio 2016 e scadano

3 Servizio di *pre-check*: la delibera 27 febbraio 2014, 82/2014/R/eel, come successivamente integrata e modificata, contiene le disposizioni in merito all'attività di verifica nell'ambito del SII dell'abbinamento tra il POD associato a un punto di prelievo dell'energia elettrica e i dati identificativi del cliente finale titolare del punto.

il 31 dicembre 2018, al fine di ridurre tempestivamente gli oneri a carico del sistema elettrico e di dare stabilità ai costi di dispacciamento nell'isola, su un orizzonte pluriennale;

- che siano espunte dallo schema contrattuale le clausole di risoluzione automatica, in caso di assoggettamento al regime di essenzialità e di decorrenza del Mercato della capacità, in modo tale da, rispettivamente, non vanificare l'effetto di contenimento degli oneri di dispacciamento in Sardegna associato ai contratti a termine e rendere certa la durata degli stessi;
- di integrare la proposta contrattuale, prevedendo un corrispettivo a copertura dei costi di avviamento e un corrispettivo a copertura dei costi dovuti alle prove per vincoli autorizzativi e di legge;
- di definire i parametri rilevanti per la determinazione del costo variabile delle unità di produzione, tenendo conto delle proposte di Terna e delle istanze avanzate dagli utenti del dispacciamento.

Modifiche e integrazioni alla disciplina dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto

Con la delibera 4 novembre 2016, 631/2016/R/eel, l'Autorità ha approvato la proposta trasmessa da Terna sul regolamento delle procedure concorsuali per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto (CCC e CCP), riferite all'anno 2017.

Il CCC è uno strumento di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto tra una zona e l'*hub* nazionale, ossia il Prezzo unico nazionale (PUN). Il CCP, introdotto nel 2010, è uno strumento di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto tra un polo di produzione limitata e la zona adiacente.

Il regolamento delle procedure concorsuali riferite all'anno 2017 presenta, rispetto a quello in vigore per l'anno 2016, le seguenti innovazioni:

- la revisione, in ottica cautelativa, del meccanismo di stima dei limiti di transito utilizzati nelle procedure concorsuali per l'assegnazione di CCC e CCP, consentendo a Terna di effettuare opportune valutazioni circa le indisponibilità degli elementi di rete che possono far variare in maniera significativa i valori della capacità di transito tra zone;
- la precisazione che, se in corso d'anno intervenissero variazioni della capacità produttiva nella disponibilità di un assegnatario tali da rendere la quantità di CCC e/o CCP assegnata allo stesso in una o più zone superiore alla capacità produttiva dell'operatore nelle medesime zone, Terna procederebbe a revocare l'assegnazione fino a concorrenza del valore di capacità produttiva aggiornata, con conseguente decadenza dell'assegnatario dai diritti e dagli obblighi connessi all'assegnazione per la quantità oggetto della revoca, a partire dalla data della variazione.

Modifiche al regolamento della Piattaforma conti energia a termine

Con la delibera 7 luglio 2016, 371/2016/R/eel, l'Autorità ha approvato la proposta del Gestore dei mercati energetici (GME) di modificare il regolamento della Piattaforma conti energia (PCE) a termine in merito:

- alle misure disciplinari da adottare a seguito di violazioni delle previsioni contenute nel regolamento e delle disposizioni ad esso connesse e ai requisiti di ammissione e sospensione dalla PCE;
- alle modalità di inoltro, al contenuto e alle tempistiche delle contestazioni, nonché ai termini per la registrazione delle transazioni;
- alla verifica del mantenimento, da parte degli operatori, dei requisiti previsti per l'ammissione alla PCE.

Con la delibera 15 settembre 2016, 501/2016/R/eel, è stata, inoltre, approvata la proposta del GME di modificare il regolamento della PCE nella parte relativa alle tempistiche del ***settlement*** per le transazioni che avvengono sulla PCE, adottando un ciclo di pagamenti con cadenza settimanale (*W+1*). Tale modifica trae origine dalla progressiva armonizzazione delle regole dei mercati dovuta ai progetti di ***coupling*** europei, in accordo con le modifiche apportate al ***Testo integrato della disciplina del mercato elettrico*** (TIDME), approvato con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 dicembre 2003, relativamente al Mercato del giorno prima (MGP) e all'MI.

Progetto interdirezionale RDE – Prima fase della riforma del Mercato per il servizio di dispacciamento

Nell'ambito del progetto interdirezionale RDE (Riforma del dispacciamento elettrico), finalizzato alla predisposizione di una riforma organica della disciplina del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 9 giugno 2016, 298/2016/R/eel, nel quale sono stati delineati gli orientamenti in merito alla prima fase della riforma di detto mercato.
Scopo primario è quello di aprire l'MSD alla partecipazione della domanda e delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.
A tal fine, il documento per la consultazione ha proposto che Terna proceda ad aggiornare il proprio Codice di rete, con l'obiettivo di introdurre:

- le unità di produzione/consumo virtuali abilitate (UVA). Dette unità sono da intendersi come aggregati di singoli punti di immissione/prelievo localizzati nel medesimo perimetro geografico rilevante ai fini dell'MSD; possono essere inserite nelle UVA solo le unità di produzione di taglia inferiore ai 10 MVA, mentre le unità di produzione di taglia superiore (unità rilevanti) dovranno partecipare ai mercati in modo indipendente l'una dall'altra;
- i requisiti tecnici che ciascuna UVA e ciascuna unità di produzione rilevante in modo autonomo dovranno rispettare per consentire l'integrazione nei sistemi di dispacciamento di Terna;
- le performance minime, in termini di fornitura delle risorse di dispacciamento, che ciascuna UVA e ciascuna unità di produzione rilevante in modo autonomo dovranno garantire ai fini dell'ottenimento dell'abilitazione al mercato.

Nella prima fase l'Autorità ha proposto di mantenere aggregati separati per immissione e prelievo.
Sono escluse dalla prima fase della riforma tutte le unità di consumo e le unità di produzione non trattate su base oraria, in quanto la partecipazione di utenze profilate risulterebbe oltremodo rischiosa per gli utenti del dispacciamento. Sono, altresì, escluse le unità di consumo che forniscono il servizio di interrompibilità del carico o di super interrompibilità in Sicilia e in Sardegna.
Inoltre, è prevista la coincidenza fra il soggetto fornitore dei servizi di dispacciamento (*Balancing service provider* - BSP) e il soggetto responsabile per la regolazione economica degli sbilanciamenti (*Balancing responsible party* - BRP); l'eventuale separazione di queste due figure è rinviata ad una fase successiva della riforma.
Per le unità di nuova abilitazione sono previste le medesime modalità di offerta attualmente in vigore per le unità sin d'ora abilitate alla partecipazione all'MSD, nonché l'applicazione della medesima disciplina per la regolazione economica degli sbilanciamenti effettivi (*dual pricing* a prezzo marginale).
In questa fase le imprese distributrici si limiteranno ad interagire con Terna, segnalando eventuali criticità che potrebbero sorgere sulla rete di competenza, per effetto della definizione delle UVA, avendo altresì la possibilità di impedire l'inserimento, all'interno di una UVA, di una o più unità di produzione o di consumo localizzate sulla propria rete o di fissare dei limiti *ex ante* alla loro movimentazione. Una partecipazione più attiva delle imprese distributrici sarà valutata nelle fasi successive della riforma.

Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi

Facendo seguito ai documenti per la consultazione 9 aprile 2015, 163/2015/R/eel, e 16 giugno 2016, 316/2016/R/eel, l'Autorità ha aggiornato, con la delibera 28 luglio 2016, 444/2016/R/eel, la disciplina degli sbilanciamenti effettivi, al fine di contrastare le strategie di programmazione non diligente nei confronti del sistema, adottate da numerosi utenti del dispacciamento in immissione e in prelievo, al fine di arbitrare fra i prezzi di sbilanciamento e i prezzi zonali o fra i prezzi zonali all'interno di ciascuna macrozona.
In particolare, con decorrenza 1 agosto 2016, è stata introdotta, per i punti di dispacciamento per unità di consumo e per i punti di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti diverse da quelle alimentate dalle fonti rinnovabili non programmabili, una valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi basata su un sistema misto *single-dual pricing* così articolato:

- applicazione del *single pricing* (prezzo medio delle risorse attivate sull'MSD ai fini del bilanciamento) agli sbilanciamenti effettivi orari rientranti nella banda standard;
- applicazione del prezzo di sbilanciamento duale (prezzo zonale per gli sbilanciamenti effettivi discordi rispetto al segno dello sbilanciamento aggregato zonale e prezzo medio delle risorse attivate sull'MSD per gli sbilanciamenti effettivi concordi) agli sbilanciamenti effettivi orari eccedenti la banda standard.

La banda standard in prima applicazione per il periodo agosto-dicembre 2016 è stata fissata al 15% del programma vincolante in immissione/prelievo, come risultante dalle offerte accettate sull'MGP e sull'MI.

Con la citata delibera 444/2016/R/eel, l'Autorità ha altresì previsto la riduzione della banda standard al 7,5% a partire da gennaio 2017 e l'estensione, sempre a partire da gennaio 2017, del sistema misto *single-dual pricing* anche ai punti di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (da applicarsi in alternativa al sistema delle bande previsto dalla delibera 23 ottobre 2014, 522/2014/R/eel).

Con la delibera 28 dicembre 2016, 800/2016/R/eel, l'Autorità ha introdotto alcuni aggiustamenti alla disciplina degli sbilanciamenti effettivi per l'anno 2017, prevedendo:

- la proroga della banda standard pari al 15%;
- il mantenimento in essere della disciplina previgente per i punti di dispacciamento relativi ad unità di produzione non rilevanti alimentate dalle fonti rinnovabili non programmabili (*single pricing* in alternativa al sistema delle bande di cui alla delibera 522/2014/R/eel).

Con tale ultima delibera, l'Autorità ha altresì modificato, a partire dal mese di maggio 2017, la modalità di determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale, passando ad un calcolo basato sulle misure effettive di immissione e prelievo e non sulle movimentazioni disposte da Terna sull'MSD. L'obiettivo perseguito è quello di rendere il segno dello sbilanciamento aggregato zonale più aderente alla realtà fisica di ciascuna zona.

Nel contempo, l'Autorità ha attribuito a Terna il mandato di aggiornare il proprio Codice di rete, per introdurre una stima del segno dello sbilanciamento aggregato zonale da rendere disponibile agli operatori al più tardi entro il giorno successivo a quello di consegna, rispettando tempestivamente le disposizioni del regolamento (UE) 543/2013. L'entrata in vigore della nuova modalità di determinazione del segno è subordinata alla disponibilità della suddetta stima.

Con la nuova modalità di determinazione del segno più aderente alla realtà fisica di ciascuna zona, si riducono significativamente le possibilità di arbitraggio fra i prezzi zonali e i prezzi di sbilanciamento. Ciò consente, quindi, di sospendere, con l'entrata in vigore della nuova modalità di determinazione del segno, il sistema misto *single-dual pricing* per i punti di dispacciamento relativi alle unità di produzione non rilevanti diverse da quelle alimentate dalle fonti rinnovabili non programmabili. Il sistema misto continuerà, invece, a rimanere in vigore per le unità di consumo (per le quali sono significativi anche gli arbitraggi fra i prezzi zonali all'interno di ciascuna macrozona, che rimangono attuabili anche con la nuova modalità di determinazione del segno), pur con una banda standard pari al 30%, anziché al 15%.

Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti

Indagine di settore avviata dalla Commissione europea sui meccanismi di remunerazione della capacità produttiva

Nel mese di aprile 2015, la Commissione europea ha avviato un'indagine settoriale sugli aiuti di Stato sotto forma di meccanismi di remunerazione della capacità produttiva, volta ad acquisire informazioni per valutare l'idoneità di tali meccanismi e a garantire un approvvigionamento sufficiente di energia elettrica senza distorsioni degli scambi e della concorrenza. L'indagine integra la strategia *Unione dell'energia* della Commissione, contribuendo

a perseguire l'obiettivo di rendere le forniture energetiche più sicure e affidabili e ponendo le basi per stabilire se i meccanismi di approvvigionamento della capacità siano pro concorrenziali e basati su un approccio di mercato, come indicato nelle *Linee guida comunitarie in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020*, in vigore dal mese di luglio 2014.
Nell'ambito dell'indagine, la Commissione ha inviato un questionario alle Autorità pubbliche, ai gestori di rete e ad alcuni operatori di mercato, di un campione rappresentativo di Stati membri che hanno adottato o intendono adottare meccanismi di capacità. Nel mese di giugno 2015, l'Autorità ha trasmesso alla Commissione le proprie risposte e considerazioni, pubblicate con il titolo *Sector inquiry on capacity mechanisms in the electricity sector - Risposte al questionario inviato dalla Commissione europea all'Autorità* (in proposito si veda anche la *Relazione Annuale 2016*, Capitolo 2, Volume II).
Nell'aprile 2016, la Commissione ha reso pubbliche le conclusioni preliminari dell'indagine, invitando i soggetti interessati a presentare le proprie osservazioni. L'Autorità ha trasmesso a luglio i propri commenti, pubblicati con il titolo *Sector inquiry into capacity mechanisms - Comments on Annex 2 to the staff working document participation of cross-border resources in capacity mechanisms*, affrontando alcuni aspetti tecnici relativi alla partecipazione di risorse estere ai meccanismi di capacità definiti a livello nazionale. In particolare, l'Autorità ha ribadito che i meccanismi di capacità hanno l'obiettivo primario di assicurare l'adeguatezza del sistema elettrico e che, pertanto, la capacità localizzata all'estero potrebbe contribuire in modo efficace al raggiungimento di tale obiettivo solo in presenza di accordi tra l'operatore di sistema che acquista la capacità e l'operatore di sistema del Paese in cui la capacità è localizzata. Tali accordi dovrebbero essere finalizzati a garantire che, in caso di necessità, la capacità estera risulti effettivamente consegnata al sistema elettrico che l'ha contrattualizzata.
A seguito di un'ulteriore richiesta di informazioni, la Commissione ha pubblicato, nel mese di novembre 2016, la *Relazione finale sull'indagine settoriale sui meccanismi di regolazione della capacità.* Tra i diversi meccanismi di capacità esaminati, il Mercato della capacità italiano è citato nella relazione come esempio virtuoso sotto diversi punti di vista; in particolare, si sottolinea come il meccanismo italiano risulti:

- uno strumento efficiente per la gestione dei fallimenti strutturali tipici dei mercati elettrici e non distorsivo per il mercato unico europeo dell'energia elettrica;
- l'unico sistema, anche rispetto agli altri mercati della capacità (francese, inglese e irlandese), in grado di fornire un segnale di medio-lungo termine a livello locale sul valore della capacità, essendo basato su un'articolazione zonale; ciò consente un migliore coordinamento nelle scelte di investimento in capacità di generazione e trasmissione, incentivando la realizzazione di investimenti soprattutto nelle aree geografiche del sistema elettrico che risultano deficitarie;
- l'unico sistema che preveda penali in caso di inadempimento definite con un puro criterio di mercato, essendo l'operatore selezionato obbligato a rendere disponibile la propria capacità e, in caso di inadempimento, a pagare una penale commisurata al danno causato al sistema elettrico dalla sua inottemperanza;
- al pari del Mercato della capacità in corso di implementazione in Irlanda, uno strumento che consente di contenere il rischio di sovraremunerazione della capacità, limitando, attraverso la sottoscrizione di articolati contratti di opzione tra Terna e i fornitori di capacità selezionati con le aste, la possibilità per questi ultimi di esercitare potere di mercato nei mercati dell'energia;
- aperto alla partecipazione di diverse tipologie di capacità, nel pieno rispetto del principio della neutralità tecnologica.

Mercato della capacità

Per una dettagliata illustrazione del quadro normativo di riferimento del Mercato della capacità, si rinvia al Capitolo 2, Volume II, della *Relazione Annuale* del 2015 e del 2016.
Al fine di verificare preventivamente la compatibilità della disciplina del Mercato della capacità italiano con la disciplina comunitaria degli aiuti di Stato, nel mese di agosto 2015 è stato avviato, con il coordinamento del Ministero dello sviluppo economico, un processo di prenotifica della misura alla Direzione Generale Concorrenza della Commissione europea. Nell'ambito di questo processo, la Commissione europea ha richiesto, a più riprese nel corso degli anni 2015 e 2016, informazioni e dati per valutare la necessità, l'adeguatezza e la proporzionalità delle misure prenotificate, nonché per escludere che queste ultime siano idonee ad incidere negativamente sulla concorrenza e sugli scambi tra gli Stati membri.
Nel corso del mese di ottobre 2016, a seguito di uno specifico atto di indirizzo del Ministro dello sviluppo economico, Terna ha avviato

una consultazione su una proposta di disciplina per la fase di prima attuazione del Mercato della capacità e una proposta di modifica della disciplina per la fase di piena attuazione, già approvata con decreto ministeriale 30 giugno 2014; ciò tenendo conto, da un lato, della necessità di assicurare la compatibilità della disciplina rispetto alla normativa comunitaria degli aiuti di Stato, anche considerate le interlocuzioni intercorse nei mesi precedenti con la Commissione europea, dall'altro lato, dell'esigenza di dare seguito alla proposta dell'Autorità di anticipare l'entrata in operatività del Mercato della capacità, mediante la definizione della fase di prima attuazione del meccanismo (delibera 10 marzo 2015, 95/2015/I/eel). Le principali modifiche poste in consultazione riguardano:

- l'introduzione di una fase di prima attuazione, caratterizzata da un orizzonte di pianificazione anche inferiore all'anno;
- la partecipazione attiva della domanda e delle fonti rinnovabili non programmabili sin dalla prima asta della fase di prima attuazione;
- la partecipazione attiva delle risorse localizzate all'estero a partire dalla prima asta della fase di piena attuazione;
- l'eliminazione del premio minimo e l'introduzione di contratti pluriennali per la capacità di nuova realizzazione.

Parallelamente, con il documento per la consultazione 1 dicembre 2016, 713/2016/R/eel, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti rispetto ai profili non affrontati nella proposta sviluppata da Terna, ritenuti rilevanti per lo svolgimento delle prime aste del Mercato della capacità, vale a dire:

- la definizione del valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente e nuova;
- la modifica degli obblighi contrattuali previsti per i sottoscrittori di contratti di approvvigionamento di capacità, con particolare riferimento all'articolazione dei prezzi di riferimento;
- la definizione dei criteri per il calcolo del corrispettivo a copertura degli oneri netti di approvvigionamento della capacità, applicato agli utenti del dispacciamento in prelievo titolari di unità di consumo selezionate nel Mercato della capacità.

Regolazione tecnica: servizio di trasporto e di distribuzione

Aggiornamento del Registro delle reti interne di utenza e proroga della data di entrata in vigore del Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi

Con il termine "reti elettriche", l'attuale quadro normativo intende tutti quei sistemi elettrici a configurazione complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti fra i diversi utenti del sistema, non possono essere ricondotti ad uno schema semplificato con un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione di energia elettrica connessi al predetto sistema e un unico cliente finale. Tali sistemi sono, pertanto, riconducibili ad uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica. In tutti questi sistemi il trasporto di energia elettrica per la consegna ai clienti finali si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione.

Nell'ambito delle reti elettriche si possono distinguere due sottoinsiemi: le reti pubbliche[4], gestite dai soggetti titolari di una

4 L'insieme delle reti pubbliche si suddivide nelle reti utilizzate da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione e nelle reti di distribuzione.

concessione di trasmissione (Terna) o di distribuzione di energia elettrica, e i Sistemi di distribuzione chiusi (SDC), reti elettriche private, gestite da soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici, che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi in un luogo geograficamente limitato, al netto di particolari eccezioni espressamente previste dalla regolazione dell'Autorità, che non riforniscono clienti civili. A sua volta, l'insieme degli SDC si suddivide tra le Reti interne di utenza (RIU) definite dalla legge 23 luglio 2009, n. 99, e censite dall'Autorità con propri provvedimenti e gli altri SDC, Altri sistemi di autoproduzione (ASDC).

Non rientrano, invece, tra le reti elettriche i sistemi semplici di produzione e consumo, che sono riconducibili ad uno schema semplificato caratterizzato da un unico punto di connessione, da un unico produttore di energia elettrica e da un unico cliente finale. Rientrano in tale fattispecie i Sistemi efficienti d'utenza (SEU), i Sistemi esistenti equivalenti ai SEU (SEESEU), gli ASAP (Altri sistemi di autoproduzione) e gli ASE (Altri sistemi esistenti).

Sul tema, con la delibera 22 dicembre 2016, 788/2016/R/eel, l'Autorità ha completato il quadro definitorio e regolatorio in materia di SDC e SSPC, ha aggiornato il Registro delle RIU ed ha prorogato la data di decorrenza del *Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi* (TISDC) (Allegato A alla delibera 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel).

In particolare, il menzionato provvedimento:

- modifica il *Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo* (TISSPC) (Allegato A alla delibera 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel), al fine di introdurre una nuova tipologia di SEESEU, denominata SEESEU-D, ricomprendendo in essa i sistemi già rientranti tra le RIU e caratterizzati dalla presenza di un unico produttore - sia esso un'unica persona giuridica o un insieme di società appartenenti al medesimo gruppo societario - e di un unico cliente finale - sia esso un'unica persona giuridica o un insieme di società appartenenti al medesimo gruppo societario;
- aggiorna il Registro delle RIU, sulla base delle informazioni pervenute ai sensi delle delibere 539/2015/R/eel e 28 luglio 2016, 442/2016/R/eel, con le quali sono state sistematizzate le informazioni richieste ai gestori delle RIU. L'aggiornamento del predetto Registro ha comportato l'inclusione di alcune RIU precedentemente non presenti e l'esclusione di altre RIU precedentemente presenti;
- posticipa l'applicazione del TISDC all'1 ottobre 2017 sia per gli ASDC sia per le RIU, per consentire agli operatori di effettuare le implementazioni necessarie.

Avvio della ricognizione delle cooperative storiche dotate di rete propria, delle cooperative esistenti dotate di rete propria e dei consorzi storici dotati di rete propria

Con la delibera 22 dicembre 2016, 787/2016/R/eel, l'Autorità, in conseguenza di quanto stabilito dalla delibera 578/2013/R/eel, che aveva istituito presso di sé il Registro delle cooperative storiche e il Registro dei consorzi storici, ha avviato la ricognizione per l'individuazione delle cooperative storiche dotate di rete propria[5], delle cooperative esistenti dotate di rete propria[6] e dei consorzi storici dotati di rete propria[7].

Nel dettaglio, il provvedimento ha stabilito che i gestori delle cooperative e dei consorzi inviino all'Autorità, entro il 30 giugno 2017, tutte le informazioni richieste, al fine di individuare quali sistemi possano essere inseriti nell'apposito registro.

5 Una cooperativa storica dotata di rete propria è ogni società cooperativa che produce e distribuisce l'energia elettrica di cui all'art. 4 della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, e che ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e per la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci.

6 Una cooperativa storica esistente dotata di rete propria è una cooperativa dotata di rete propria esistente al 5 agosto 2010, che connette clienti non soci, operante nelle province autonome di Trento e di Bolzano, fino alla data di rilascio delle concessioni con le modalità previste dalla vigente normativa.

7 Un consorzio storico dotato di rete propria è un consorzio o una società consortile costituito per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente all'1 aprile 1999, che ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci.

Regolazione tecnica: impianti essenziali

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico - Regime di reintegrazione dei costi ex art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14

Il regime di reintegrazione dei costi ex art. 23, comma 3-*bis*, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, ha ad oggetto le unità di produzione di energia elettrica considerate essenziali *ex lege* sino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV, Sorgente-Rizziconi, tra la Sicilia e il Continente. Dette unità, localizzate nella macrozona Sicilia, sono caratterizzate da una potenza superiore a 50 MW e da tecnologie alimentate da fonti tradizionali e rinnovabili programmabili. Il regime di reintegrazione dei costi sopra menzionato è disciplinato dalla delibera 23 ottobre 2014, 521/2014/R/eel, come successivamente integrata e modificata, con la quale l'Autorità ha definito le modalità di offerta e di remunerazione delle unità essenziali *ex lege*, seguendo il criterio del puntuale riconoscimento dei costi variabili e dei costi fissi, ivi inclusa l'equa remunerazione del capitale investito.

Il 25 maggio 2016 Terna ha reso noto il giorno in cui l'intervento Sorgente-Rizziconi sarebbe entrato in operatività; pertanto, con la delibera 26 maggio 2016, 274/2016/R/eel, l'Autorità ha indicato nel giorno 28 maggio 2016 il termine del periodo di applicazione del regime di reintegrazione disciplinato dalla delibera 521/2014/R/eel.

Con la delibera 6 dicembre 2016, 741/2016/R/eel, l'Autorità ha altresì definito gli importi in acconto per il corrispettivo di reintegrazione riferito al 2015, addizionale rispetto all'acconto semestrale riconosciuto con la delibera 15 dicembre 2015, 615/2015/R/eel, al fine di limitare in misura ulteriore l'onerosità dell'esposizione finanziaria, cui sono soggetti gli utenti del dispacciamento, per la differenza tra i costi che hanno determinato un flusso di cassa negativo e i ricavi sino ad allora percepiti. Il provvedimento ha riguardato gli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV di A2A Energiefuture, Milazzo di Edison Trading, Anapo, Augusta, Guadalami, Porto Empedocle, Priolo e Termini Imerese di Enel Produzione, Trapani Turbogas di EP Produzione, CTE Nuce Nord di Erg Power Generation, Isab Energy e Impsud di Isab.

La delibera 15 dicembre 2016, 761/2016/R/eel, ha infine previsto il riconoscimento dell'acconto del corrispettivo di reintegrazione attinente al primo trimestre dell'anno 2016, con riferimento agli impianti per i quali i relativi utenti del dispacciamento hanno avanzato apposita istanza, ai sensi della delibera 521/2014/R/eel. La facoltà di richiedere l'acconto trimestrale è stata esercitata per gli impianti Anapo, CTE Nuce Nord, Guadalami, Impsud, Isab Energy, Milazzo, Priolo, San Filippo del Mela 220 kV e Termini Imerese.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico - Regime ordinario e regime di reintegrazione dei costi ex artt. 64 e 65 della delibera 111/06

Corrispettivi di reintegro

Con le delibere 1 aprile 2016, 164/2016/R/eel, e 28 aprile 2016, 207/2016/R/eel, l'Autorità ha determinato il corrispettivo di reintegrazione dei costi, per l'anno 2012, con riferimento agli impianti Montemartini di Acea Energia e Trapani Turbogas di E.On Global Commodities. Rispetto all'istanza avanzata dall'utente del dispacciamento di quest'ultimo impianto, è stato riconosciuto un importo inferiore, per tenere conto, tra l'altro, che alcune immobilizzazioni erano state soggette ad ammortamento solo per una parte dell'anno di riferimento.

Il corrispettivo di reintegro per l'anno 2013 è stato definito in relazione agli impianti Centro Energia Ferrara di EP Produzione (delibera 19 maggio 2016, 248/2016/R/eel), Ottana di Ottana Energia (delibera 19 maggio 2016, 249/2016/R/eel), Bari, Porto Empedocle e Sulcis di Enel Produzione (delibera 26 maggio 2016, 269/2016/R/eel), San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV di Edipower (delibera 9 giugno 2016, 300/2016/R/eel), Montemartini di Acea Energia (delibera 9 giugno 2016, 301/2016/R/eel) e Trapani Turbogas di Uniper Global Commodities (delibera 20 ottobre 2016, 588/2016/R/eel). In sede di reintegrazione dei costi per l'anno 2013, dai costi fissi rilevanti per il

calcolo del corrispettivo sono stati esclusi, tra l'altro:

- per l'impianto Centro Energia Ferrara, la componente a copertura dell'ammortamento e della remunerazione del capitale relativa alle rivalutazioni di capitale e ai cespiti già interamente ammortizzati ai fini del bilancio civilistico dell'anno precedente;
- per gli impianti di Enel Produzione, le minusvalenze da cessione cespiti, chiarendo che il criterio di determinazione della componente dei costi fissi relativa al capitale investito è fondato sul costo storico originario dei cespiti e sull'effettiva partecipazione degli stessi al ciclo produttivo, prescindendo dalle eventuali voci straordinarie derivanti dalle cessioni delle immobilizzazioni.

Per quanto attiene agli impianti Montemartini di Acea Energia, Ottana di Ottana Energia, Assemini, Portoferraio, Porto Empedocle e Sulcis di Enel Produzione, il corrispettivo di reintegrazione dei costi per l'anno 2014 è stato stabilito con le delibere 17 novembre 2016, 673/2016/R/eel, 1 dicembre 2016, 708/2016/R/eel, e 6 dicembre 2016, 742/2016/R/eel.

Essendosi registrata nell'anno di riferimento un'indisponibilità d'impianto superiore a quella media del triennio precedente, i costi fissi dell'impianto Trapani Turbogas, per l'anno 2012, degli impianti Bari, Centro Energia Ferrara, Ottana, San Filippo del Mela 220 kV e Sulcis, per l'anno 2013, e degli impianti Assemini, Montemartini e Ottana, per l'anno 2014, sono stati riconosciuti in misura parziale, ai sensi della disciplina vigente sulla reintegrazione dei costi. Inoltre, per quanto concerne l'impianto Ottana, è stata rigettata l'istanza con la quale il relativo utente del dispacciamento ha richiesto, per l'anno 2013, di concentrare l'analisi dell'indisponibilità esclusivamente sul servizio per cui l'impianto è stato dichiarato essenziale da Terna e di escludere, dal periodo per la determinazione della percentuale di indisponibilità storica, la parte ritenuta non rappresentativa delle condizioni di mercato aggiornate, poiché l'evoluzione delle condizioni di mercato rientrano nell'alea dell'attività dell'utente e l'ammissione al regime di reintegrazione implica che, a fronte dell'omonimo corrispettivo, l'impianto medesimo sia reso disponibile a Terna in modo completo e per qualsiasi servizio di dispacciamento il medesimo sia in grado di fornire.

Acconti sui corrispettivi di reintegro

Con le delibere 6 dicembre 2016, 743/2016/R/eel, e 15 dicembre 2016, 760/2016/R/eel, sono stati determinati gli importi degli acconti del corrispettivo di reintegro, per gli anni 2015 e 2016, relativi agli impianti assoggettati al regime di reintegrazione dei costi ex delibera 111/06.

Con riferimento all'anno 2015, l'Autorità ha previsto il riconoscimento di un acconto del corrispettivo ulteriore rispetto all'acconto già erogato per il primo semestre dello stesso anno. L'acconto addizionale, che risponde all'esigenza di attenuare l'onere connesso alla differenza tra i costi e i ricavi al quale sono esposti gli utenti del dispacciamento, è stato definito per ciascun impianto ammesso al regime di reintegrazione per l'anno considerato, vale a dire Montemartini di Acea Energia, Assemini, Portoferraio e Sulcis di Enel Produzione, Centro Energia Ferrara di E.On Global Commodities e Ottana di Ottana Energia.

Al fine di tenere conto dell'eventualità che, in sede di determinazione del corrispettivo di reintegrazione di un dato impianto, sia riconosciuto un importo inferiore a quanto richiesto dall'utente del dispacciamento, l'acconto addizionale è stato cautelativamente stabilito come pari ad una quota parziale della differenza tra il minor valore - tra l'importo dei costi fissi richiesti dall'utente del dispacciamento interessato e l'importo dei corrispondenti costi fissi di riferimento - e il margine di contribuzione risultante dall'istanza di reintegrazione avanzata dallo stesso utente, al lordo di eventuali acconti già erogati.

A seguito di specifiche istanze avanzate, l'Autorità ha previsto il riconoscimento di un acconto del corrispettivo di reintegro per il primo semestre dell'anno 2016, in relazione agli impianti San Filippo del Mela 150 kV di A2A Energiefuture, Assemini, Porto Empedocle e Portoferraio di Enel Produzione e Trapani Turbogas di EP Produzione. Nel caso degli impianti Assemini e San Filippo del Mela 150 kV, è stato definito un acconto inferiore rispetto all'importo richiesto dai relativi utenti del dispacciamento, al fine di considerare il vincolo del 50% della stima dei costi fissi, indicata nell'istanza di ammissione al regime di reintegro.

Essenzialità e regolazione asimmetrica delle unità di produzione abilitate ex delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel

Nel corso dei procedimenti avviati dall'Autorità con le delibere 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel, e 4 agosto 2016, 459/2016/E/eel, per l'adozione di provvedimenti prescrittivi e/o di misure di regolazione asimmetrica, è emerso che una parte delle unità abilitate oggetto dei procedimenti medesimi risulta essenziale per la sicurezza del

sistema elettrico. Detta capacità di produzione è rappresentata dagli impianti San Filippo del Mela di A2A Energiefuture, Brindisi Sud di Enel Produzione e Fiumesanto di EP Produzione.

La regolazione delle risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, ex delibera 111/06, costituisce una forma di regolazione asimmetrica, di cui all'art. 43, comma 5, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, poiché le offerte attinenti alle menzionate risorse sono soggette a vincoli che limitano il potere di mercato dei relativi utenti nell'MSD e contribuiscono a determinare condizioni competitive nello stesso mercato.

La delibera 27 ottobre 2016, 609/2016/R/eel, ha avviato il processo per l'individuazione del regime di essenzialità da applicare alla capacità essenziale oggetto dei procedimenti, ai sensi delle delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel. Successivamente, con la delibera 28 dicembre 2016, 803/2016/R/eel, l'Autorità ha accolto le istanze di ammissione alla reintegrazione dei costi avanzate da A2A Energiefuture, con riferimento all'impianto San Filippo del Mela 220 kV per gli anni 2017-2021, e da EP Produzione, in relazione all'impianto Fiumesanto, per gli anni 2017-2020, chiudendo contestualmente i procedimenti, ex delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel, relativi ai medesimi impianti. L'Autorità ha invece ritenuto opportuno proseguire l'istruttoria sulla richiesta di ammissione avanzata da Enel Produzione per l'impianto Brindisi Sud.

Le istanze formulate da A2A Energiefuture e da EP Produzione includono un esplicito impegno, per ciascun anno del periodo di ammissione, a limitare volontariamente i costi fissi, rilevanti ai fini della determinazione del corrispettivo di reintegrazione, a un importo non superiore a quanto indicato nelle istanze medesime e, in ogni caso, inferiore rispetto ai costi fissi complessivi, definiti secondo la vigente regolazione sull'essenzialità. I citati impegni consentono, complessivamente, di conseguire risparmi medi annui non attualizzati, stimati in circa 95 milioni di euro nel periodo 2017-2020.

Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

Le delibere 22 settembre 2016, 519/2016/R/eel, e 28 dicembre 2016, 802/2016/R/eel, riguardano l'ammissione al regime di reintegrazione dei costi di impianti diversi da quelli oggetto dei procedimenti ex delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel.

Con la delibera 519/2016/R/eel, su istanza dell'utente del dispacciamento, l'Autorità ha ammesso al regime di reintegrazione dei costi l'impianto Ottana Biopower, per il periodo compreso tra l'1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017. La decisione è stata adottata al termine del procedimento che l'Autorità, dopo la dichiarazione di essenzialità resa da Terna, ha avviato con la delibera 16 giugno 2016, 322/2016/R/eel.

L'essenzialità dell'impianto Ottana Biopower deriva dall'esigenza del gestore di rete di rinforzare il Piano di riaccensione della zona Sardegna, in considerazione del fatto che la capacità che nel passato è risultata disponibile per la fornitura del servizio di riaccensione nell'isola è stata assoggettata a vincoli derivanti dalla normativa ambientale ed è stata esposta al rischio che la Regione Sardegna approvi direttive che ne limitino l'esercizio in condizioni di emergenza idrica.

La delibera 802/2016/R/eel ha, inoltre, accolto l'istanza di ammissione al regime di reintegrazione relativa agli impianti Assemini e Portoferraio di Enel Produzione, singolarmente essenziali per l'anno 2017.

Regime ordinario e regime di reintegrazione

Con le delibere 4 agosto 2016, 462/2016/R/eel, 27 ottobre 2016, 610/2016/R/eel, 6 dicembre 2016, 740/2016/R/eel, e 802/2016/R/eel, l'Autorità ha definito alcune disposizioni attinenti al regime ordinario e al regime di reintegrazione dei costi per il 2016 - limitatamente all'impianto Ottana Biopower - e per il 2017. Il regime ordinario consiste nel riconoscere all'utente del dispacciamento un corrispettivo pari, in ciascuna ora, all'eventuale differenza positiva tra il costo variabile ammesso dall'Autorità e il prezzo dell'MGP. Il corrispettivo per un impianto essenziale in regime di reintegrazione è determinato dall'Autorità ed è pari alla differenza tra i costi di produzione ammessi in relazione all'impianto considerato e i ricavi dallo stesso conseguiti dal momento dell'inserimento nell'elenco degli impianti essenziali al termine di validità dell'elenco medesimo.

In particolare, la delibera 462/2016/R/eel ha approvato la proposta presentata da Terna, come modificata dalle istanze formulate da Ottana Energia, in merito ai parametri per la determinazione del costo variabile riconosciuto dell'impianto Ottana Biopower, in relazione al periodo compreso tra la data di decorrenza del regime di essenzialità e il 31 dicembre 2016.

Con la delibera 610/2016/R/eel, per l'anno 2017, l'Autorità:

- ha approvato la proposta di Terna sulle percentuali standard per la valorizzazione degli sbilanciamenti;
- ha ridotto il tasso di remunerazione del capitale, al fine, tra

l'altro, di tenere conto della contrazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio;

- ha integrato la disciplina sui criteri di determinazione della quota parte dei costi fissi rilevante per la reintegrazione dei costi e sulle condizioni per richiedere l'acconto semestrale del corrispettivo di reintegrazione, per gestire l'eventualità che alcuni impianti possano essere ammessi al regime di reintegrazione per un periodo diverso dall'anno solare o da multipli interi dell'anno medesimo;
- ha esteso l'efficacia di alcune norme la cui validità era limitata all'anno 2016, come, a titolo esemplificativo, le disposizioni sui prodotti di riferimento per la valorizzazione dei combustibili.

Sulla base delle proposte formulate da Terna e delle istanze presentate dagli utenti del dispacciamento, la delibera 740/2016/R/eel ha definito, per ciascuna unità essenziale soggetta al regime ordinario o al regime di reintegrazione dei costi, i valori dei parametri rilevanti per il calcolo del costo variabile riconosciuto e dei parametri tipici per l'individuazione delle quantità strettamente necessarie a implementare i programmi sotto il profilo tecnico.

Infine, essendo emerso che gli impianti essenziali Porcari di Axpo Italia e Rosen 132 kV di Rosen Rosignano Energia generano flussi energetici ulteriori rispetto all'energia elettrica immessa nella Rete di trasmissione nazionale (RTN), con la delibera 802/2016/R/eel l'Autorità ha previsto che, nel caso di impianti che producono energia elettrica diversa da quella immessa nella RTN e/o vapore per finalità diverse dalla produzione elettrica, si adotti un approccio coerente nel considerare i flussi energetici sopra menzionati ai fini della determinazione del costo variabile riconosciuto, dei costi fissi e dei ricavi. La suddetta delibera ha stabilito, in particolare, che:

- a decorrere dall'anno 2017, per ciascuna unità essenziale soggetta al regime ordinario o al regime di reintegrazione, i valori standard di consumo specifico, di emissione e di smaltimento siano calcolati includendo, nel denominatore del rapporto, i flussi energetici generati dalla stessa unità e ulteriori rispetto all'energia elettrica immessa nella RTN nel periodo di osservazione;
- i ricavi e i costi fissi rilevanti per la reintegrazione siano al netto, rispettivamente, degli eventuali ricavi derivanti dalla cessione dei flussi energetici ulteriori rispetto all'energia elettrica immessa nella RTN e della quota dei costi fissi relativi ai flussi medesimi;
- i criteri descritti ai punti precedenti siano applicati anche agli impianti Porcari e Rosen 132 kV, essenziali per l'anno 2017.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regimi alternativi

I regimi alternativi di essenzialità, che definiscono forme di obblighi di offerta e di remunerazione degli impianti essenziali semplificate rispetto ai regimi tipici, prevedono la stipula di un contratto tra Terna e l'utente del dispacciamento titolare degli impianti medesimi, disciplinato dall'art. 65-*bis* della delibera 111/06. Al riguardo, la citata delibera 462/2016/R/eel ha disposto che:

- a decorrere dall'anno 2017, rimanga in vigore soltanto uno dei due regimi alternativi ai regimi ordinario e di reintegrazione, al fine di semplificare la disciplina sull'essenzialità e di tenere conto che l'opzione contrattuale abrogata – basata su un corrispettivo fisso determinato in funzione delle coperture in energia - non è mai stata selezionata dagli utenti del dispacciamento;
- la notifica agli utenti del dispacciamento sul profilo e le condizioni di essenzialità dei raggruppamenti minimi di impianti di produzione essenziali nella disponibilità degli stessi sia effettuata da Terna successivamente alla comunicazione con la quale l'Autorità rende noti i valori dei parametri tecnico-economici per l'implementazione del regime alternativo, in modo da evitare che gli utenti possano ricevere informazioni che non rilevano ai fini dell'applicazione dei regimi di essenzialità;
- i valori dei citati parametri tecnico-economici siano fissati esclusivamente con riferimento a impianti abilitati alla presentazione di offerte sull'MSD.

Con le delibere 609/2016/R/eel e 610/2016/R/eel, l'Autorità ha determinato, rispettivamente, per gli impianti essenziali oggetto dei procedimenti ex delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel e per gli impianti essenziali diversi dai precedenti, i valori dei parametri tecnico-economici rilevanti per l'applicazione del regime alternativo nell'anno 2017 (la quantità di potenza minima d'impegno, i prezzi massimi a salire e i prezzi minimi a scendere, nonché il corrispettivo riconosciuto a fronte dell'impegno).

In considerazione del fatto che Enel Produzione ha manifestato l'intenzione di aderire al regime alternativo solo per le quantità di

potenza essenziale di una parte degli impianti o di raggruppamenti di impianti indicati nei citati provvedimenti, l'Autorità ha aggiornato i valori dei parametri tecnico-economici con la delibera 15 dicembre 2016, 759/2016/R/eel.

Con la delibera 803/2016/R/eel, infine, l'Autorità ha approvato le proposte contrattuali elaborate da Terna con riferimento agli utenti del dispacciamento che hanno optato per il regime alternativo per l'anno 2017.

Regolazione tecnica: norme in materia di qualità dei servizi

Attuazione della regolazione premi/penalità della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11, è stato approvato il *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica* per il periodo 2012-2015 (TIQE 2012-2015). In attuazione del TIQE 2012-2015, con la delibera 24 novembre 2016, 685/2016/R/eel, si è concluso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2015, dei premi e delle penalità relativi alla regolazione della durata e del numero di interruzioni. Complessivamente le imprese distributrici hanno versato 15,8 milioni di euro di penalità così suddivisi:

- premi pari a 13,3 milioni di euro, per la durata delle interruzioni (saldo fra 46,1 milioni di euro di premi e 32,8 milioni di euro di penalità);
- penalità pari a 29,1 milioni di euro, per il numero di interruzioni (saldo fra 34,8 milioni di euro di premi e 63,9 milioni di euro di penalità).

Nell'ambito del procedimento, gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto sei verifiche ispettive previste dalla delibera 26 maggio 2016, 261/2016/E/eel: tre hanno riguardato e-distribuzione, relativamente ai centri di telecontrollo di Mestre, Potenza e Viterbo; le altre tre verifiche sono state effettuate presso A.I.R., AMAIE e Società Elettrica Liparese. 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, ossia la corretta registrazione dei dati su cui si basano i premi e le penalità. Sempre con la delibera 685/2016/R/eel, sono stati assegnati:

- premi pari a 1,2 milioni di euro, relativi alla regolazione speciale per gli ambiti territoriali con livello di partenza della durata delle interruzioni superiore a una volta e mezza il livello obiettivo;
- premi, pari a 0,1 milioni di euro, relativi alla regolazione incentivante la riduzione del numero di utenti in media tensione con numero di interruzioni superiore ai livelli specifici fissati dall'Autorità;
- premi, pari a 2,1 milioni di euro, relativi alla regolazione incentivante la riduzione del numero di utenti in media tensione con consegna su palo e con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 100 kW.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio 2015, l'Autorità ha pubblicato nel gennaio 2017, nel proprio sito internet, la quarta graduatoria nazionale delle imprese di distribuzione di energia elettrica in relazione al numero e alla durata delle interruzioni. Dai dati pubblicati si conferma che le famiglie e i piccoli consumatori di energia elettrica che beneficiano della migliore continuità del servizio si collocano prevalentemente nel Nord Italia, in aree urbane, e sono serviti da imprese di distribuzione con la maggior parte di rete interrata. Anche per i clienti industriali allacciati alla rete in media

tensione, i dati evidenziano che il minor numero di interruzioni si verifica nelle province del Nord Italia.

Con la delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel, è stato approvato il *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica* per il periodo di regolazione 2016-2023 (TIQE 2016-2023). In attuazione del TIQE 2016-2023, con la delibera 1 dicembre 2016, 702/2016/R/eel, l'Autorità ha individuato gli obiettivi di miglioramento annuo (livelli tendenziali) di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica per il periodo 2016-2023. Gli obiettivi di miglioramento riguardano e-distribuzione e 28 altre imprese di distribuzione di energia elettrica che servono almeno 15.000 utenti.

Infine, con la determina 18 febbraio 2016, 6/2016 - DIUC, in attuazione del punto 3, lettera c), della delibera 646/2015/R/eel, è stato istituito un tavolo di lavoro sulla qualità del servizio, mirato all'approfondimento dei seguenti temi inerenti alla qualità del servizio:

- resilienza del sistema elettrico;
- regolazione premi/penalità delle interruzioni senza preavviso di lunga durata, anche attribuite a causa di forza maggiore;
- riferibilità degli standard individuali per gli utenti allacciati alla rete in media tensione in zone industrializzate;
- forma contrattuale speciale per gli utenti allacciati alla rete in media tensione.

Resilienza del sistema elettrico

Particolare attenzione è stata posta alla questione relativa alla resilienza[8] del sistema elettrico, a seguito di eventi meteorologici severi ed estesi che causano interruzioni attribuibili in gran parte a causa di forza maggiore. L'Autorità ha posto le basi per valutare la sostenibilità regolatoria di meccanismi finalizzati a ridurre l'impatto determinato dal fuori servizio di ampie porzioni di reti in alta e in media tensione, tra cui la predisposizione, per Terna e le imprese distributrici con più di 50.000 utenti, di Piani di lavoro volti all'incremento della resilienza del sistema elettrico. Riguardo a detti Piani:

- la loro trasmissione all'Autorità è prevista entro il 31 marzo 2017, come disposto dalla delibera 29 settembre 2016, 545/2016/R/eel;
- il Piano deve contenere, oltre ad una disamina tecnica, elementi di costo e di beneficio degli investimenti individuati, alla luce degli effetti degli eventi meteorologici severi e persistenti occorsi negli ultimi 15 anni.

I temi trattati dal tavolo di lavoro hanno riguardato principalmente le modalità per il superamento delle criticità conseguenti alla rottura delle linee elettriche aeree, a causa della formazione di manicotti di ghiaccio in occasione di abbondanti nevicate, a fenomeni di allagamento degli impianti elettrici in aree urbane a causa di piogge violente, a fenomeni di surriscaldamento degli stessi impianti per via delle alte temperature estive, ad altre tipologie di criticità che rendono la rete elettrica vulnerabile.

In esito a tali attività, grazie anche al contributo del Comitato elettrotecnico italiano (CEI), sono state sviluppate metodologie per l'individuazione delle porzioni delle reti di trasmissione e di distribuzione maggiormente critiche. Gli eventi straordinari che hanno colpito la regione Abruzzo sono stati presi in considerazione, ai fini della redazione della determina 7 marzo 2017, 2/17 - DIEU, con la quale sono stati approvati i criteri che le imprese distributrici con più di 50.000 utenti e Terna devono adottare per la presentazione dei Piani di lavoro destinati all'incremento della resilienza delle reti elettriche.

Con la delibera 9 marzo 2017, 127/2017/R/eel, sono state altresì introdotte nuove disposizioni per gli operatori di rete, finalizzate ad accelerare il ripristino del servizio di distribuzione dell'energia elettrica nei casi di emergenza, quali ad esempio nevicate copiose. Tale delibera:

- sancisce il principio per cui la responsabilità delle interruzioni di lunga durata, seppur innescate da cause di forza maggiore, diventa a carico degli operatori di rete oltre le prime 72 ore;
- prevede indennizzi automatici per i consumatori sino al decimo giorno di interruzione, triplicandone l'ammontare massimo rispetto alla situazione preesistente.

8 Per resilienza di un sistema si intende la capacità di un sistema non solo di resistere a sollecitazioni che hanno superato i limiti di tenuta del sistema stesso, ma anche di riportarsi nello stato di funzionamento in assetto ordinario o con interventi provvisori; per esempio, per un sistema elettrico esposto a precipitazioni nevose con formazione di manicotti di ghiaccio lungo le linee aeree, la capacità di resistenza è data dai limiti di progetto delle linee aeree in relazione ai carichi derivanti dal ghiaccio e dal vento, e gli interventi provvisori di ripristino possono essere, per esempio, la fornitura di energia elettrica mediante gruppi elettrogeni nelle zone in cui la rete sia caduta per sollecitazioni che abbiano superato i limiti di progetto.

Con la delibera 22 dicembre 2015, 644/2015/E/eel, l'Autorità ha chiuso la propria indagine conoscitiva, avviata con la delibera 10 marzo 2015, 96/2015/E/eel, a seguito delle interruzioni del servizio elettrico accadute nei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti in vaste aree delle regioni Emilia Romagna e Lombardia; in esito alle attività istruttorie, sono stati avviati i procedimenti per l'adozione di provvedimenti sanzionatori per la violazione di obblighi in materia di continuità del servizio elettrico, con eventuale chiusura semplificata, con le delibere 16 giugno 2016, 314/2016/S/eel e 315/2016/S/eel, rispettivamente per e-distribuzione e IRETI (ex AEM Torino Distribuzione).

Nuovo meccanismo di regolazione output-based dei servizi di distribuzione dell'energia elettrica: le interruzioni programmate

Con la delibera 6 ottobre 2016, 549/2016/R/eel, l'Autorità ha introdotto nuove norme in materia di regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, considerando che:

- l'incentivazione della riduzione della durata delle interruzioni con preavviso deve essere sostenibile e compatibile con le esigenze di realizzazione dei lavori di sviluppo e delle attività di manutenzione della rete elettrica;
- la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso non deve essere perseguita ad ogni costo, a discapito delle suddette attività;
- trattandosi di una regolazione a carattere sperimentale, le forme di penalizzazione devono essere contenute, al fine di consentire una più ampia partecipazione delle imprese distributrici, essendo finalizzate solo ad evitare comportamenti puramente opportunistici.

Le imprese distributrici individuano gli ambiti territoriali partecipanti e, per ognuno di essi, gli obiettivi di miglioramento per ogni anno del triennio 2017-2019 (fase di miglioramento); nella fase di miglioramento sono previsti solo premi annuali e per ambito territoriale, per il miglioramento conseguito rispetto al livello di partenza.
Per il quadriennio 2020-2023 è prevista, invece, una fase di mantenimento del livello di durata delle interruzioni con preavviso pari a quello previsto dalle imprese per il 2019. In tale fase sono contemplate: (i) penalità se il livello di durata delle interruzioni con preavviso peggiora eccessivamente rispetto a quello previsto dalle imprese per il 2019; (ii) la restituzione dei premi conseguiti nel triennio 2017-2019, se la durata delle interruzioni senza preavviso, oggetto della analoga regolazione premi/penalità, eccede i relativi livelli obiettivo.
L'adesione al meccanismo da parte delle imprese distributrici deve avvenire entro il 31 marzo 2017, con la comunicazione dei dati di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica dell'anno 2016.

Aggiornamento della regolazione vigente della qualità della tensione

Le finalità perseguite in tema di qualità della tensione sono riconducibili all'esigenza di assicurare un adeguato livello di qualità della tensione, di ridurre le differenze di prestazione tra le varie reti di distribuzione di energia elettrica sul territorio nazionale e di disporre di indicatori di qualità affidabili, comparabili e verificabili, per consentire un'adeguata informazione agli utenti interessati dai disturbi della qualità della tensione.
Sul tema, nel corso degli anni, l'azione dell'Autorità si è progressivamente concentrata sulla registrazione dei buchi di tensione, per quanto riguarda le reti in media tensione, e sulle variazioni lente della tensione di alimentazione, per quanto riguarda le reti in bassa tensione, ponendo le basi per l'introduzione di nuovi elementi regolatori.
Nell'ambito del tavolo di lavoro istituito dall'Autorità nel 2012 (cui partecipano la stessa Autorità, Ricerca sul sistema energetico (RSE), le imprese distributrici e Terna), è stata definita una metodologia per determinare l'origine dei buchi di tensione (alta tensione o media tensione) registrati dalle apparecchiature di misura della qualità della tensione (AdM) installate su ogni semi-sbarra MT di cabina primaria. Con la determina 18 febbraio 2016, 5/2016 – DIUC, è stato reso noto il formato dei dati relativi ai buchi di tensione che, secondo la classificazione prevista dalla norma CEI EN 50160, devono essere comunicati dalle imprese di distribuzione all'Autorità e a RSE a decorrere dall'anno 2016.
Sempre a partire dal 2016, le imprese di distribuzione hanno l'obbligo di comunicare agli utenti allacciati alle reti in media tensione, in aggiunta al numero e alla durata delle interruzioni, il numero e la classificazione dei buchi di tensione che li hanno coinvolti,

così come registrati dalle AdM installate sulle semi-sbarre MT di cabina primaria.

Con la delibera 14 aprile 2016, 179/2016/R/eel, e a seguito degli approfondimenti disposti dalla delibera 12 novembre 2015, 534/2015/R/eel, sono stati erogati alle imprese distributrici contributi pari a 3,2 milioni di euro per la messa in servizio, entro il 2014, delle AdM presso ogni semi-sbarra in media tensione di cabina primaria.

Revisione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023

Con la delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com, sono state apportate alcune modifiche al TIQE 2016-2023, in materia di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore, per l'illustrazione delle quali si rimanda al Capitolo 7.

Regolazione dell'attività di misura elettrica

Con la delibera 4 agosto 2016, 458/2016/R/eel, in esito al documento per la consultazione 31 maggio 2016, 288/2016/R/eel, l'Autorità ha approvato il *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico per la regolazione dell'attività di misura elettrica* (TIME), che persegue l'obiettivo di razionalizzare la regolazione dell'attività di misura elettrica, integrando in un unico provvedimento la regolazione della misura dell'energia immessa e prelevata e dell'energia prodotta, rivedendo le definizioni sottostanti e le responsabilità delle diverse operazioni che compongono l'attività di misura, nonché specificando le responsabilità del medesimo.

Il TIME, entrato in vigore l'1 gennaio 2017, ha confermato gli orientamenti espressi nel documento e ha recepito alcune osservazioni pervenute da parte degli operatori nell'ambito della consultazione. Esso, tra l'altro:

- introduce il concetto di punto di misura, distinguendo tra il punto di misura teorico (ossia il punto in cui l'apparecchiatura di misura dovrebbe essere installata, per poter disporre dei dati di misura necessari per la corretta applicazione della regolazione e della normativa vigente) e l'eventuale punto di misura effettivo (il punto in cui l'apparecchiatura di misura è realmente posizionata). Quest'ultimo, in particolare, può essere diverso dal punto di misura teorico solo nel caso di impossibilità tecnica e previa autorizzazione del soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura (qualora diverso dal responsabile dell'operazione di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura). Nel caso in cui il punto di misura effettivo non coincida con il punto di misura teorico, il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura deve definire un algoritmo per riportare il dato di misura rilevato al punto al quale deve essere riferito;
- prevede alcune precisazioni finalizzate a migliorare l'efficacia delle attività di misura. Per esempio:
  - stabilisce che, in tutti i casi in cui la responsabilità della gestione dei dati di misura sia posta in capo ad un soggetto diverso dal responsabile delle operazioni di installazione e di manutenzione, vi sia una tempestiva e reciproca comunicazione in merito ai malfunzionamenti delle apparecchiature di misura, affinché vi si possa porre rimedio in tempi rapidi e non siano messi a disposizione dati di misura errati;
  - prescrive che, nei casi in cui la responsabilità dell'operazione di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura sia assegnata a soggetti diversi da quelli cui era attribuita ai sensi della regolazione previgente, questi ultimi mantengano la responsabilità di tale operazione fino alla completa sostituzione delle apparecchiature di misura;
  - differenzia, per gli utenti connessi a diversi livelli di tensione, le tempistiche di realizzazione degli interventi di manutenzione, a seguito di malfunzionamento delle apparecchiature di misura, estendendo quelle già previste dal TIQE 2016-2023 a tutte le tipologie di utenti in bassa tensione e confermando le tempistiche già attualmente vigenti (48 ore) per gli altri livelli di tensione;
  - statuisce che i gestori di rete, inclusi i gestori di reti private, definiscano e rendano disponibili i criteri per la ricostruzione dei dati di misura nei casi di malfunzionamento delle apparecchiature di misura, nonché per la stima dei dati di misura nei casi di indisponibilità;
  - specifica che, con riferimento ai punti di misura di generazione trattati monorari ai sensi del TIS, nonché ai corrispondenti punti di misura di connessione (se trattati monorari ai sensi del TIS), il responsabile del servizio sia tenuto a effettuare un tentativo di rilevazione dei dati di

misura di energia elettrica almeno una volta al mese;

- estende l'ambito di applicazione della delibera 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel[9], in merito ai piani di sostituzione delle apparecchiature di misura di seconda generazione, prevedendo che i requisiti funzionali stabiliti trovino applicazione anche nel caso di punti di misura di generazione[10] e di punti di misura di connessione coincidenti con punti di immissione pura[11], a valere dall'avvio dell'introduzione dei sistemi di misurazione di seconda generazione 2G da parte di ciascun distributore;
- pone le basi per il successivo aggiornamento del TIS in merito al profilo della produzione e delle immissioni di energia elettrica da impianti fotovoltaici, previa proposta presentata dal Gestore dei servizi energetici (GSE) alla luce dei dati in proprio possesso.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Nuovo periodo di regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura

Con la delibera 654/2015/R/eel, l'Autorità ha definito la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023, approvando il *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica* (TIT - Allegato A), il TIME e il *Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione* (TIC - Allegato C), con efficacia dall'1 gennaio 2016.

La durata del periodo regolatorio è stata articolata in due sotto periodi, ciascuno di durata quadriennale (NPR1: 2016-2019 e NPR2: 2020-2023). Con riferimento all'NPR1, è prevista la definizione di schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi operativi e di schemi di regolazione del tipo *rate-of-return* per i costi di capitale, in sostanziale continuità metodologica con i criteri adottati nel precedente periodo di regolazione. Relativamente all'NPR2, è prevista invece l'adozione, in via evolutiva, di un approccio in chiave di controllo complessivo della spesa (approccio c.d. *totex*), come sarà successivamente definito.

Tariffe per il servizio di trasmissione

Ai sensi dell'art. 4 del TIT, con la determina 19 maggio 2016, 11/2016 - DIUC, sono state individuate le modalità e le tempistiche per la comunicazione delle informazioni necessarie all'aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di trasmissione. In particolare, tale determina prevede che il gestore del sistema di trasmissione, con riferimento all'intero perimetro della RTN, trasmetta all'Autorità non oltre il 31 ottobre dell'anno *t*, utilizzando la modulistica predisposta dagli Uffici dell'Autorità, le informazioni necessarie all'aggiornamento tariffario, unitamente ad una proposta di ricavo riconosciuto a copertura dei costi del servizio di trasmissione per l'anno *t+1* (proposta tariffaria); e che, a tal fine, in coerenza al comma 4.6 del TIT, i proprietari della RTN diversi dal gestore trasmettano al gestore stesso, entro il 30 settembre di ogni anno *t*, tutte le informazioni e la documentazione

9 La delibera 87/2016/R/eel reca *Specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione 2G nel settore elettrico, ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.*

10 Ai sensi del TIME, un punto di misura di generazione è un punto di misura, nella titolarità di un produttore, che rileva ai fini delle misure elettriche della produzione.

11 Ai sensi del TIME, un punto di immissione pura ai fini della misura è un punto di connessione, nella titolarità del produttore, asservito esclusivamente a impianti di produzione, attraverso il quale avvengono le immissioni di energia elettrica in rete e i soli prelievi finalizzati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione o a soddisfare consumi a essi equiparati.

necessarie, al fine di ottemperare agli obblighi informativi di cui all'art. 4 del TIT.

Con la delibera 22 dicembre 2016, 779/2016/R/eel, l'Autorità ha determinato le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2017, approvando la proposta tariffaria presentata dal gestore del sistema di trasmissione relativa all'aggiornamento, per l'anno 2017, dei ricavi di riferimento a copertura dei costi afferenti all'attività di trasmissione e dei costi sostenuti per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento. Inoltre, ai fini della determinazione delle tariffe di trasmissione per l'anno 2017, l'Autorità ha ritenuto opportuno, tra l'altro:

- considerare lo scostamento tra i ricavi riconosciuti per l'anno 2016, determinati con la delibera 654/2015/R/eel, sulla base dei dati di investimento di preconsuntivo relativi all'anno 2015, e i ricavi relativi al medesimo anno, rideterminati proforma sulla base dei dati di consuntivo;
- riconoscere, in coerenza con la delibera 24 giugno 2016, 335/2016/R/eel, l'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2015 a valere sul livello di ricavo riconosciuto e, di conseguenza, sul livello tariffario per l'anno 2017.

Con la delibera 20 ottobre 2016, 583/2016/R/eel, l'Autorità, in applicazione del meccanismo di garanzia del livello di ricavo riconosciuto per il servizio di trasmissione vigente ai sensi del comma 16.3 dell'Allegato A alla delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, ha determinato le partite economiche a garanzia dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione per l'anno 2015.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Al fine di favorire le aggregazioni tra le imprese di distribuzione di piccole dimensioni, l'Autorità, con la delibera 654/2015/R/eel, ha introdotto, relativamente ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, nell'NPR1, modalità differenziate di riconoscimento dei costi di capitale, tra le imprese che hanno oltre 100.000 punti di prelievo connessi alle proprie reti e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia.

Per le imprese con oltre 100.000 punti di prelievo, è prevista una stretta continuità metodologica con i criteri adottati nel periodo di regolazione 2012-2015, sia sotto il profilo della determinazione dei costi operativi sia sotto il profilo dei costi di capitale (remunerazione e ammortamenti).

Una delle principali novità riguarda la compensazione degli effetti finanziari del *regulatory lag* nel riconoscimento alle imprese distributrici dei nuovi investimenti. Dall'anno 2016, infatti, il riconoscimento tariffario include anche il valore degli investimenti dell'anno *n-1* rispetto all'anno di applicazione della tariffa. Tale meccanismo implica che le determinazioni tariffarie effettuate nell'anno *t*, cui si riferiscono le tariffe di riferimento, siano provvisorie, non essendo ancora disponibili i valori a consuntivo degli investimenti effettuati dalle imprese nell'anno *t-1*. Le tariffe di riferimento sono conseguentemente approvate in via definitiva solo nell'anno successivo, quando il valore degli investimenti oggetto di riconoscimento tariffario è, appunto, disponibile a consuntivo.

Riguardo alle imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo, per la determinazione delle tariffe di riferimento è previsto invece che vengano definiti meccanismi di riconoscimento dei costi basati su criteri parametrici con riferimento sia al servizio di distribuzione sia al servizio di misura.

È, peraltro, stabilito, in continuità con il precedente periodo di regolazione, il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. "tariffa obbligatoria") e le tariffe di riferimento definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributrice.

Con le delibere 12 maggio 2016, 233/2016/R/eel, e 27 ottobre 2016, 606/2016/R/eel, con specifico riferimento alle imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo, l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie per il servizio di distribuzione (inclusa la commercializzazione) e per il servizio di misura relative all'anno 2016. Tali tariffe sono state determinate in via definitiva con le delibere 24 marzo 2017, 188/2017/R/eel, e 30 marzo 2017, 199/2017/R/eel.

Con il documento per la consultazione 21 luglio 2016, 428/2016/R/eel, in merito alle imprese che connettono fino a 100.000 punti di prelievo, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti relativi ai criteri parametrici da adottare ai fini dei riconoscimenti tariffari relativi al servizio di distribuzione e di misura, prefigurando di adottare il provvedimento finale entro l'autunno 2016.

In esito alla consultazione, è emersa una non piena condivisione delle proposte dell'Autorità, in particolare con riferimento alle modalità di determinazione del livello di partenza delle tariffe calcolate secondo criteri parametrici. Gli *stakeholders*, inoltre, hanno manifestato la necessità di approfondire i temi legati alle variabili da considerare nel riconoscimento dei costi, al fine di riflettere correttamente sugli

effetti legati alla presenza di variabili al di fuori del controllo delle imprese che comportano condizioni e costi differenziati di erogazione del servizio. In merito alla tariffe di riferimento per il servizio di misura è emersa, infine, l'esigenza di coordinamento con le ipotesi di riconoscimento dei costi per i sistemi di *smart metering* di seconda generazione, illustrate nel documento per la consultazione 4 agosto 2016, 457/2016/R/eel.

I suddetti approfondimenti hanno comportato la dilazione dei tempi per l'adozione del provvedimento finale relativo ai criteri parametrici per la determinazione delle tariffe di riferimento per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo. Pertanto, al fine di preservare l'equilibrio economico-finanziario di tali imprese, nelle more della conclusione del procedimento, con la delibera 6 dicembre 2016, 734/2016/R/eel, l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie relative ai servizi di distribuzione e misura per l'anno 2016, applicando i criteri in sostanziale continuità con quelli utilizzati per le imprese di maggiori dimensioni.

Con la delibera 22 dicembre 2016, 778/2016/R/eel, sono state approvate le tariffe obbligatorie relative al servizio di distribuzione e di misura per l'anno 2017.

Ulteriori attività svolte con riferimento alle tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Con la delibera 17 marzo 2016, 112/2016/R/eel, l'Autorità ha rettificato le tariffe di riferimento di cui al comma 8.1 del TIT, per l'anno 2015, nei confronti di una impresa distributrice, a seguito dell'individuazione di un errore materiale nelle procedure di calcolo relative alla medesima impresa.

Con la delibera 4 agosto 2016, 453/2016/R/eel, l'Autorità ha rideterminato le tariffe di riferimento di cui al comma 8.1 del TIT, relative all'anno 2015, nei confronti di una impresa distributrice, a seguito dell'individuazione di un errore dell'impresa medesima in fase di trasmissione dei dati, che comprometteva potenzialmente l'equilibrio economico della suddetta impresa, limitando le possibilità di reperimento delle risorse necessarie a finanziare i necessari investimenti futuri sulle reti di distribuzione.

Con le delibere 17 marzo, 114/2016/R/eel, 115/2016/R/eel, 116/2016/R/eel, 24 marzo 2016, 128/2016/R/eel, 129/2016/R/eel, 130/2016/R/eel, 131/2016/R/eel, 132/2016/R/eel, 1 aprile 2016, 161/2016/R/eel e 162/2016/R/eel, l'Autorità ha rideterminato le tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione di cui al comma 8.1 del TIT, per il periodo 2012-2015, per dieci imprese distributrici, nei confronti delle quali le tariffe medesime erano state approvate negli anni scorsi in via provvisoria, poiché superiori al doppio del valore medio nazionale. Le rideterminazioni tariffarie sono avvenute a seguito della conclusione dell'indagine conoscitiva avviata con la delibera 6 giugno 2014, 256/2014/E/com, nell'ambito della quale sono emerse anomalie riguardo alla stratificazione degli investimenti sulla base dei quali erano state determinate le tariffe di riferimento provvisorie.

Con le delibere 22 settembre 2016, 510/2016/R/eel, 511/2016/R/eel, 512/2016/R/eel, 513/2016/R/eel, 514/2016/R/eel e 515/2016/R/eel, l'Autorità ha approvato, per sei imprese distributrici, il riconoscimento della maggiore remunerazione, di cui al comma 13.1 del TIT, riferita agli investimenti incentivati entrati in esercizio nel periodo di regolazione 2008-2011 per l'anno tariffario 2016.

Infine, con la delibera 6 ottobre 2016, 548/2016/R/eel, l'Autorità ha determinato gli importi ad integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto per i dipendenti di aziende elettriche spettanti alle imprese distributrici fino al 30 giugno 2014, in ottemperanza delle disposizioni del decreto legge n. 91/14, convertito, con modificazioni, nella legge 11 agosto 2014, n. 116, ed ha subordinato l'erogazione degli importi medesimi al perfezionamento di una specifica istanza presentata dalle imprese interessate alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA).

Perequazione specifica aziendale per le imprese di distribuzione elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo

Con la delibera 15 dicembre 2016, 758/2016/R/eel, l'Autorità ha rivisto le disposizioni in materia di perequazione specifica aziendale per le imprese di distribuzione elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo. Tali disposizioni erano state introdotte con la delibera 24 novembre 2011, ARG/elt 168/11, in ossequio all'art. 38, comma 3, del decreto legislativo n. 93/11, il quale dispone che, ai fini della rimozione degli ostacoli all'aggregazione delle piccole imprese di distribuzione di energia elettrica e per favorirne l'efficienza, l'Autorità, nell'ambito della regolazione generale, avrebbe dovuto individuare, per le imprese di distribuzione di energia elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo, appositi meccanismi di perequazione specifica aziendale, da applicarsi, con metodi di calcolo forfetario dal 2008 alla data di entrata in vigore del medesimo decreto.

Con la delibera ARG/elt 168/11, l'Autorità aveva dato attuazione

alla citata disposizione del decreto legislativo n. 93/11, definendo le modalità di applicazione del regime di perequazione specifica aziendale per le imprese di distribuzione con meno di 5.000 punti di prelievo, con modalità parametriche per gli anni dal 2008 al 2011 e con modalità semplificate per gli anni successivi. Tuttavia, a seguito di istanze pervenute dalle associazioni di categoria delle imprese e al termine di un'apposita consultazione (documento per la consultazione 16 ottobre, 499/2014/R/eel), con la delibera 758/2016/R/eel l'Autorità ha accolto alcune delle istanze di modifica del regime di perequazione specifica aziendale di tipo parametrico, prevedendo di:

- calcolare l'effetto della variabile esogena densità d'utenza sulla base dell'intera lunghezza della rete di distribuzione in bassa e in media tensione, e non solo della lunghezza delle dorsali;
- tenere conto dell'acquisizione, da parte delle imprese, del ramo di distribuzione da Enel o da soggetti terzi, effettuata successivamente al 2008;
- ammettere al regime le imprese di distribuzione con meno di 5.000 punti di prelievo costituitesi successivamente all'anno 2008, ma comunque prima dell'entrata in vigore del decreto legislativo n. 93/11, purché le stesse avessero presentato istanza ai sensi della delibera 28 giugno 2012, 267/2012/R/eel;
- riconoscere a titolo definitivo gli importi di perequazione alle imprese che abbiano ceduto, dopo il 2008, il ramo di distribuzione a soggetti terzi, in particolare agli operatori di maggiori dimensioni, pur in assenza della prosecuzione dell'istruttoria ai fini del regime semplificato di perequazione specifica;
- riconoscere gli importi di perequazione a titolo di incentivo all'aggregazione tra le imprese di distribuzione, anche alle imprese che abbiano ceduto a terzi la sola rete di distribuzione.

Con il medesimo provvedimento, in un'ottica di semplificazione amministrativa ed al fine di dare certezza ai tempi di conclusione dei procedimenti istruttori di perequazione specifica aziendale, l'Autorità ha altresì disposto: che alle imprese ammesse al regime, con uno scostamento parametrico positivo, siano riconosciuti a titolo definitivo gli importi spettanti per il periodo 2008-2015, previa rinuncia al proseguimento delle istruttorie ai fini del regime semplificato, a partire dal 2012; che alle imprese ammesse al regime, le quali intendano proseguire l'istruttoria ai fini del regime semplificato per gli anni dal 2012 in poi, siano riconosciuti gli importi calcolati con modalità parametrica per il periodo 2008-2011 a titolo provvisorio a valere sui risultati finali di perequazione specifica aziendale. Inoltre, l'Autorità ha integrato le modalità alternative di ricostruzione del capitale investito, ai fini del regime di perequazione specifica aziendale con modalità semplificata, con specifiche disposizioni che consentano alle imprese e anche agli enti pubblici locali (Comuni) la suddetta ricostruzione, utilizzando fonti alternative alla contabilità, ulteriori rispetto alla perizia di stima del patrimonio. Tali fonti sono state oggetto di apposita ricognizione da parte dell'Autorità nel settore della distribuzione del gas naturale, di cui al documento per la consultazione 499/2014/R/eel.

Determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite a Enel

Nel 2016 è proseguita l'attività finalizzata alla determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori non trasferite a Enel. L'Autorità, a seguito della conclusione delle istruttorie condotte dalla CSEA, ha approvato le seguenti delibere:

- 157/2016/R/eel dell'1 aprile 2016, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2013, per l'impresa elettrica minore Selis Marettimo;
- 158/2016/R/eel dell'1 aprile 2016, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2013, per l'impresa elettrica minore Selis Linosa;
- 159/2016/R/eel dell'1 aprile 2016, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2013, per l'impresa elettrica minore Selis Lampedusa;
- 160/2016/R/eel dell'1 aprile 2016, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2013, per l'impresa elettrica minore Smede Pantelleria;
- 187/2016/R/eel del 21 aprile 2016, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2013, per l'impresa elettrica minore Germano Industrie Elettriche;
- 188/2016/R/eel del 21 aprile 2016, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2013, per l'impresa elettrica minore SIE – Società Impianti Elettrici;
- 189/2016/R/eel del 21 aprile 2016, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2013, per l'impresa

elettrica minore Società Elettrica Liparese;

- 190/2016/R/eel del 21 aprile 2016, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2013, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Ponzese;
- 230/2016/R/eel del 12 maggio 2016, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2013, per l'impresa elettrica minore Impresa Elettrica D'Anna e Bonaccorsi;
- 231/2016/R/eel del 12 maggio 2016, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2013, per l'impresa elettrica minore Sea Società Elettrica di Favignana;
- 232/2016/R/eel del 12 maggio 2016 di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2013, per l'impresa elettrica minore Impresa Campo Elettricità I.C.EL.

Oneri connessi con le attività nucleari residue (A_2)

Con la delibera 7 giugno 2016, 291/2016/R/eel, l'Autorità ha riconosciuto a consuntivo gli oneri nucleari per il 2015, mentre con la delibera 4 agosto 2016, 454/2016/R/eel, ha determinato, a preventivo, gli oneri nucleari del 2016 ed ha apportato alcune modifiche all'elenco delle *milestone* 2016-2017.

La delibera 9 maggio 2013, 194/2013/R/eel, prevede che, entro il 31 ottobre dell'anno precedente l'inizio del nuovo periodo regolatorio, Sogin trasmetta un programma a vita intera, aggiornato dei costi complessivi della commessa nucleare, al fine della regolazione del suddetto nuovo periodo. Al riguardo, Sogin ha chiesto all'Autorità di poter rinviare di un anno la disposizione del programma a vita intera e di applicare un regime transitorio per l'anno 2017.

Nel corso del 2016 sono pervenute le risorse finanziarie destinate alla riduzione della componente tariffaria A_2 dall'art. 5, comma 2, del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, nella legge 9 agosto 2013, n. 98. Con il decreto 31 dicembre 2015, il Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, ha dato attuazione alle disposizioni contenute nel citato provvedimento, e sono pertanto pervenute alla CSEA le risorse di competenza 2015 (98 milioni di euro) e 2016 (15 milioni di euro).

In considerazione del versamento delle menzionate risorse finanziarie, nonché del rallentamento delle attività di *decommissioning* registrato anche nel 2016, l'Autorità ha adeguato in diminuzione la componente tariffaria A_2, fino ad un livello (a partire dall'1 gennaio 2017) pari a circa un terzo di quello previsto nel primo trimestre 2016.

Anche nel corso del 2016 non si sono registrati progressi nel processo per la realizzazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi.

Oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili (A_3)

Nel corso del 2016 si è verificato l'anomalo e rilevante aumento dei costi inerenti alle incentivazioni della produzione da fonti rinnovabili, poiché, a partire da tale anno, i certificati verdi sono stati sostituiti da strumenti incentivanti amministrati, come più volte previsto dalla medesima Autorità (cfr. la *Relazione Annuale 2014* e la *Relazione Annuale 2015*).

Tuttavia, gli adeguamenti operati nel corso del 2015 hanno consentito di far fronte alle suddette esigenze finanziarie straordinarie del 2016. Con riferimento alla competenza 2016, il deficit pregresso del conto A_3, maturato soprattutto anteriormente all'anno 2011, risulta praticamente annullato.

Sulla base delle prime stime, nell'anno 2017, gli oneri posti in capo al conto A_3 evidenziano una significativa diminuzione rispetto a quelli attesi per il 2016.

Con la delibera 814/2016/R/com, l'Autorità ha pertanto ridotto la componente tariffaria A_3.

TAV. 2.1

Dettaglio degli oneri A_3

Milioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2015		2016	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	285	2,2	259	1,8
Ritiro certificati verdi	3.851	29,7	2.062	14,3
Conversione CV in incentivi	0	0,0	3.320	23,0
Fotovoltaico	6.237	48,0	5.981	41,4
Ritiro dedicato	38	0,3	49	0,3
Tariffa omnicomprensiva	1.859	14,3	1.940	13,5
Scambio sul posto	159	1,2	181	1,3
FER incentivi amministrati	152	1,2	305	2,1
Altro	1	0,01	1	0,01
TOTALE RINNOVABILI	12.582	96,9	14.098	97,7
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	309	2,4	280	1,9
Oneri CO_2 assimilate	37	0,3	35	0,2
Copertura certificati verdi assimilate	37	0,3	14	0,1
Risoluzione CIP6	18	0,1	9	0,1
Revisione prezzi ex DM 20/11/2012	2	0,00	0	0,0
TOTALE ASSIMILATE	403	3,1	338	2,3
TOTALE ONERI A_3	12.985	100,0	14.436	100,0

Fonte: GSE.

Progressiva revisione delle tariffe domestiche

Nella *Relazione Annuale 2015* sono state illustrate le fasi conclusive del 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[12].

Nell'ambito del percorso triennale di graduale attuazione della riforma tariffaria disegnata nella delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel, è stato avviato, dall'1 gennaio 2016, il primo step, con la ridefinizione dei corrispettivi tariffari inerenti ai servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura), in modo da aumentare le quote fisse applicate ai clienti con tariffa D2 (residenti e con potenza impegnata non superiore a 3 kW) e da smorzare la struttura progressiva delle quote variabili (espresse in c€/kWh).

Con la delibera 22 dicembre 2016, 782/2016/R/eel, dall'1 gennaio 2017 è stato avviato il secondo step della riforma, che ha previsto:

- l'adozione, per i corrispettivi tariffari per i servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura), della struttura a regime trinomia e non progressiva (indicata come TD), da applicare a tutti i clienti domestici, indipendentemente dalla condizione di residenza anagrafica;
- la ridefinizione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, in modo da smorzare l'effetto di progressività ai consumi e da limitare a due il numero di aliquote diversificate tra scaglioni di consumo annuo, così da tendere progressivamente al completo superamento della progressività di tali componenti a valere dall'1 gennaio 2018;
- il superamento della distinzione dei clienti domestici tra sottotipologie definite, ai fini tariffari, in base sia alla condizione di

12 Tale procedimento è stato avviato con la delibera 16 maggio 2013, 204/2013/R/eel, poi assorbito nell'ambito del nuovo e più ampio procedimento avviato con la delibera 7 agosto 2014, 412/2014/R/efr, per l'attuazione di quanto disposto dal decreto legislativo n. 102/14.

residenza anagrafica sia alla potenza contrattualmente impegnata, mantenendo solo una differenziazione tra l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente (clienti residenti) o in luoghi diversi da questa (clienti non residenti);

- una riduzione della progressività che aveva finora caratterizzato la struttura della componente tariffaria a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela, allineandola a quella applicata per i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema;
- interventi atti ad agevolare il cliente finale domestico nell'ottimizzazione della propria spesa per la fornitura di energia elettrica, tramite l'individuazione del livello di potenza contrattualmente impegnata, maggiormente rispondente alle proprie esigenze (introduzione di livelli di potenza contrattualmente impegnata, con un passo più fitto e riduzione per 24 mesi, a decorrere dall'1 aprile 2017, dei costi associati ad ogni operazione di variazione di questo aspetto contrattuale).

Inoltre, con riferimento alla sperimentazione tariffaria, si è ritenuto opportuno adeguare, a decorrere dall'1 gennaio 2017 e fino al completamento della transizione alla nuova struttura tariffaria di regime (1 gennaio 2018), le condizioni economiche applicabili ai clienti domestici che hanno aderito a tale sperimentazione, al fine di garantire la tutela degli investimenti compiuti. Tale intervento è disceso dalla constatazione che l'attuazione del secondo step della riforma tariffaria domestica, così come sopra descritto, in assenza di altri interventi specifici per i clienti aderenti alla sperimentazione tariffaria, avrebbe comportato dall'1 gennaio 2017 che le condizioni economiche, applicate alla generalità dei clienti domestici residenti, sarebbero potute risultare più favorevoli delle condizioni definite con la delibera 8 maggio 2014, 205/2014/R/eel, per molti dei clienti aderenti alla sperimentazione tariffaria, vanificando dunque in parte la convenienza economica della loro adesione.

Con specifico riferimento agli effetti della riforma tariffaria sui clienti in condizioni di disagio economico che hanno diritto al riconoscimento del bonus sociale, si evidenziano le rilevanti innovazioni positive introdotte con l'emanazione del decreto ministeriale 29 dicembre 2016.

Le analisi elaborate dall'Autorità in relazione alle variazioni di spesa indotte su tali clienti, tra il 2016 e il 2017, dall'attuazione della riforma tariffaria, da un lato, e dall'incremento delle compensazioni del bonus sociale, dall'altro, hanno consentito di verificare come quest'ultimo sia in grado di svolgere compiutamente la propria funzione protettiva, sterilizzando *in toto* gli aumenti di spesa anche per i clienti domestici caratterizzati da bassi consumi annui.

Riforma degli oneri generali per i clienti non domestici

L'art. 3, comma 2, lettera b), del decreto legge 30 dicembre 2015, n. 210, come convertito con la legge 25 febbraio 2016, n. 21, ha previsto che l'Autorità provveda «*ad adeguare, con decorrenza dal 1° gennaio 2016, in tutto il territorio nazionale, la struttura delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema elettrico applicate ai clienti dei servizi elettrici per usi diversi da quelli domestici ai criteri che governano la tariffa di rete per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura in vigore alla medesima data, tenendo comunque conto dei diversi livelli di tensione e dei parametri di connessione, oltre che della diversa natura e delle peculiarità degli oneri rispetto alla tariffa*».

Con la delibera 30 marzo 2016, 138/2016/R/eel, l'Autorità ha dunque avviato un procedimento per la determinazione delle componenti tariffarie relative agli oneri generali del sistema elettrico per le utenze non domestiche e ha altresì stabilito che, nelle more del procedimento avviato, i valori delle componenti tariffarie, a copertura degli oneri generali di sistema già deliberati per il primo trimestre 2016 (cfr. la delibera 28 dicembre, 657/2015/R/com), e i successivi aggiornamenti fossero applicati alle utenze non domestiche in via provvisoria, a titolo di acconto e salvo conguaglio, da effettuare secondo le modalità da definire con provvedimento al termine del suddetto procedimento.

Conseguentemente, con le delibere 30 marzo 2016, 139/2016/R/com, 28 giugno 2016, 352/2016/R/com, 29 settembre 2016, 534/2016/R/com, e 29 dicembre 2016, 814/2016/R/com, l'Autorità ha fissato solo in via provvisoria i valori delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per le utenze non domestiche, a titolo di acconto e salvo conguaglio, per tutto l'anno 2016 e a partire dall'1 gennaio 2017.

Con il documento per la consultazione 24 maggio 2016, 255/2016/R/eel, che illustra gli orientamenti iniziali in merito alle modalità di attuazione delle disposizioni di cui al citato art. 3, comma 2, lettera b), del decreto legge n. 210/15, l'Autorità ha proposto:

- riguardo al perimetro di applicazione della riforma degli oneri

generali, che la riforma riguardasse l'insieme delle seguenti componenti A_2, A_3, A_4, A_5, A_s, MCT, UC_4 e UC_7;
- quale struttura di riferimento per la definizione della nuova struttura tariffaria per le suddette componenti, la somma delle componenti TRAS, DIS, MIS e delle componenti perequative UC_3 e UC_6.

Il documento per la consultazione 255/2016/R/eel ha, quindi, proposto diverse ipotesi alternative per la nuova struttura tariffaria a copertura degli oneri generali per i clienti non domestici, più o meno riflessiva della struttura tariffaria applicata ai servizi di rete, secondo quanto previsto dalle disposizioni legislative. Le ipotesi alternative proposte hanno, in ogni caso, in comune:

- una struttura caratterizzata da tre aliquote: un'aliquota fissa espressa in c€/punto di prelievo/anno, un'aliquota unitaria espressa in c€/kW/anno e un'aliquota unitaria espressa in c€/kWh;
- le aliquote di cui al precedente punto sono differenziate per classi di clienti uguali a quelle utilizzate ai fini dell'applicazione delle tariffe di rete.

L'art. 6, comma 9, del decreto legge 30 dicembre 2016, n. 244, come modificato in sede di conversione nella legge 27 febbraio 2017, n. 19, ha prorogato la decorrenza delle disposizioni relative agli oneri generali del sistema elettrico per le utenze non domestiche, dall'1 gennaio 2016 all'1 gennaio 2018.

Con la delibera 9 marzo 2017, 126/2017/R/eel, l'Autorità ha pertanto confermato in via definitiva i valori delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per le utenze non domestiche, come determinati con le delibere 657/2015/R/com, 139/2016/R/com, 352/2016/R/com, 534/2016/R/com e 814/2016/R/com, nonché la struttura degli oneri generali di sistema per le utenze non domestiche per tutto l'anno 2017.

In tema di oneri generali di sistema, il gruppo di lavoro elettricità dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento ha chiesto di migliorare ulteriormente il processo di trasparenza e di *accountability* dell'Autorità. Per soddisfare tale richiesta, nella tavola 2.2 si riportano, per tipologia di clienti, i volumi sottostanti in termini di energia prelevata, numero di punti di prelievo e potenza impegnata, nonché di allocazione degli oneri generali a livello aggregato, riferiti all'anno 2016.

Agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica

Nel corso del 2016 è proseguito il procedimento, instaurato avanti la Direzione Generale Concorrenza della Commissione europea, per la verifica di compatibilità delle misure disposte a favore delle imprese a forte consumo di energia elettrica con la *Disciplina in materia di*

TAV. 2.2

Componenti tariffarie A_1, A_3, A_4, A_5, A_s, A_e, UC_1, UC_7 e MCT per tipologia di clienti

	TIPOLOGIE	ENERGIA PRELEVATA (TWh)	(%)	POTENZA GW	(%)	PUNTI DI PRELIEVO n.	(%)	ONERI GENERALI M€	(%)
Clienti domestici	Residenti e con potenza impegnata <=3 kW	44.739	17,19%	65.156	36,02%	21.972.125	59,89%	2.188,4	13,80%
	Non residenti o con potenza impegnata >3 k	13.266	5,10%	28.284	15,64%	7.584.137	20,67%	1.096,7	6,92%
	Totale domestici	**58.005**	**22, 29%**	**93.441**	**51,66%**	**29.556.261**	**80,56%**	**3.285,1**	**20,71%**
Clienti non domestici	Clienti per Illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	5.971	2,29%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	411,9	2,60%
	Clienti non domestici in bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	67.279	25,85%	51.406	28,42%	7.028.619	19,16%	5.579,0	35,18%
	Clienti in media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	92.692	35,62%	24.924	13,78%	1.093	0,28%	5.400,5	34,05%
	Clienti in alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferrov.)(A)	36.293	13,95%	11.115	6,14%	36.293	0,00%	1.183,7	7,46%
	Totale non domestici	**202.236**	**77,71%**	**87.445**	**48,34%**	**7.130.630**	**19,44%**	**12.575,1**	**79,29%**
	Totale	**260.241**	**100,00%**	**180.886**	**100,00%**	**36.686.891**	**100,00%**	**15.860,2**	**100,00%**

(A) Il dato di potenza dei clienti AT/AAT è un dato di consuntivo 2015.

aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020, di cui alla Comunicazione 2014/C 200/01 (*Linee guida*). Le sezioni 3.7.2 e 3.7.3 delle suddette *Linee guida* prevedono, tra l'altro, che gli Stati membri possano adottare misure di agevolazione per le imprese a forte consumo di energia elettrica sotto forma di riduzione dei costi associati esclusivamente al finanziamento della produzione di energia da fonti rinnovabili e nel rispetto di determinate condizioni (indicate al paragrafo 3.7.2); prevedono, inoltre, che la Commissione debba approvare un piano di aggiustamento nei casi in cui i sistemi di agevolazioni preesistenti all'entrata in vigore di detta disciplina non siano conformi a dette condizioni.

Con la delibera, 7 aprile 2016, 175/2016/R/eel, nelle more della conclusione del procedimento europeo di verifica da parte della Commissione europea, l'Autorità aveva previsto, con riferimento alle agevolazioni erogate previa garanzia fideiussoria alle imprese a forte consumo di energia elettrica, relativamente al periodo 1 luglio 2013 – 31 dicembre 2013, che le imprese beneficiarie potessero prorogare le garanzie rilasciate, mediante la consegna alla CSEA di un *addendum* di proroga della fideiussione già rilasciata, ovvero di una nuova fideiussione bancaria o assicurativa, con scadenza fissa al 30 novembre 2016, prorogabile di ulteriori 12 mesi.

In attesa del completamento del procedimento europeo, con la delibera 17 novembre 2016, 677/2016/R/eel, l'Autorità ha fornito alla CSEA indicazioni urgenti, allo scopo di attuare le misure agevolative a favore delle imprese a forte consumo di energia elettrica per gli anni di competenza 2013, 2014 e 2015, stabilendo, fra l'altro che:

- relativamente all'anno 2013, la CSEA provvede a restituire alle imprese le garanzie fideiussorie detenute in relazione alle somme già erogate a titolo di agevolazione di competenza del secondo semestre 2013, ad eccezione delle imprese che, in esito alle verifiche da compiersi per individuare eventuali sovracompensazioni, dovessero risultare invece potenzialmente passibili di restituzione delle agevolazioni; a tali imprese viene richiesto di rinnovare le fideiussioni già presentate relative al periodo 1 luglio – 31 dicembre 2013;
- relativamente all'anno 2014, la CSEA procede a pubblicare nel più breve tempo possibile l'elenco delle imprese a forte consumo di energia. Entro 60 giorni dalla pubblicazione di tale elenco, le imprese distributrici calcolano e comunicano agli esercenti la vendita l'ammontare dei conguagli relativi al pagamento della componente A_e inerenti al 2014 (le modalità per l'effettuazione dei conguagli saranno definite con successivo provvedimento);
- relativamente all'anno 2015, sarebbero state fornite adeguate disposizioni alla CSEA per la raccolta, tramite portale on line, delle dichiarazioni attestanti la titolarità dei requisiti dei soggetti a forte consumo di energia elettrica (confermando quanto già previsto dalla delibera 17 marzo 2016, 120/2016/R/eel, in merito alla raccolta dei dati relativi al valore aggiunto lordo delle imprese). In particolare, il comma 6.1 della delibera 677/2016/R/eel prevede che entro il 31 gennaio 2017, la CSEA provveda all'apertura del portale ai fini della raccolta delle dichiarazioni attestanti la titolarità dei requisiti tipici delle imprese a forte consumo di energia elettrica per l'anno 2015, secondo le modalità individuate da un successivo provvedimento.

Con la delibera 28 dicembre 2016, 801/2016/R/eel, l'Autorità ha fornito alla CSEA le indicazioni operative, al fine di consentire l'apertura del portale on line, e ha rinviato ad un provvedimento successivo la determinazione delle modalità e delle tempistiche di regolazione delle partite economiche afferenti alle agevolazioni spettanti alle imprese incluse nell'elenco 2015, nonché dei conguagli relativi all'applicazione nell'anno 2015 della componente A_e e delle disposizioni di cui ai commi 70.1 e 70.1-*bis* dell'Allegato A alla delibera ARG/elt 199/11.

Il 31 gennaio 2017, la CSEA ha reso disponibile il suddetto portale, al fine dell'iscrizione delle imprese aventi diritto nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica per l'anno 2015.

Conseguentemente, con la delibera 23 febbraio 2017, 81/2017/R/eel, l'Autorità ha ampliato l'accesso alle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica, a partire dall'anno di competenza 2015, anche alle imprese operanti nel settore estrattivo. In particolare, possono accedere alle agevolazioni anche le imprese con codici ATECO[13] corrispondenti ai codici estrattivi NACE, inclusi nell'Allegato

13 L'ATECO è la classificazione italiana delle attività economiche produttive. Essa deriva dalla NACE (Nomenclatura europea delle attività economiche), acronimo utilizzato per designare le varie classificazioni statistiche delle attività economiche elaborate a partire dal 1970 nell'Unione europea. La NACE rappresenta, dunque, il riferimento europeo per la produzione e la divulgazione di dati statistici relativi alle attività economiche. Il codice ATECO è una combinazione alfanumerica che identifica un'attività economica. Le lettere individuano il macrosettore economico, mentre i numeri (da due fino a sei cifre) rappresentano, con diversi gradi di dettaglio, le specifiche articolazioni e sottocategorie dei settori stessi.

3 e nell'Allegato 5 delle *Linee guida*, integrando, pertanto, quanto previsto dalla delibera 3 ottobre 2013, 437/2013/R/eel.

Con il medesimo provvedimento è stato, infine, previsto che la CSEA possa concedere, alle imprese operanti nei settori estrattivi, un periodo di tempo adeguato ai fini della registrazione, protraendo - solo per tali imprese - il termine per la presentazione della dichiarazione fino a un massimo di 30 giorni solari rispetto a quello previsto dalla delibera 801/2016/R/eel.

Semplificazioni delle procedure per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica

Con la delibera 21 luglio 2016, 424/2016/R/eel, l'Autorità, al termine della consultazione avviata con il documento per la consultazione 12 maggio 2016, 234/2016/R/eel, ha apportato alcune modifiche e innovazioni al *Testo integrato delle connessioni attive* (TICA)[14], in termini sia di semplificazione nelle procedure di connessione degli impianti di produzione sia di implementazione dei nuovi flussi informativi sul sistema GAUDÌ, in relazione allo stato degli impianti di produzione di energia elettrica. Nel dettaglio, il provvedimento:

- rimodula i valori del corrispettivo per il conseguimento del preventivo, stabilendo valori più bassi rispetto ai precedenti, nel caso di richieste di connessione con potenze in immissione fino ad un massimo di 10 kW, al fine di evitare che essi incidano in modo significativo sul costo totale dell'impianto di produzione di energia elettrica;
- definisce le disposizioni finalizzate alla gestione, nel sistema GAUDÌ, delle attività di messa in conservazione, di riattivazione e dismissione degli impianti di produzione di energia elettrica, prevedendo in particolare che:
  - nel caso di impianti di produzione ovvero unità di produzione messi in conservazione, la potenza disponibile in immissione rimanga nella disponibilità del medesimo impianto o unità di produzione;
  - nel caso di impianti di produzione ovvero unità di produzione in dismissione, la potenza disponibile in immissione non rimanga nella disponibilità del produttore e, conseguentemente, sia resa disponibile per l'utilizzo da parte del gestore di rete per la connessione di altre utenze;
- sia applicato un corrispettivo forfetario, a copertura dei costi sostenuti ai fini delle attività di propria competenza associate alla riattivazione degli impianti di produzione e delle unità di produzione, posto convenzionalmente pari a quello previsto dall'art. 27 del *Testo integrato connessioni* (TIC)[15], relativo alla disattivazione e alla riattivazione della fornitura per morosità e riallacciamento di utenze stagionali; prevede che, nel caso di richiesta di modifica del preventivo prima dell'accettazione, qualora il gestore di rete ne rifiuti la modifica, l'accettazione del primo preventivo possa comunque avvenire entro le tempistiche previste dal TICA, al netto dell'intervallo di tempo intercorso tra la data di richiesta di modifica del preventivo e la data di ricevimento, da parte del richiedente, del diniego del gestore di rete.

Implementazione dei regolamenti europei in materia di connessioni alle reti elettriche

Sulla base del regolamento (CE) 714/2009[16], la Commissione europea ha recentemente approvato i seguenti tre regolamenti:

- il regolamento (UE) 631/2016 della Commissione europea del 14 aprile 2016, *Requirements for Generators* (RfG), che istituisce un Codice di rete recante i requisiti per la connessione dei generatori di energia elettrica. Il regolamento RfG, entrato in vigore il 17 maggio 2016, troverà applicazione a decorrere dal 27 aprile 2019;
- il regolamento (UE) 1388/2016 della Commissione europea del 17 agosto 2016, *Demand Connection Code* (DCC), che istituisce un Codice di rete recante i requisiti per la connessione degli impianti di consumo connessi al sistema di trasmissione, degli impianti di distribuzione connessi al sistema di trasmissione, dei sistemi di distribuzione, compresi gli SDC, e delle unità di consumo utilizzate per fornire servizi di gestione della domanda. Il regolamento DCC, entrato in vigore il 7 settembre 2016,

14 Allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08.

15 Allegato A alla delibera 654/2015/R/eel.

16 Esso stabilisce norme non discriminatorie che disciplinano l'accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, al fine di garantire il buon funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica.

troverà applicazione a decorrere dal 18 agosto 2019;

- il regolamento (UE) 1447/2016 della Commissione europea del 26 agosto 2016, *High-Voltage Direct Current* (HVDC), che istituisce un Codice di rete recante i requisiti per la connessione dei sistemi in corrente continua ad alta tensione e dei parchi di generazione connessi in corrente continua. Il regolamento HVDC, entrato in vigore il 28 settembre 2016, troverà applicazione a decorrere dall'8 settembre 2019.

A seguito dell'emanazione dei sopracitati regolamenti, con la delibera 16 febbraio 2017, 67/2017/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'implementazione dei medesimi, integrandoli nella regolazione vigente[17], che dovrà concludersi in tempo utile affinché le menzionate disposizioni europee possano trovare piena efficacia entro le date previste per la rispettiva applicazione.

Tra l'altro, i regolamenti RfG, DCC e HVDC prevedono la possibilità di richiedere deroghe da parte sia degli utenti sia dei gestori di rete. Nel primo caso, la richiesta è presentata al gestore di rete competente (DSO o TSO) mentre, nel secondo caso, è presentata all'Autorità, fermo restando che i medesimi regolamenti europei, definendo le modalità e le tempistiche per il coinvolgimento di tutti i soggetti interessati, statuiscono che spetti comunque alle singole Autorità di regolazione la decisione finale in merito ad ogni richiesta di deroga. Detti regolamenti prevedono, altresì, che le Autorità di regolazione definiscano, previa consultazione, i criteri sulla base dei quali potranno essere valutate ed eventualmente concesse le deroghe.

Con il documento per la consultazione 16 febbraio 2017, 68/2017/R/eel, che si colloca nell'ambito del procedimento di cui alla delibera 67/2017/R/eel, l'Autorità ha presentato i propri primi orientamenti in ordine ai criteri in base ai quali saranno valutate ed eventualmente concesse le deroghe.

Affinché la deroga possa essere concessa, l'Autorità ritiene che occorra, in particolare, dimostrare che:

- non vi siano rischi per la sicurezza del sistema elettrico nazionale;
- non vi siano rischi per la sicurezza della rete elettrica alla quale sono o saranno connessi gli impianti e/o i sistemi per i quali è stata richiesta la deroga e vi siano impatti trascurabili sulla qualità del servizio;
- non vi siano rischi per la sicurezza degli scambi transfrontalieri;
- l'analisi costi/benefici resa disponibile dal soggetto richiedente la deroga evidenzi che i requisiti previsti dai regolamenti, qualora applicati, comportino costi superiori ai benefici;
- il richiedente dimostri di porre in essere tutte le azioni nella propria disponibilità, al fine di superare la necessità di una deroga e di mitigare le eventuali criticità (purché queste ultime siano ritenute accettabili).

Infine, il solo regolamento RfG disciplina anche le richieste di deroghe che possono essere presentate dai costruttori di gruppi di generazione, per i quali si richieda l'ammissione alla classificazione come "tecnologia emergente". Il termine per presentare le richieste di deroga all'Autorità è stato fissato al 17 novembre 2016[18]. Tre sono le richieste di ammissione pervenute, relativamente alle quali sono in corso gli opportuni approfondimenti, da parte dell'Autorità in coordinamento con le altre Autorità di regolazione della medesima area sincrona, allo scopo di decidere se ricomprendere tali gruppi di generazione tra le "tecnologie emergenti".

17 Affinché i tre richiamati regolamenti europei possano trovare piena applicazione in Italia a decorrere dalle date sopra richiamate, si rende necessario aggiornare la regolazione vigente, con particolare riferimento alle condizioni tecniche per la connessione che rappresentano il tema essenziale da essi trattato. Occorre, in particolare, aggiornare il TICA e il TIC (ove necessario), nonché il Codice di rete di Terna, la Norma CEI 0-16 e la Norma CEI 0-21 nelle parti che afferiscono alle condizioni tecniche per la connessione, qualora dovessero emergere elementi in contrasto con i regolamenti europei.

18 Si richiama, al riguardo, il comunicato 11 novembre 2016 già pubblicato sul sito internet dell'Autorità, recante *Modalità e tempistiche per la richiesta di ammissione alla categoria "tecnologie emergenti" ai sensi del regolamento (UE) 631/2016 da parte dei costruttori di gruppi di generazione elettrica.*

Sistemi di smart metering di seconda generazione 2G

Con la delibera 87/2016/R/eel, in attuazione dell'art. 9, comma 3, del decreto legislativo n. 102/14, l'Autorità ha definito le specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e i livelli attesi di performance dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione c.d. "2G", in vista della sostituzione dei misuratori di prima generazione che avranno completato la vita utile prevista a fini regolatori. Tale provvedimento, in sintesi, prevede che:

- i misuratori 2G siano dotati di due canali di comunicazione, il primo verso il sistema elettrico (*chain 1*) e il secondo verso i dispositivi utente (*chain 2*). Per tutte le soluzioni di comunicazione, l'Autorità mantiene un approccio tecnologicamente neutrale e vincola all'utilizzo di protocolli standard per garantire l'interoperabilità e l'intercambiabilità;
- i sistemi di *smart metering* 2G rispettino i livelli attesi di performance di sistema, con riferimento alle prestazioni in telelettura massiva, in telegestione, di riprogrammazione massiva, di segnalazione spontanea, e fissa alcuni criteri di tempistica per la messa a regime dei sistemi di *smart metering* 2G ad architettura a due livelli con concentratori, finalizzati al celere dispiegamento dei benefici durante la fase di sostituzione dei misuratori esistenti.

Tali livelli sono stati definiti tenendo conto del previsto sviluppo del SII, dell'evoluzione della regolazione del processo di fatturazione e di rettifica, delle procedure di *switching*, anche in considerazione della progressiva conclusione del servizio di maggior tutela, dell'introduzione di nuove formule commerciali, della possibilità di prepagamento e, in prospettiva, della partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento anche da parte dei clienti finali connessi in bassa tensione, attraverso opportuni prodotti di *demand response*.

I misuratori 2G (nella c.d. "versione 2.0") devono essere dotati di due canali di comunicazione: il primo verso il sistema elettrico (*chain 1*) che potrà utilizzare la *Power Line Carrier* (PLC) in banda A, la tecnologia di comunicazione RF 169 o altre tecnologie TLC; il secondo verso i dispositivi utente (*chain 2*). Per tutte le soluzioni di comunicazione, l'Autorità ha imposto l'utilizzo di protocolli standard, così da garantire l'intercambiabilità in occasione dei passaggi di concessione tra le imprese distributrici.

Il richiamato provvedimento, in considerazione dei potenziali sviluppi della tecnologia (soprattutto quella legata alle comunicazioni), ha anche previsto la possibilità di un'evoluzione incrementale dei misuratori verso una versione più avanzata (c.d. "versione 2.1"), caratterizzata da una soluzione tecnologica di comunicazione aggiuntiva (fibra ottica o wireless) per la *chain 2* ed eventualmente utilizzabile anche per la *chain 1*. Al riguardo, l'Autorità è in procinto di avviare un procedimento, al fine di valutare l'effettiva disponibilità di soluzioni tecnologiche standardizzate, che consenta di definire tali funzionalità incrementali, con la collaborazione dell'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni.

Con il documento per la consultazione 4 agosto 2016, 468/2016/R/eel, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti in merito agli effetti e ai necessari interventi regolatori di completamento per la fruibilità effettiva dei benefici connessi al sistema dell'energia elettrica, a seguito dell'introduzione dei sistemi 2G. In particolare, l'analisi è stata finalizzata a:

- identificare le opportunità di sviluppo di nuovi servizi o di processi esistenti, anche al fine di consentire la valutazione dei relativi oneri necessari;
- delineare i benefici associati agli scenari prospettati e individuare le possibili metodologie di quantificazione;
- valutare i gap regolatori, al fine di concretizzare tutte le opportunità consentite dai nuovi sistemi 2G;
- indirizzare un percorso di riforma che sia sostenibile, organico e tutelante nei confronti dei consumatori finali e di tutti gli *stakeholders* coinvolti.

Nel documento sono, altresì, riferiti i possibili esiti - di settore e nei confronti dei diversi attori della filiera - che l'adozione dei sistemi 2G potrebbe determinare in termini di miglioramento dei servizi e dei processi esistenti (fatturazione, gestione di eventi contrattuali, processi di *switching* e voltura ecc.), nonché sull'abilitazione di nuovi servizi e proposte commerciali (servizi di reporting e sviluppo di modelli comportamentali di consumo, *demande side response*, offerte di tipo prepagato ecc.). I benefici correlati alla diffusione dei sistemi 2G sono essenzialmente riconducibili alla disponibilità, per i vari attori della filiera e del cliente finale, di una quantità maggiore di dati (tipicamente le curve quartorarie), con una migliore precisione tra il momento del prelievo o dell'immissione e la loro messa a disposizione (ovvero entro 24 ore, se validati, oppure in *near real time*, attraverso la *chain 2*).

Inoltre, il provvedimento identifica la necessità di prevedere un opportuno adeguamento della normativa vigente, affinché le funzionalità tecniche dei sistemi 2G possano produrre appieno i loro benefici. Il diffondersi progressivo del nuovo sistema di misura consentirà, infatti, di adeguare alcuni processi sistemici per i soli clienti dotati della nuova tecnologia, creando una potenziale discriminazione tra i clienti, in funzione dell'organizzazione del piano di installazione e di messa a regime del sistema. In fase di aggiornamento della regolazione risulterà, dunque, opportuno valutare l'equilibrio tra la tempestività nell'attivazione dei benefici e la minimizzazione della differenza di trattamento tra i clienti appartenenti alla stessa tipologia.

Le attività relative ai sistemi di *smart metering* 2G sono proseguite poi con la definizione della disciplina per il riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione. Infatti, a seguito di un'ampia attività di consultazione (documenti per la consultazione 26 maggio 2016, 267/2016/R/eel, e 457/2016/R/eel), l'Autorità, con la delibera 10 novembre 2016, 646/2016/R/eel, ha individuato i criteri per il riconoscimento dei costi di capitale dei sistemi di *smart metering* 2G, fondati su schemi di regolazione incentivante. Per il triennio 2017-2019 tali schemi sono applicati solo alle spese di capitale, mentre a partire dal 2020 il riconoscimento degli stessi costi sarà basato su un approccio fondato sulla spesa totale (*totex*).

Con l'obiettivo di lasciare alle imprese la necessaria flessibilità nelle scelte di programmazione della sostituzione dei misuratori di prima generazione attualmente in campo, tenuto conto della normativa primaria e secondaria in materia, l'Autorità ha previsto che le imprese che intendono avviare la messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, conformi ai requisiti e ai livelli di performance previsti dalla delibera 87/2016/R/eel, sono tenute a predisporre, pubblicare e sottoporre a consultazione un piano quindicennale di messa in servizio, la cui approvazione, da parte dell'Autorità, può avvenire o secondo un percorso abbreviato, che prevede una decisione rapida (entro 90 giorni) nel caso in cui la spesa di capitale complessiva prevista dall'impresa risulti inferiore alla spesa di riferimento definita dall'Autorità, o secondo un percorso ordinario, più lungo e analitico.

L'approvazione del piano comporta l'ammissione dell'impresa a un regime tariffario specifico, che si fonda su elementi innovativi di regolazione tariffaria, tra cui in particolare: l'analisi delle previsioni di spesa, gli schemi di incentivo all'efficienza e controllo *ex post* dell'avanzamento, della spesa e delle performance. Inoltre, ai fini del riconoscimento tariffario è utilizzato un "profilo convenzionale", il quale esclude che possano esservi sovrapposizioni nel riconoscimento dei costi tra misuratori 1G e misuratori 2G.

Il riconoscimento incentivante dei costi è fondato sull'impiego della matrice di incentivi IQI che, definita tramite la delibera 646/2016/R/eel, fissa il valore degli incentivi da riconoscere alle imprese per le diverse combinazioni di spesa effettiva sostenuta dal distributore e spesa prevista dal regolatore. Tale matrice combina un incentivo all'efficienza - orientato a premiare (o viceversa penalizzare) l'impresa nel caso di spesa effettiva inferiore (o, rispettivamente, superiore) rispetto a quella prevista (*sharing*) - e un meccanismo orientato a indurre l'impresa a fornire una previsione di spesa veritiera (*additional income*).

L'applicazione della matrice IQI alle singole imprese segue l'approvazione di ogni singolo piano di messa in servizio, sulla base della spesa prevista definita dal regolatore.

Nel mese di dicembre 2016, e-distribuzione ha presentato la richiesta di ammissione al riconoscimento degli investimenti effettuati per la messa in servizio del proprio sistema di *smart metering* 2G. A seguito del processo di consultazione relativo a tale piano, gli Uffici dell'Autorità hanno verificato l'esistenza delle condizioni per l'accesso al percorso abbreviato. Ciò comporta che la spesa prevista sia tale da garantire la sostanziale invarianza tariffaria delle attuali tariffe applicate al servizio di misura dell'energia elettrica in bassa tensione.

L'approvazione del piano implica anche l'applicazione, anno per anno, di meccanismi di controllo dell'avanzamento dei piani delle imprese, prevedendo sistemi di decurtazione dei riconoscimenti

tariffari, in caso di mancato raggiungimento di almeno il 95% del target di avanzamento fissato dalla stessa impresa.
Infine, per le imprese che non presentano un piano di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, è stato definito un regime transitorio basato su logiche parametriche, efficace dal 2018, mentre per il 2017 sono confermate le attuali disposizioni fondate sul criterio del costo storico rivalutato con l'applicazione di un limite massimo alla spesa unitaria ammissibile, pari al 105% del valore di investimento lordo per misuratore, relativo agli investimenti entrati in esercizio nel 2015.

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

Regolazione tariffaria per l'incentivazione degli investimenti nella RTN

Con la delibera 335/2016/R/eel, l'Autorità ha accertato lo stato di raggiungimento delle *milestone* relative agli investimenti strategici di sviluppo della RTN per l'anno 2015, approvate con la delibera 31 gennaio 2013, 40/2013/R/eel, ed aggiornate con la delibera 30 luglio 2015, 397/2015/R/eel. Dopo avere verificato il superamento della soglia per l'accesso all'incentivazione, l'Autorità ha disposto il riconoscimento, al gestore del sistema di trasmissione, dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2015, relative agli investimenti inclusi nella tipologia I=3, a valere sulle tariffe di trasmissione 2017.

Valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN

Nel novembre 2015, l'Autorità ha reso disponibile sul proprio sito internet lo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2015, ai fini del processo di consultazione. Il 20 gennaio 2016, è stata poi organizzata dalla medesima Autorità, una sessione pubblica di presentazione dello schema, a vantaggio dei soggetti interessati rappresentativi del sistema elettrico, cui hanno partecipato i rappresentanti del Ministero dello sviluppo economico, di RSE, di CESI (Centro elettrotecnico sperimentale italiano) e della stessa Autorità; mentre Terna ha predisposto un'altra sessione pubblica di presentazione del medesimo schema, il 15 giugno 2016.
Con il parere 4 novembre 2016, 630/2016/I/eel, l'Autorità ha formulato le proprie valutazioni sugli schemi di Piano decennale di sviluppo della RTN relativi agli anni 2015 e 2016, evidenziando in particolare:

- le migliorie dei suddetti schemi di Piano, rispetto ai Piani precedenti, derivanti anche dal recepimento delle raccomandazioni e delle osservazioni formulate dall'Autorità con i precedenti pareri 22 maggio 2013, 214/2013/I/eel, e 21 maggio 2015, 238/2015/I/eel, quali, per esempio, la presenza di schede riepilogative dei principali elementi informativi e delle caratteristiche degli interventi di rete, nonché l'elaborazione da parte del gestore di una tabella integrativa dello schema di Piano decennale che, per ciascun intervento, sintetizza i principali elementi informativi;
- la necessità di migliorare ulteriormente i Piani decennali sia sotto il profilo redazionale in relazione alla trasparenza e completezza del loro contenuto informativo, sia sotto il profilo metodologico in relazione all'analisi dei costi/benefici, anche al fine di consentire valutazioni più celeri ed efficaci di detti Piani.

Con il parere anzidetto, l'Autorità ha trasmesso gli esiti delle proprie valutazioni al Ministro dello sviluppo economico e ha rilasciato il nulla osta per l'approvazione degli schemi di Piano 2015 e 2016, a condizione che:

- le eventuali installazioni di sistemi di accumulo diffuso, ulteriori rispetto ai 35 MW sperimentali già approvati in sede di Piano di sviluppo 2011, siano confermate "in valutazione", atteso che il giudizio su tale intervento non può prescindere dal completamento della fase di sperimentazione, dalla verifica degli esiti di tali sperimentazioni e da appropriate analisi costi/benefici che ne dimostrino l'utilità per il sistema elettrico italiano;
- l'intervento di interconnessione Italia-Tunisia sia rimesso "in valutazione", allo scopo di favorire l'emersione di sufficienti elementi informativi che ne dimostrino l'efficienza e l'efficacia, nonché di evidenze della sua utilità per il sistema elettrico italiano, pur riconoscendo fin da ora che la valutazione di strategicità dell'intervento per il sistema energetico europeo è di competenza della Commissione europea.

Valutazione della coerenza con il Piano di sviluppo comunitario

L'Autorità ha valutato la conformità tra il Piano di sviluppo italiano e il Piano di sviluppo comunitario (*Ten Year Network Development Plan* - TYNDP), predisposto nel 2016 da *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E), l'associazione dei gestori europei, sia con la propria valutazione degli schemi di piano 2015 e 2016 sia con il contributo al lavoro redatto dall'*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER).
Riguardo a questa analisi di conformità, va rilevato che il TYNDP 2016 distingue tre categorie di progetti:

- i progetti di medio termine (pianificati con data di entrata in esercizio entro il 2022);
- i progetti di lungo termine (pianificati con data di entrata successiva al 2022);
- i progetti futuri (non pianificati, corrispondenti ad esempio ai progetti "in valutazione" nel Piano decennale italiano).

Nel parere 630/2016/I/eel, l'Autorità ha osservato che:

- il progetto SA.CO.I. 3 di connessione della Sardegna e della Corsica con la penisola italiana risulta "in valutazione" negli schemi di Piano decennale 2015 e 2016, mentre il medesimo intervento è presente nello schema di TYNDP 2016 come intervento pianificato;
- lo schema di TYNDP 2016 include un progetto relativo allo sviluppo dei sistemi di accumulo diffuso nel Sud Italia, che si stima entreranno in esercizio nel 2022, con un costo di investimento di 750 milioni di euro. Per tale progetto l'Autorità ha indicato la necessità che le installazioni ulteriori rispetto ai 35 MW già realizzati siano confermate "in valutazione".

L'Autorità ha poi collaborato alla stesura dell'Opinione dell'ACER del mese di marzo 2017, tenendo anche conto, in alcuni casi, delle tempistiche di entrata in esercizio previste dallo schema di Piano decennale di sviluppo 2016, e formulando le seguenti osservazioni e raccomandazioni:

- Italia-Tunisia: aggiornare lo schema di ENTSO-E TYNDP 2016 per classificare Italia-Tunisia come "progetto futuro" e indicare stato "in valutazione";
- SA.CO.I. 3: aggiornare lo schema di ENTSO-E TYNDP 2016 per classificare SA.CO.I. 3 come "progetto futuro" e indicare stato "in valutazione";
- accumuli: qualificare il progetto di Terna "in valutazione" nell'ENTSO-E TYNDP 2016;
- Austria-Italia: i due progetti di interconnessione lato Austria dovrebbero essere separati, con il progetto Nauders-Glorenza come progetto di medio termine (anziché di lungo termine);
- Svizzera-Italia: il progetto dovrebbe essere classificato di lungo termine (anziché di medio termine);
- rinforzi Centro Italia: il progetto dovrebbe essere classificato di lungo termine (anziché di medio termine);
- Slovenia-Italia: il progetto dovrebbe essere classificato come "progetto futuro" e stato "in valutazione" poiché non approvato in Slovenia.

Aggiornamento dei requisiti per i Piani decennali di sviluppo e nuova metodologia di analisi costi/benefici per gli interventi di sviluppo della RTN

Con la delibera 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel, l'Autorità ha definito i criteri per la consultazione del Piano decennale di sviluppo della RTN e i requisiti minimi ai fini delle valutazioni dell'Autorità. In particolare, l'Autorità ha ritenuto opportuno, tra l'altro:

- aggiornare le prescrizioni e le raccomandazioni sulle modalità di predisposizione dei futuri Piani a partire da quello relativo al 2017, precedentemente contenute nell'Allegato A al parere 22 maggio 2013, 214/2013/R/eel, disponendo nuovi requisiti minimi in materia di completezza e trasparenza dei Piani e di metodologia di analisi costi/benefici (c.d. "analisi costi/benefici 2.0"), al fine di promuovere la pianificazione degli investimenti, secondo criteri di selettività e di maggiore utilità per il sistema elettrico italiano;
- prevedere che il gestore del sistema di trasmissione applichi, a partire dallo schema di Piano relativo all'anno 2017, la metodologia di analisi costi/benefici 2.0 a supporto delle valutazioni di competenza dell'Autorità sugli schemi di Piano, nonché sull'efficienza e sull'economicità degli interventi ivi previsti;
- prevedere che il gestore del sistema di trasmissione estenda l'orizzonte temporale delle proprie previsioni sugli scenari di sviluppo del sistema elettrico a un lasso di tempo non inferiore ai 20 anni successivi, in coerenza con l'orizzonte temporale degli scenari considerati nel TYNDP europeo; disporre, inoltre, che l'elaborazione di simili previsioni avvenga con cadenza biennale per garantire sinergie e maggiore coerenza con gli scenari descritti nel citato TYNDP europeo;
- prevedere che entro il 30 aprile 2017 Terna trasmetta all'Autorità, per l'approvazione, una proposta di aggiornamento del Codice di rete relativa allo sviluppo della rete e una proposta di nuovo Allegato al predetto Piano sulla metodologia di analisi costi/benefici 2.0 per la predisposizione del Piano stesso;
- prevedere che Terna trasmetta una periodica informativa all'Autorità, in merito alla coerenza tra la spesa prevista per gli investimenti annuali e gli investimenti attesi per la realizzazione del Piano.

L'Allegato A alla delibera 627/2016/R/eel dispone poi i requisiti minimi di completezza e trasparenza del Piano decennale e i requisiti minimi per l'analisi costi/benefici 2.0. Inoltre, esso deve fornire chiara e trasparente indicazione in merito:

- agli interventi di sviluppo pianificati, che costituiscono parte integrante e sostanziale del Piano decennale;
- agli interventi "in valutazione" o "allo studio", per i quali non sono previste attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale e che possono diventare interventi "pianificati" nei successivi Piani decennali;
- agli *interconnector* (sviluppi di rete ai sensi dell'art. 32 della legge n. 99/09);
- alle *merchant lines* (linee private, sviluppate da promotori diversi dal gestore).

In particolare, il Piano decennale deve includere gli interventi sviluppati dai promotori diversi dal gestore del sistema di trasmissione, fornendo una sintesi delle informazioni pubblicate nel TYNDP di ENTSO-E precedente la pubblicazione del Piano decennale. I promotori hanno facoltà di trasmettere informazioni più aggiornate per la loro presentazione nel Piano.

In merito ai requisiti minimi per l'analisi costi/benefici 2.0, sono stati aggiornati, in particolare, gli elementi di analisi dei benefici e degli altri impatti correlati alle infrastrutture di trasmissione; Terna valuterà e quantificherà nei prossimi Piani i seguenti benefici:

- la variazione (incremento) del benessere socioeconomico correlato al funzionamento del mercato dell'energia;
- la variazione (riduzione) delle perdite di rete;
- la variazione (riduzione) dell'energia non fornita attesa;
- i costi evitati o differiti (o costi addizionali) relativi a capacità di generazione soggetta a regimi di remunerazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati dell'energia e dell'MSD, in assenza di doppio conteggio con i benefici B1 e B7;
- la maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili;
- gli investimenti evitati in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili (per esempio, rispetto di vincoli di legge);
- la variazione (riduzione o incremento) dei costi per i servizi di rete e per l'approvvigionamento delle risorse sull'MSD.

Terna potrà, inoltre, valutare separatamente, qualora ritenuto opportuno per taluni specifici interventi, i benefici relativi:

- alla variazione (incremento) della resilienza del sistema, a fronte di impatti di eventi estremi;
- alla variazione (riduzione) delle esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO_2;

- alla variazione (riduzione) degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni né CO_2 né gas effetto serra.

Infine, Terna quantificherà nei propri Piani decennali di sviluppo gli effetti relativi:

- all'incremento della capacità di interconnessione o di trasporto tra sezioni della rete (MW);
- alla variazione del territorio occupato da reti elettriche (km);
- alla variazione di occupazione di aree di interesse naturale o per la biodiversità (km);
- alla variazione di occupazione di aree di interesse sociale o paesaggistico (km).

Allocazione dei diritti di trasporto su base mensile e annuale

Con la delibera 29 settembre 2016, 530/2016/R/eel, l'Autorità ha approvato le *Harmonised Auctions Rules* (HAR) del 2017, ossia le regole per l'allocazione nell'anno 2017 dei diritti annuali e mensili di utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero.

Le HAR sono adottate dall'Autorità nell'ambito dell'implementazione volontaria e anticipata delle disposizioni del regolamento (UE) 1719/2016, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine (regolamento c.d. *Forward Capacity Allocation* - FCA). In particolare, le HAR valide per il 2017 prevedono l'evoluzione, in chiave europea, del regime di *firmness* dei diritti di capacità, vale a dire le regole con cui l'operatore di mercato che ha acquistato i diritti viene compensato economicamente a seguito della necessità dei *Transmission System Operators* (TSO) di ridurre la capacità già conferita per motivi di sicurezza. Le regole specifiche per i confini italiani sono incluse nell'Allegato 6 del regolamento **(*Regional Specific Annex: Italian Border*)**.

Le HAR 2017 rappresentano un'evoluzione rispetto a quelle applicate nell'anno precedente; in particolare:

- estendono il nuovo regime di rimborso al *market spread* (in passato era previsto un rimborso al prezzo d'asta) anche alla frontiera Italia-Austria (tale regime era già stato introdotto nel 2016 in via sperimentale sui confini con la Francia e la Slovenia);
- introducono il *cap* basato sulla rendita di congestione annuale (in sostituzione di quello mensile) sui confini con l'Austria, la Francia e la Slovenia come massimale di spesa da parte dei TSO per la compensazione dei diritti di utilizzo della capacità transfrontaliera;
- mantengono il regime previgente (rimborso al prezzo d'asta) laddove non sia in vigore il *market coupling*, quindi, con particolare riferimento ai confini con la Svizzera (dove, peraltro, il regolamento FCA non sarebbe comunque applicabile in quanto non si tratta di un Paese membro dell'Unione europea) e con la Grecia.

In sintesi, la delibera 530/2016/R/eel prevede il pieno allineamento alle disposizioni contenute nel regolamento FCA per le frontiere sulle quali è già attivo il *market coupling*. Al fine di mantenere inalterato il profilo di rischio per il sistema italiano associato al nuovo regime di *firmness*, i TSO operanti sul confine Nord hanno provveduto a rimodulare i volumi allocati alla frontiera nelle aste annuali e mensili, pur sempre nella logica di massimizzare, nel loro complesso, i volumi di capacità di interconnessione resi disponibili al mercato, secondo il regolamento (CE) 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009.

Progetto pilota di market coupling infragiornaliero tra Italia e Slovenia (ID-IA)

Intraday Implicit Allocation (ID-IA) è un progetto pilota bilaterale per l'allocazione implicita della capacità di trasmissione alla frontiera slovena (*market coupling*), simile a quanto già in vigore a livello dell'MGP dal 2011. I provvedimenti adottati per la realizzazione del suddetto progetto pilota sono i seguenti:

- con il parere 7 giugno 2016, 292/2016/I/eel, l'Autorità si è espressa in modo favorevole sulle proposte di modifica al TIDME, predisposte dal GME, volte a consentire l'avvio del *market coupling* infragiornaliero sulla frontiera slovena nell'ambito del progetto ID-IA;
- con la delibera 9 giugno 2016, 297/2016/R/eel, l'Autorità ha esteso al progetto ID-IA una serie di convenzioni e di accordi, inizialmente sviluppati nell'ambito del *day ahead market coupling*. In particolare, l'Autorità ha approvato:
  - la convenzione aggiornata tra GME e Terna;
  - la convenzione aggiornata tra GME e CSEA;
  - i contratti predisposti dai partner del progetto pilota ID-IA

(BSP, ELES, GME e TERNA);
- la nuova versione delle regole per l'allocazione infragiornaliera della capacità di trasmissione sui confini con Francia, Svizzera ed Austria;

- con la delibera 24 novembre 2016, 682/2016/R/eel, l'Autorità ha verificato la conformità degli schemi contrattuali predisposti dal GME e da Terna e dal GME e dalla Borsa elettrica slovena, che modificano gli accordi esistenti nell'ambito del *market coupling*, finalizzati ad integrare le nuove modifiche di pagamento nel mercato elettrico italiano a partire dall'1 dicembre 2016 (parere 8 settembre 2016, 488/2016/I/eel). Tali modifiche sono tese a rendere possibile l'anticipo dei termini di pagamento sull'MGP e sull'MI, portando la fase di *settlement* dall'attuale cadenza mensile (M+2) a una cadenza settimanale (W+1).

Il parere 292/2016/I/eel, la delibera 297/2016/R/eel e la delibera 682/2016/R/eel costituiscono, dunque, l'assetto regolatorio del progetto pilota ID-IA, predisposto con l'obiettivo di testare una soluzione (allocazione implicita infragiornaliera) che, per quanto prevista dal regolamento (UE) 1222/2015 del 24 luglio 2015 (regolamento CACM) nelle aste regionali, ha riscosso poca attenzione a livello europeo. Tale soluzione, tra l'altro, permetterebbe di risolvere il problema della valorizzazione della capacità allocata nell'MI, al quale il puro *continuous trading* – modello di negoziazione continua previsto dal medesimo regolamento – non offre attualmente alcuna soluzione.

Progetto pilota TERRE

Trans European Replacement Reserves Exchange (TERRE) è un progetto pilota di natura volontaria per lo scambio transfrontaliero di energia elettrica di bilanciamento tra TSO. Esso nasce come misura di implementazione anticipata delle *Electricity Balancing Guidelines* (EB GL), le future *Linee guida* della Commissione europea in materia di bilanciamento elettrico, che hanno recentemente ricevuto il parere favorevole del Comitato di cui all'art. 23, paragrafo 1, del regolamento (CE) 714/2009, con lo scopo di sperimentare la fattibilità delle soluzioni ivi previste.
I partner del progetto TERRE sono i TSO di Francia, Gran Bretagna, Italia, Spagna, Portogallo e Svizzera, cui si affiancano, in qualità di *observers*, quelli di Irlanda e Grecia. TERRE prevede lo scambio tra TSO delle risorse di bilanciamento e, in particolare, della riserva terziaria di sostituzione (*replacement reserve* secondo la terminologia delle EB GL). Lanciato nel 2014, il progetto TERRE ha visto concludersi, nel 2016, la fase di progettazione ed è, quindi, in procinto di entrare nella fase implementativa, con il consenso dei regolatori. La fase attuativa del progetto è prevista per i primi mesi del 2019.
In questo contesto, nel corso del mese di giugno 2016, i partner del progetto TERRE hanno trasmesso alle Autorità di regolazione coinvolte nell'iniziativa (AEEGSI, CNMC, CRE, ELCOM, ERSE e OFGEM) il c.d. *approval package*, inteso come l'insieme dei documenti utili a valutare il design complessivo del progetto. In particolare, l'*approval package* è costituito dalla seguente documentazione:

- *l'executive summary;*
- il documento per la consultazione pubblicato dai TSO;
- l'analisi delle osservazioni inviate dagli operatori e delle contro argomentazioni dei TSO;
- il *project implementation plan;*
- la stima dei costi per la fase implementativa;
- il *Memorandum of understanding* tra i TSO;
- il *non-disclosure agreement* tra i TSO.

I regolatori interessati, tra cui questa Autorità, hanno lavorato congiuntamente alla predisposizione di una *Common opinion*, al fine di manifestare il supporto all'iniziativa e di invitare i TSO a procedere con le successive fasi del progetto.
La *Common opinion* analizza le proposte dei TSO, nonché la posizione degli operatori in esito al processo di consultazione organizzato nella primavera del 2016 dai medesimi TSO, e presenta le aspettative delle Autorità di regolazione nazionali.
Sulla base dei contenuti dei documenti dell'*Approval package* ed alla luce dei principi definiti nelle EB GL, la *Common opinion* dei regolatori si focalizza sui seguenti aspetti:

- la stima del fabbisogno di energia di bilanciamento da parte dei TSO, l'algoritmo per l'identificazione dei soggetti chiamati alla fornitura del servizio, le modalità di utilizzo della capacità di interconnessione;
- l'armonizzazione dei prodotti (formati e tempistiche di presentazione delle offerte, attivazione delle offerte

accettate) e delle regole di *settlement* tra TSO e tra i TSO e i fornitori del servizio al prezzo marginale (senza *cap* e *floor* di prezzo);
- i costi e i benefici dell'implementazione;
- la trasparenza verso gli operatori, sia nella fase di implementazione sia a seguito dell'avvio del progetto;
- la *governance*, sia a livello regionale sia nell'ambito del *Balancing stakeholders group* gestito da ACER e ENTSO-E, anche in previsione dell'allargamento del progetto a nuovi entranti;
- le tempistiche di implementazione.

Con riferimento ad una serie di elementi ancora aperti (tra i quali, per esempio, l'interazione tra TERRE e il mercato italiano - MSD), la *Common opinion* richiede ai TSO di effettuare i necessari approfondimenti durante la fase di implementazione del progetto, così da fornire sufficienti informazioni ai regolatori e agli operatori prima dell'invio del secondo (ed ultimo) *Approval package*, precedente e funzionale all'avvio.

Sebbene l'avvio a regime del progetto TERRE sia ancora piuttosto lontano nel tempo, sulla base delle sue caratteristiche è possibile individuare alcuni impatti sul sistema italiano. Innanzitutto, la risorsa c.d. "riserva terziaria" è quella già oggi impiegata da Terna per il bilanciamento del sistema; il progetto TERRE porterà ad individuare dei "prodotti" associati, dunque, a questa tipologia di risorsa, che dovranno necessariamente essere armonizzati con gli altri sistemi partecipanti all'iniziativa.

Sarà comunque Terna a gestire l'invio delle offerte al sistema centrale e, pertanto, a interporsi tra gli utenti del dispacciamento e la struttura centralizzata che, attraverso l'algoritmo sviluppato dal progetto TERRE, individuerà le offerte accettate in grado di soddisfare i fabbisogni di bilanciamento dei diversi TSO. I risultati saranno direttamente comunicati agli utenti del dispacciamento nel formato di ordini di dispacciamento.

La partecipazione al progetto TERRE potrebbe portare ad una riduzione dei fabbisogni di Terna di alcune risorse di bilanciamento e consentire ad alcuni produttori di offrire risorse di bilanciamento all'estero.

Attuazione del regolamento (UE) 1222/2015 in materia di allocazione di capacità transfrontaliera su base giornaliera e infragiornaliera

Al fine di rendere più agevole il procedimento di approvazione delle regole di dettaglio (termini e condizioni o metodologie) proposte dei gestori della trasmissione (TSO) e/o dai *Nominated elecricity market operator*[19] (NEMO), come previsto dal regolamento *Capacity allocation and congestion management guideline* (CACM), che disciplina le modalità di allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera su base giornaliera e infragiornaliera, i regolatori nazionali hanno costituito una apposita piattaforma (*Energy regulators' forum* - ERF).

Nel caso in cui non si raggiunga un accordo entro i sei mesi successivi all'avvio della procedura di approvazione, o su iniziativa dei regolatori stessi, il CACM prevede che sia l'ACER, nei sei mesi successivi, a decidere in merito alla proposta.

Nel corso del 2016 si sono svolte le seguenti procedure di approvazione:

- la determinazione delle regioni per il calcolo della capacità;
- il Piano per lo svolgimento delle funzioni di *Market coupling operator* (MCO);
- la metodologia di comunicazione dei dati sulla generazione e sul carico;
- la metodologia del modello comune di rete europea.

Il 17 novembre 2015, tutti i TSO dell'Unione europea, coordinati da ENTSO-E, hanno presentato a tutti i regolatori europei una proposta di configurazione delle regioni per il calcolo della capacità (CCR), che prevedeva, tra l'altro, l'assegnazione delle frontiere italiane in due distinte regioni: *Italy North* CCR (Italia-Francia, Italia-Austria, Italia-Slovenia) e *Italy Greece* CCR (Italia-Grecia). Inoltre, la proposta assegnava la frontiera tra Germania e Austria alla regione Europa centro-orientale (CCE).

Il 13 maggio 2016, il regolatore austriaco E-Control ha unilateralmente chiesto ai TSO di emendare la proposta, in modo da escludere la frontiera tra Germania e Austria dall'insieme delle frontiere per le quali è prevista l'allocazione della capacità di

19 Ai sensi dell'art. 4 del CACM, ogni Stato membro garantisce che siano nominati uno o più NEMO per eseguire il *coupling* unico del giorno prima e/o infragiornaliero.

trasporto. Successivamente, il 17 maggio, ERF ha informato ACER circa l'impossibilità per le Autorità di regolazione nazionali di convergere su una posizione unanime della proposta, trasferendo così ad ACER il compito di decidere in merito. Il 17 novembre 2016, con la decisione 6/2016, ACER ha direttamente emendato la proposta dei TSO, prevedendo la fusione in un'unica macroregione (CORE) delle due regioni precedentemente previste dai TSO, rispettivamente per le frontiere dell'Europa centro-occidentale (CWE CCR) e per le frontiere dell'Europa centro-orientale (CEE CCR). Inoltre, ACER ha previsto che la frontiera Germania-Austria sia inclusa nella regione CORE. Le CCR, cui sono state originariamente assegnate le frontiere italiane, non sono state interessate dalla procedura emendativa.

Il 14 aprile 2016, i NEMO hanno inviato alle Autorità nazionali il Piano per lo svolgimento delle funzioni di MCO, finalizzato a stabilire le modalità e le tempistiche in base alle quali le funzioni di MCO sono istituite e svolte congiuntamente dai medesimi NEMO.

Il 13 settembre 2016, i regolatori hanno concordato di trasmettere ai NEMO una richiesta congiunta di modifiche alla proposta. In particolare, è stato richiesto di inserire nel Piano, in conformità con quanto previsto dal regolamento, un preciso calendario di implementazione ed una valutazione d'impatto delle altre proposte in merito all'istituzione e alla performance delle funzioni di MCO. Infine, è stato chiesto di eliminare le previsioni che comportino limitazione di responsabilità individuale di ciascun NEMO e le previsioni che fanno riferimento alla ripartizione ed al recupero dei costi.

Con la delibera 14 ottobre 2016, 568/2016/R/eel, l'Autorità ha deciso di trasmettere al GME la suddetta richiesta di modifiche.

Il 14 dicembre 2016, i NEMO hanno trasmesso una seconda proposta di Piano che, tuttavia, è stata giudicata dai regolatori non completamente conforme a quanto richiesto. Pertanto, il 14 febbraio 2017, le Autorità di regolazione hanno reiterato la richiesta di modifiche.

Il 15 giugno 2016, i TSO hanno sottoposto alle Autorità di regolazione, per l'approvazione, la proposta di metodologia di comunicazione dei dati sulla generazione e sul carico (GLDP), nella quale sono stati individuati i dati di generazione e carico che possono essere richiesti dai TSO, al fine di creare un modello comune di rete (*common grid model*). Facendo seguito all'accordo raggiunto dai regolatori riuniti in ERF il 28 ottobre 2016, la proposta è stata approvata dall'Autorità con la delibera 24 novembre 2016, 683/2016/R/eel.

Il 14 giugno 2016, i TSO hanno sottoposto alle Autorità di regolazione, per l'approvazione, la proposta di metodologia di modello di rete comune (CGM), che tuttavia è risultata non completamente conforme a quanto richiesto dal regolamento. In particolare, la metodologia proposta conteneva l'indicazione delle scadenze per la preparazione del modello di rete comune, imponendo, di conseguenza, un vincolo alla futura presentazione di termini e di condizioni relativi all'organizzazione della sessione di MI. Per tale motivo, i regolatori riuniti in ERF il 13 dicembre 2016 hanno concordato di richiedere di emendare la proposta. Con la delibera 28 dicembre 2016, 812/2016/R/eel, l'Autorità ha disposto di trasmettere a Terna la richiesta di modifica.

Esenzioni elettriche

Il 12 maggio 2016, con la delibera 228/2016/I/eel, l'Autorità ha approvato il documento *Opinion on the Piemonte Savoia exemption application*, che esprime il parere favorevole in merito all'istanza di esenzione presentata dalla società Piemonte Savoia, per conto dei soggetti industriali selezionati da Terna nel quadro della disciplina prevista dalla legge n. 99/09 relativa allo sviluppo di nuove interconnessioni con l'estero. In particolare, l'esenzione concerne una quota di potenza pari a 350 MW, generata da una sezione dei due elettrodotti realizzati sul territorio italiano, facenti parte del più ampio progetto Piossasco - *Grand'Ile Interconnection*; essa è stata richiesta ai sensi dell'art. 16, comma 6, del regolamento (CE) 714/2009 (relativo alla gestione dei proventi derivanti dall'assegnazione della capacità di interconnessione), e dell'art. 9 della direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, per un periodo pari a dieci anni. Il progetto Piossasco - *Grand'Ile Interconnection*, la cui entrata in esercizio è prevista per la fine del 2019, prevede la realizzazione di due elettrodotti in corrente continua (*High voltage direct current* - HDVC) con una potenza nominale complessiva di 1.200 MW, che collegheranno le stazioni elettriche di Piossasco in Italia e di Grand'Ile in Francia.

L'1 dicembre 2016, con la delibera 701/2016/I/eel, l'Autorità ha rilasciato un parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico, ai sensi del decreto legislativo n. 93/11, in merito all'istanza di esenzione presentata dalla società Monita Interconnector, per conto dei soggetti industriali selezionati da Terna sulla base della legge n. 99/09, relativa ad una quota di potenza pari a 300 MW, generata da una sezione del progetto Villanova-Lastva e per una durata di dieci anni. Il progetto Villanova-Lastva, la cui entrata in esercizio è attesa per la fine del 2019, prevede la realizzazione di due elettrodotti in corrente continua (HVDC) con una potenza nominale complessiva di 1.000 MW tra

Villanova (nel comune di Cepegatti, Pescara) e Lastva (Montenegro). Trattandosi di un'interconnessione con uno Stato non appartenente all'Unione europea, la richiesta della società Monita Interconnector è stata considerata come una richiesta di esenzione dalla disciplina che prevede l'accesso di terzi, di cui all'art. 1-*quinquies*, comma 6, della legge 27 ottobre 2003, n. 290.

Promozione della concorrenza, tutela dell'ambiente e innovazione

Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati all'ingrosso e al dettaglio

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

Le risultanze del monitoraggio dei mercati, compiuto ai sensi del *Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del Mercato per il servizio di dispacciamento* (TIMM)[20], hanno evidenziato come, nel corso del primo semestre 2016:

- alcuni utenti del dispacciamento, titolari di unità di consumo o di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, abbiano adottato strategie di programmazione non coerenti con i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza che dovrebbero caratterizzare il comportamento di un operatore nell'ambito del servizio di dispacciamento, ai sensi dell'art. 14, comma 6, della delibera 111/06;
- alcuni utenti del dispacciamento, titolari di unità di produzione abilitate alla presentazione di offerte sull'MSD (c.d. "unità abilitate"), che erano usualmente dispacciate in esito ai mercati dell'energia, abbiano registrato un programma di immissione al termine dell'MI pari a zero, ascrivibile, in parte, alla riduzione dei prezzi che si è osservata nei mesi primaverili sui mercati dell'energia e che ha messo fuori mercato alcune di queste unità e, in parte, al fatto che i relativi utenti del dispacciamento sembravano aver adottato sui mercati sopracitati una strategia di trattenimento fisico (assenza di offerte) o economico (offerte a prezzi superiori a quelli di mercato). Terna, al fine di garantire l'esercizio in sicurezza della rete elettrica locale, ha dovuto disporre l'avviamento, sull'MSD, di alcune delle suddette unità di produzione, accettando le offerte di minimo presentate dai relativi utenti del dispacciamento a prezzi significativamente elevati, con impatto sul valore del corrispettivo per l'approvvigionamento di risorse nell'MSD (c.d. *uplift*). L'accettazione sistematica delle offerte al minimo ha reso maggiormente prevedibile il

20 Allegato A alla delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08.

segno di sbilanciamento, con ciò favorendo l'adozione da parte degli utenti del dispacciamento, titolari di unità di consumo e di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, di strategie di programmazione non coerenti, che hanno amplificato gli effetti negativi sul funzionamento dei mercati elettrici.

Pertanto, con la delibera 342/2016/E/eel, l'Autorità ha avviato procedimenti per l'adozione di provvedimenti prescrittivi e/o di misure di regolazione asimmetrica, nei confronti degli utenti del dispacciamento che hanno messo in atto le condotte sopra descritte, volti a promuovere la concorrenza e a garantire il buon funzionamento dei mercati.

In attesa dello svolgimento dei predetti procedimenti prescrittivi, l'Autorità ha, inoltre, intimato agli utenti del dispacciamento di porre fine, da subito, ad ogni condotta finalizzata all'adozione di strategie di programmazione non coerenti con i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza e di comportamenti d'offerta tali da alterare il regolare processo di formazione dei prezzi nei mercati elettrici, in quanto potenzialmente configurabili come violazioni del divieto di manipolazione di mercato, previsto dall'art. 5 del regolamento (UE) 1227/2011 (REMIT).

A seguito delle segnalazioni del GME e di Terna, che hanno evidenziato variazioni nel comportamento di offerta di altri utenti del dispacciamento, con la delibera 459/2016/E/eel l'Autorità ha avviato nuovi procedimenti individuali nei confronti di tali soggetti.

Con la delibera 6 settembre 2016, 477/2016/E/eel, l'Autorità ha segnalato all'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) la potenziale violazione della disciplina della concorrenza da parte di alcuni utenti del dispacciamento titolari di unità produttive abilitate all'MSD. Il 29 settembre 2016, l'AGCM ha così avviato due istruttorie nei confronti, rispettivamente, delle società Enel Produzione e Sorgenia, per accertare l'eventuale violazione dell'art. 3, lettera a), della legge 10 ottobre 1990, n. 287, e/o dell'art. 102, lettera a), del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea.

Con la delibera 28 dicembre 2016, 813/2016/E/eel, l'Autorità ha chiuso, con un provvedimento di archiviazione, i primi 12 procedimenti avviati con la delibera 342/2016/E/eel, per l'accertamento di eventuali condotte di programmazione non diligente. In dieci casi le risultanze istruttorie hanno evidenziato come, dall'adozione di condotte non diligenti, gli utenti del dispacciamento non avessero in realtà conseguito benefici economici e come, quindi, non ci fossero i presupposti per un'azione prescrittiva, ferma restando la sanzionabilità delle suddette condotte. Negli altri due casi, in seguito all'acquisizione di specifici elementi fattuali, è stato riscontrato un comportamento conforme alla regolazione.

Nel mese di marzo 2017, l'Autorità ha adottato i primi provvedimenti prescrittivi nei confronti di utenti del dispacciamento titolari di punti in prelievo, finalizzati alla restituzione degli importi dai medesimi indebitamente conseguiti, tramite la regolazione economica dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di non arbitraggio, in quanto frutto di condotte di programmazione non diligente. Tali importi andranno a riduzione del corrispettivo *uplift*, e quindi a beneficio della generalità dei clienti finali. Il circuito di restituzione è stato peraltro anticipato nella delibera 14 ottobre 2016, 575/2016/R/eel, la quale, anche in attuazione dell'ordinanza del TAR Lombardia n. 1185/2016, ha stabilito che gli importi eventualmente recuperati da Terna, in forza dei provvedimenti prescrittivi, nonché delle misure di regolazione asimmetrica poste in essere a seguito dei procedimenti avviati con le delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel, fossero immediatamente contabilizzati nel calcolo del corrispettivo *uplift*. Ciò per consentirne l'immediato e automatico riconoscimento a tutti gli utenti del dispacciamento e, per loro tramite, a tutti i clienti finali sia del mercato tutelato sia del mercato libero.

In merito alle ipotesi di violazione dell'art. 5 del REMIT, l'Autorità ha valutato che non sussistessero i presupposti per la violazione della suddetta fattispecie. Infatti, dal punto di vista economico le condotte di programmazione non diligente possono configurarsi quali arbitraggi di prezzo (intertemporali) tra l'MGP e il Mercato di bilanciamento in tempo reale (MB), considerando gli sbilanciamenti come parte integrante di quest'ultimo mercato. Inoltre, è emerso che le opportunità di arbitraggio sono state incentivate dalle modalità di calcolo del segno di sbilanciamento macrozonale e dalla conseguente determinazione del prezzo di sbilanciamento, alle cui criticità l'Autorità ha fatto fronte provvisoriamente con le delibere 444/2016/R/eel e 800/2016/R/eel, nelle more di una revisione organica della disciplina degli sbilanciamenti; infine, l'arbitraggista risultava controinteressato alla propagazione a ritroso (da MSD/MB a MGP) del segnale di prezzo di sbilanciamento distorto, che avrebbe annullato il differenziale di prezzo da cui avrebbe tratto profitto. In conclusione, le condotte in esame, a livello del singolo utente del dispacciamento, non hanno determinato alterazioni dei prezzi dei mercati MGP e MSD/MB. Tuttavia, la chiusura dei singoli procedimenti prescrittivi non ha precluso l'avvio di altrettanti procedimenti

sanzionatori per la violazione della disciplina del dispacciamento.

Monitoraggio del mercato al dettaglio

Come ogni anno, anche nel 2016, l'Autorità ha identificato i soggetti obbligati all'invio dei dati oggetto del monitoraggio del mercato al dettaglio, pubblicandone l'elenco sul proprio sito internet: risultano, dunque, obbligati complessivamente 121 soggetti. Con riferimento al settore dell'energia elettrica, si tratta di 13 distributori e 58 venditori; di questi, nove distributori e tre venditori operano esclusivamente nel settore dell'energia elettrica, mentre i rimanenti vendono sia energia elettrica sia gas naturale.

Nel corso dell'anno, è proseguita la raccolta sistematica dei dati di base funzionali sia alla redazione del *Rapporto Annuale sul monitoraggio retail*, che riporta gli indici misurati, sia all'analisi riguardo all'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 soddisfazione dei clienti finali.

Nel 2016 si sono svolte 18 raccolte dati relative al monitoraggio *retail*; di queste ben quattro[21] sono iniziate nel corso dell'anno e hanno riguardato le attività di monitoraggio delle fatture di chiusura per la cessazione della fornitura di energia elettrica e di gas naturale definite con la delibera 10 marzo 2016, 100/2016/R/com.

Per una illustrazione esaustiva si rimanda al capitolo 7.

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

Intimazione ad adempiere agli obblighi di adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi alle reti di media tensione previsti dalla delibera 84/2012/R/eel

Con la delibera 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel, l'Autorità ha stabilito che fossero effettuati degli interventi urgenti sugli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, al fine di evitare potenziali impatti rilevanti sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico e sui costi connessi alla medesima gestione.

Nel mese di ottobre 2016, Terna ha trasmesso l'elenco aggiornato degli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione inadempienti alle prescrizioni della citata delibera 84/2012/R/eel. In particolare, sono risultati 1.069 gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione ancora non adeguati (su un totale di 18.393 impianti), per una relativa potenza totale pari a circa 960 MW (su un totale di circa 15,5 GW). Si tratta per lo più di impianti fotovoltaici (568 impianti), parti di ASSPC (823 impianti).

Con la delibera 27 ottobre 2016, 613/2016/E/eel, in assenza di elementi informativi e documentali idonei a dimostrare una oggettiva impossibilità dei titolari di tali impianti di adempiere agli obblighi prescritti dalla citata delibera 84/2012/R/eel ed in considerazione dell'interesse primario di garantire la sicurezza della rete elettrica, l'Autorità ha intimato ai produttori interessati di provvedere agli adeguamenti richiesti entro e non oltre:

21 Si tratta delle raccolte di monitoraggio sulle fatture di chiusura.

- il 31 gennaio 2017, nel caso degli impianti di produzione di potenza superiore a 50 kW connessi alle reti di media tensione;
- il 31 marzo 2017, nel caso degli impianti di produzione di potenza fino a 50 kW connessi alle reti di media tensione.

Inoltre, il summenzionato provvedimento ha imposto al GSE, qualora non avesse già provveduto, di sospendere, con effetto immediato, l'erogazione degli incentivi e l'efficacia delle convenzioni di scambio sul posto e di ritiro dedicato, nei confronti degli impianti di produzione non adeguati, fino all'avvenuto adeguamento degli stessi.

Infine, allo scopo di preservare la sicurezza del sistema elettrico, è stato previsto che gli impianti di produzione che, al 31 gennaio 2017 e al 31 marzo 2017, nonostante l'intimazione, fossero risultati inadempienti, avrebbero dovuto essere disconnessi dalla rete elettrica. In particolare:

- nel caso di impianti di produzione non facenti parte di ASSPC, il gestore di rete avrebbe effettuato la disattivazione della connessione;
- nel caso di impianti di produzione facenti parte di ASSPC, il produttore avrebbe dovuto aprire in modo permanente l'interruttore del dispositivo di generatore, dandone comunicazione al gestore di rete per le opportune verifiche. In caso contrario, il gestore di rete ne darà comunicazione all'Autorità ai fini dell'adozione dei provvedimenti sanzionatori di competenza.

Entrata in vigore delle nuove disposizioni delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21

A seguito della pubblicazione, alla fine del mese di luglio 2016, della Variante V2 alla norma CEI 0-16 e della nuova edizione della norma CEI 0-21, con la delibera 22 dicembre 2016, 786/2016/R/eel, l'Autorità:

- ha previsto che le nuove disposizioni tecniche, derivanti dalla norma europea CEI EN 50438 e recepite nella norma CEI 0-21, trovino applicazione con le richieste di connessione presentate, ai sensi del TICA, dall'1 luglio 2017;
- ha esplicitato che, nel caso di richieste di connessione presentate, ai sensi del TICA, fino al 30 giugno 2017, sia comunque possibile applicare, su istanza del richiedente, le disposizioni previste dalla nuova edizione della norma CEI 0-21, qualora i dispositivi e/o i sistemi di accumulo degli impianti di produzione siano conformi e certificati secondo le disposizioni della nuova edizione della norma CEI 0-21;
- ha definito le tempistiche entro le quali devono essere effettuate le verifiche periodiche del sistema di protezione di interfaccia con cassetta prova relè, secondo le disposizioni previste dalle norme CEI 0-16 e CEI 0-21;
- ha previsto di richiedere al CEI, nell'ambito del Protocollo d'intesa sottoscritto dall'Autorità, una semplificazione della norma CEI 0-21, anche alla luce del quadro tecnico normativo europeo, eventualmente distinguendo tra gli impianti di produzione *plug and play* e gli altri impianti, salvaguardando la sicurezza e la prestazione dei servizi di rete essenziali per evitare criticità sulle reti pubbliche.

Definizione delle modalità per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che accedono all'incentivazione tramite le tariffe fisse onnicomprensive, di cui al decreto interministeriale 23 giugno 2016

Il decreto interministeriale 23 giugno 2016 ha definito le modalità e le relative tariffe per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi dagli impianti fotovoltaici. In particolare, il decreto assegna all'Autorità il compito di:

- definire le modalità con le quali trovino copertura sulle componenti tariffarie dell'energia elettrica le risorse necessarie per l'erogazione degli incentivi;
- individuare le modalità per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione incentivati con la tariffa onnicomprensiva ai sensi del medesimo decreto interministeriale, stabilendo altresì le modalità di cessione al mercato della medesima energia elettrica da parte del GSE.

Con la delibera 14 luglio 2016, 404/2016/R/efr, l'Autorità:

- ha definito le modalità di ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, per la quale sono erogate le tariffe fisse onnicomprensive e le modalità di cessione al mercato della medesima energia elettrica da parte del GSE. Tali modalità sono analoghe a quelle già previste

dalla delibera 2 agosto 2012, 343/2012/R/efr, in attuazione del precedente decreto interministeriale 6 luglio 2012;

- ha previsto che i corrispettivi di sbilanciamento sostenuti dal GSE, in relazione all'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, per la quale vengono erogate le tariffe fisse onnicomprensive, siano posti in capo ai produttori che accedono alle medesime tariffe secondo le identiche modalità previste nel caso di ritiro dedicato;
- ha stabilito che la differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica, ai sensi del citato decreto, e i conseguenti ricavi sia posta in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_3.

Innovazioni regolatorie relative all'operato del GSE

L'Autorità ha approvato due provvedimenti relativi all'operato del GSE. In particolare:

- con la delibera 26 maggio 2016, 266/2016/R/eel, oltre ad approvare il corrispettivo riconosciuto al GSE a copertura dei costi di funzionamento relativi all'anno 2015, ha previsto, a decorrere dall'anno 2015, che:
  - i costi di funzionamento del GSE che trovano copertura diretta, tramite la componente tariffaria A_3, siano esclusivamente quelli che non rientrano nell'ambito di applicazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico 24 dicembre 2014[22];
  - eventuali maggiori costi di funzionamento del GSE, afferenti alle attività sottoposte dal regime prefigurato dall'art. 25 del decreto legge n. 91/14 e non già coperti dalle tariffe definite dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014, siano transitoriamente coperti dalla componente tariffaria A_3, salvo recupero a seguito di successive revisioni delle predette tariffe;
  - i costi relativi alle attività del comparto "altri servizi specialistici", i costi per il *data warehouse* previsto dal TIMM, nonché i costi vivi sostenuti dal GSE per le attività richieste dall'Autorità in avvalimento siano posti a carico della componente tariffaria A_3, poiché non coperti dalle tariffe previste dal menzionato decreto ministeriale 24 dicembre 2014;
- con la delibera 9 marzo 2017, 128/2017/R/eel, sono stati razionalizzati sia i flussi dei dati relativi ai meccanismi di incentivazione ed ai regimi amministrati gestiti dal GSE sia i flussi dei dati di misura al medesimo GSE. Nello specifico, tale provvedimento:
  - razionalizza, semplifica ed aggiorna i dati e le informazioni che il GSE è tenuto a inviare all'Autorità nonché le relative tempistiche, al fine di tenere conto delle innovazioni normative e regolatorie nel frattempo intercorse e per facilitare la piena applicazione dei principi contenuti nel TIMM;
  - prevede che il GSE predisponga un Piano di lavoro, al fine di consentire l'utilizzo del *data warehouse* previsto dal TIMM, previa centralizzazione, all'interno del medesimo GSE, dei database afferenti ai diversi strumenti incentivanti e ai regimi commerciali speciali e previo completamento dell'interoperabilità tra i medesimi e il sistema GAUDÌ;
  - razionalizza e uniforma le disposizioni relative alla messa a disposizione del GSE dei dati di misura dell'energia elettrica immessa e prodotta dagli impianti di produzione ammessi a beneficiare dei meccanismi di incentivazione e dei regimi commerciali speciali gestiti dal GSE, senza modificare le tempistiche attualmente vigenti. Tali disposizioni saranno oggetto di successiva revisione, a seguito di opportune valutazioni, in ordine alla gestione centralizzata dei dati di misura dell'energia elettrica prodotta e dell'energia elettrica immessa, anche al fine di uniformare le tempistiche della messa a disposizione del GSE dei dati di misura a quelle già attualmente previste ai fini del *settlement*.

22 Il citato decreto ha definito, tra l'altro, le tariffe per la copertura dei costi sostenuti dal GSE per le proprie attività di gestione, verifica e controllo, inerenti ai meccanismi di incentivazione e sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Progetti pilota e sperimentazioni

Sperimentazione tariffaria per le pompe di calore utilizzate come unico sistema di riscaldamento

Come già illustrato nella *Relazione Annuale 2015*, con la delibera 205/2014/R/eel l'Autorità aveva dato piena attuazione, dall'1 luglio 2014, alla sperimentazione tariffaria per i clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento per la propria abitazione di residenza. L'iniziativa ha riscosso un discreto interesse tra le famiglie italiane.

Al 15 ottobre 2016, dopo circa 28 mesi dall'avvio, le adesioni sono state oltre 10.000, evidenziando dunque un trend medio di circa 11 nuove adesioni al giorno.

Nei mesi di giugno e dicembre 2016, si sono svolte la quarta e la quinta edizione della raccolta dei dati previste dalla delibera 205/2014/R/eel, con le quali l'Autorità ha ricevuto dalle imprese di distribuzione gli aggiornamenti delle banche dati relative ai dati anagrafici e di prelievo elettrico dei clienti che risultavano aver aderito alla sperimentazione.

Le prime elaborazioni compiute sui dati relativi ai clienti che avevano aderito al progetto fino al 15 ottobre 2016 hanno consentito di evidenziare alcune interessanti caratteristiche:

- più del 60% degli impianti è stato installato nel triennio 2014-2016 e, dunque, nel corso del periodo in cui era attiva la possibilità di aderire alla sperimentazione;
- il 70% degli impianti risulta installato nelle zone climatiche più fredde (E ed F) e più del 60% nelle regioni del Nord Italia. La tavola 2.3 elenca le prime nove regioni con maggiore frequenza di installazione;
- poco meno del 60% dei clienti aderenti ha dichiarato di avere installato in casa anche un impianto fotovoltaico, che contribuisce, quindi, ad alimentare la pompa di calore.

L'elevato numero di famiglie aderenti e l'orizzonte pluriennale di monitoraggio quartorario dei prelievi di energia elettrica hanno reso particolarmente ponderosa la banca dati complessiva, derivata dall'unione delle prime cinque edizioni della raccolta dati associata alla sperimentazione. Sono, dunque, state avviate le attività di verifica e di consolidamento dei contenuti di tale banca dati, al fine di poter successivamente procedere ad un'analisi statistica inerente, tra l'altro, ai volumi di energia elettrica mediamente

TAV. 2.3

Ripartizione percentuale tra le regioni italiane delle pompe di calore aderenti alla sperimentazione tariffaria alla data del 15 ottobre 2016(A)

REGIONE	QUOTA
Lombardia	20%
Veneto	19%
Emilia Romagna	11%
Piemonte	7%
Toscana	7%
Lazio	5%
Sardegna	5%
Puglia	4%
Trentino Alto Adige	4%

(A) Non vengono elencate le regioni con quote inferiori al 3%.

consumata su base annua, prima e dopo l'installazione della pompa di calore

Sperimentazione di sistemi di accumulo dell'energia elettrica

Nel corso del 2016 è proseguita l'implementazione dei progetti pilota di accumulo di Terna, relativamente:

- ai progetti c.d. *energy intensive*, approvati con la delibera 21 febbraio 2013, 66/2013/R/eel, attraverso l'installazione di capacità di accumulo per 34,8 MW totali in zone caratterizzate dalla presenza di impianti eolici e da conseguenti congestioni di rete, nella regione Campania;
- ai progetti di accumulo di tipo elettrochimico con caratteristiche *power intensive*, in Sicilia e Sardegna, approvati nell'ambito del Piano per la sicurezza del sistema elettrico 2012 e ammessi al trattamento incentivante con la delibera 7 febbraio 2013, 43/2013/R/eel, con una capacità di accumulo fino a 16 W totali.

Le attività di monitoraggio sono state svolte dagli Uffici dell'Autorità e dalla Commissione di esperti allo scopo istituita dall'Autorità; i risultati delle sperimentazioni sono stati raccolti in due edizioni del *Rapporto Annuale* (una per i progetti c.d. *energy intensive* e una per quelli c.d. *power intensive*), disponibili in un'apposita sezione del sito web di Terna, realizzata a fine 2016.

Per quanto riguarda gli accumuli *energy intensive* o SANC (Sistemi di accumulo non convenzionali), i primi tre progetti pilota di sistemi di accumulo (A 1 e A 2 Ginestra SANC, B1 Flumeri SANC per complessivi 18 MW) sono stati resi disponibili all'esercizio da Terna alla fine del 2014, ma criticità di esercizio non preventivabili e conseguenti adattamenti hanno impedito il loro pieno utilizzo per alcuni mesi. A causa di tale utilizzo parziale ed al fine di allineare il periodo di sperimentazione per tutti i sei progetti pilota, Terna ha proposto di posticipare l'inizio del biennio di sperimentazione a fine 2015. Le tavole 2.4 e 2.5 sintetizzano, rispettivamente, le caratteristiche principali dei primi tre progetti avviati a fine 2014 (A1, A2 e B1) e i risultati principali del periodo di esercizio gennaio 2015 – agosto 2015 per i progetti A1 e A2 di Ginestra.

TAV. 2.4

Principali caratteristiche dei primi tre progetti pilota avviati a fine 2014

PROGETTO	ENERGY INTENSIVE
Progetti disponibili al pre esercizio a fine dicembre 2014	A1 Ginestra SANC A2 Ginestra SANC B1 Flumeri SANC
Porzioni di rete critiche	A1 e A2 rete 150 kV "Benevento 2 - Montefalcone – Celle San Vito" B1 rete 150 kV "Benevento – Bisaccia 380"
Tecnologia	NaS (Sodio-Zolfo)
Potenza massima di carica/scarica (totale) Capacità di accumulo netta (totale) Tempo di *full charge* Tempo di *full discharge*	18 MW 120 MWh circa 10 ore circa 7,5 ore
Rendimento energetico atteso delle batterie per un ciclo carica/scarica all'80%	Maggiore di 84%
Rendimento energetico complessivo atteso del sistema in condizioni standard di utilizzo per congestioni di rete	Circa 75%
Vita tecnica attesa	4.500 cicli completi
Temperatura di esercizio	305-350 °C
Costo di investimento (totale)	Circa 80 milioni di euro

TAV. 2.5

Risultati dei progetti A1 e A2 Ginestra SANC
GENNAIO-AGOSTO 2015

PROGETTO	ENERGY INTENSIVE A1 E A2 GINESTRA
Potenza massima di carica/scarica	12 MW
Capacità di accumulo netta	80 MWh
Durata intero periodo gennaio-agosto	5.856 h
Perdite intero periodo gennaio-agosto	4.169 MWh
Durata sottoperiodo di funzionamento 11 maggio – 31 agosto(A)	2.712 h
Ore di completa disponibilità dell'intero impianto	106 h
Ore di disponibilità equivalente a piena potenza dell'impianto	945 h
Durata di asservimento a mancata produzione eolica (MPE) evitata	136 h
Mancata produzione eolica (MPE) evitata	438 GWh

Per quanto riguarda gli accumuli *power intensive*, Terna ha messo in esercizio circa il 75% della capacità massima prevista nei siti di Codrongianos e Ciminna. Le principali caratteristiche tecniche sono riportate nella tavola 2.6. I costi complessivi sostenuti da Terna, a fine 2015 per i due impianti, ammontano a circa il 70% del valore complessivo (pari a 50 milioni di euro).

Le attività di sperimentazione sono state condotte prevedendo l'esecuzione di test *in situ* e presso laboratori italiani accreditati, e prevedendo di dedicare le unità di accumulo *in situ* a periodi di esercizio in asservimento di esigenze reali di rete. Le attività sono, quindi, finalizzate a valutare le performance reali dei sistemi di accumulo in varie condizioni di funzionamento, in modo da individuare il migliore mix di tecnologie idoneo per le differenti applicazioni utili al contesto italiano e da integrare nel modo migliore le tecnologie nei sistemi centrali di conduzione e di dispacciamento del gestore di rete.

Sperimentazioni e progetti pilota: ricarica dei veicoli elettrici

Il 31 dicembre 2015 si sono conclusi i progetti pilota per la sperimentazione della ricarica pubblica dei veicoli elettrici, avviati con la delibera 13 luglio 2011, ARG/elt 96/11. Erano stati definiti tre modelli di assetto industriale del servizio di ricarica, di cui il primo (modello distributore) prevedeva che lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica fosse condotto dall'impresa distributrice nella propria area di concessione, a specificate condizioni (separazione contabile dell'attività di ricarica e requisito *multivendor* per i singoli punti di ricarica ovvero la facoltà di selezionare il venditore di energia elettrica all'atto della transazione di ricarica); gli altri due modelli erano basati su di un nuovo soggetto imprenditoriale operante nel settore della ricarica per i veicoli elettrici, il *service provider* (operatore del servizio di ricarica), diverso dall'impresa distributrice locale, che

TAV. 2.6

Principali caratteristiche tecniche dei progetti pilota power intensive (a dicembre 2015)

PROGETTO	TIPOLOGIA	POTENZA INSTALLATA [MW]	ENERGIA [MWh]
Codrongianos sistemi 1, 4, 5, 6 e 7	Lithium-based	5,2	4,68
Codrongianos sistemi 2 e 3	Zebra	2,2	6,15
Ciminna sistemi 1, 3, 4 e 5	Lithium-based	3,9	3,71
Ciminna sistema 2	Zebra	1,2	4,15

potesse operare in regime di esclusiva, a seguito di gara o concessione dell'ente locale (modello *service provider* in esclusiva), o in regime di concorrenza, come avviene attualmente per le stazioni di rifornimento dei carburanti per autotrazione, ivi incluse quelle per la distribuzione di gas naturale (modello *service provider* in concorrenza)[23].

Successivamente[24], sono stati selezionati cinque progetti pilota, di cui uno per il modello distributore, due per il modello *service provider* in esclusiva e due per il modello *service provider* in concorrenza. Uno dei due progetti selezionati per il modello *service provider* in esclusiva è stato successivamente escluso per non aver iniziato le attività[25]. I progetti selezionati potevano usufruire, fino al 2015, di una agevolazione (espressa in euro all'anno per punto di prelievo dedicato alla ricarica di veicoli elettrici). Complessivamente, le sperimentazioni hanno determinato un ammontare complessivo di agevolazioni pari a 992.264 €.

I progetti sviluppati sono i seguenti: progetto Enel Distribuzione-Hera, attivo a Pisa, Genova, Milano, Emilia Romagna, Perugia, Bari (modello distributore); progetto A2A, attivo a Milano e Brescia (modello *service provider* in esclusiva) e progetto Enel Energia, attivo a Milano e a Roma; progetto Class Onlus, attivo in varie zone della Lombardia (modello *service provider* in concorrenza).

Nell'ambito dei quattro progetti pilota sono stati installati e gestiti circa 500 punti di ricarica (situazione al 31 dicembre 2015), con caratteristiche di ricarica c.d. "lenta", poiché questa era la tecnologia di ricarica disponibile al momento della realizzazione dei progetti.

La tavola 2.7 fornisce alcuni elementi quantitativi sull'energia in gioco: la transazione media di ricarica è stata di poco superiore a 6 kWh/ricarica; in alcuni progetti è stato possibile stimare che i veicoli elettrici registrati utilizzano la ricarica in luoghi pubblici in misura media pari al 20% dell'energia complessivamente utilizzata, il rimanente 80% è frutto di ricarica in luoghi privati.

Il tasso di utilizzo medio dei punti di ricarica è stato relativamente modesto, data la scarsità dei veicoli elettrici circolanti. A regime (2015), si tratta di circa 720 kWh/anno per punto di ricarica, un valore assai modesto e nettamente inferiore rispetto al valore considerato nel 2010 (3.500 kWh/anno), per la definizione della tariffa monomia di cui alla delibera ARG/elt 242/10.

Si rileva però che la variabilità del valore dell'energia erogata su base annua da ciascuna colonnina è assai elevata e che, in alcuni punti di ricarica, il valore di 3.500 kWh/anno è ampiamente superato, a dimostrazione del fatto che la localizzazione del punto di ricarica giochi un ruolo fondamentale (Fig. 2.1)[26].

Si evidenzia, altresì, che era possibile accedere alle infrastrutture di ricarica previa registrazione (con sistemi di tessere elettroniche

TAV. 2.7

Principali parametri energetici dei progetti pilota

PROGETTO	NUMERO PUNTI DI RICARICA (IN PARENTESI NUMERO DI SITI)	ENERGIA COMPLESSIVAMENTE EROGATA 2012-2015 MWh	N. DI RICARICHE COMPLESSIVAMENTE FORNITE 2012-2015	ENERGIA MEDIA EROGATA CON UNA RICARICA kWh
Enel Distribuzione-Hera	302 (302)	284	38.420	7,4
A2A	100 (50)	330	54.593	6,0
Class Onlus	85 (22)	27	6.573	4,1
Enel Energia	26 (13)	6	780	7,7
TOTALE	513 (387)	647	100.366	6,4

23 Per un'illustrazione più esaustiva della materia, si rimanda alla *Relazione Annuale 2012*, Volume II, e alla delibera 15 dicembre 2010, ARG/elt 242/10.

24 Delibera ARG/elt 96/11.

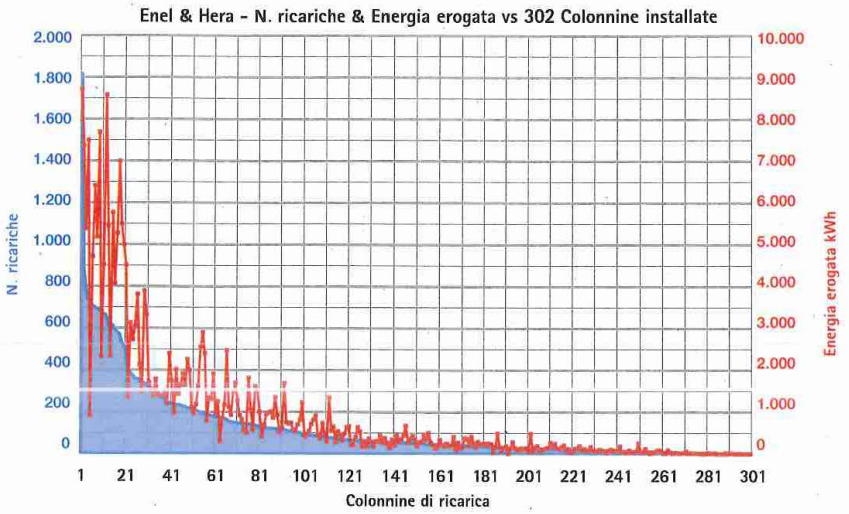
25 Delibera 25 luglio 2013, 326/2013/R/eel.

26 Il rapporto di Ricerca di sistema n. 16005452 predisposto da RSE contiene una ampia disamina dei risultati dei progetti pilota. Il rapporto è disponibile sul sito http://www.rse-web.it/documenti/risultati.

FIG. 2.1

Distribuzione del numero di ricariche/anno e dell'energia erogata all'anno tra i punti di ricarica

Progetto Enel Distribuzione-Hera



RFid) e, quindi, sulla base di una contrattualizzazione dei partecipanti. Dopo una prima fase durante la quale il requisito c.d *multivendor* non ha trovato reale applicazione, esso è infine stato reso operativo nel progetto Enel Distribuzione-Hera poiché basato sul medesimo centro di controllo.

Nel corso del 2016 è stato attuato il servizio di ricarica interoperabile in forma estesa tra due differenti progetti pilota (Enel Distribuzione-Hera e A2A).

In conclusione, le sperimentazioni si sono svolte in un periodo temporale particolare, dal 2012 al 2015, nel corso del quale gli scenari di riferimento, la normativa, la tecnologia hanno subito modifiche ed evoluzioni. Se, da un lato, non si è registrato lo sviluppo della mobilità elettrica che molti osservatori si aspettavano, dall'altro, sono intervenute novità legislative rilevanti, che hanno contribuito a chiarire il quadro di riferimento; il relativo dibattito tecnico in materia ha cooperato anch'esso a meglio delineare i futuri scenari di sviluppo.

In particolare, vale evidenziare la direttiva europea 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, recepita nell'ordinamento nazionale con il decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, il quale prevede, tra l'altro, che:

- il servizio di ricarica dei veicoli elettrici debba essere svolto in condizioni competitive;
- un utilizzatore di veicoli elettrici debba potere ricaricare in qualsiasi punto di ricarica, senza necessità di sottoscrivere un contratto con uno specifico operatore di ricarica;
- l'impresa distributrice debba agire in modo non discriminatorio rispetto ai diversi operatori di ricarica.

Questi principi, già recepiti dall'aggiornamento annuale (2015) del Piano nazionale per l'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici (PNIRE), sono posti, dall'Autorità, alla base dello sviluppo futuro dell'attività di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi pubblici.

Su tali tematiche l'Autorità ha partecipato ai seminari organizzati dalla *European Research Alliance*, a Milano, il 22 febbraio 2016, e dalla *Florence School of Regulation*, a Firenze il 13 gennaio 2017.

Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

L'Autorità ha svolto anche nel 2016 le funzioni del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE), affidatele in via transitoria con il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 21 giugno 2007. In particolare:

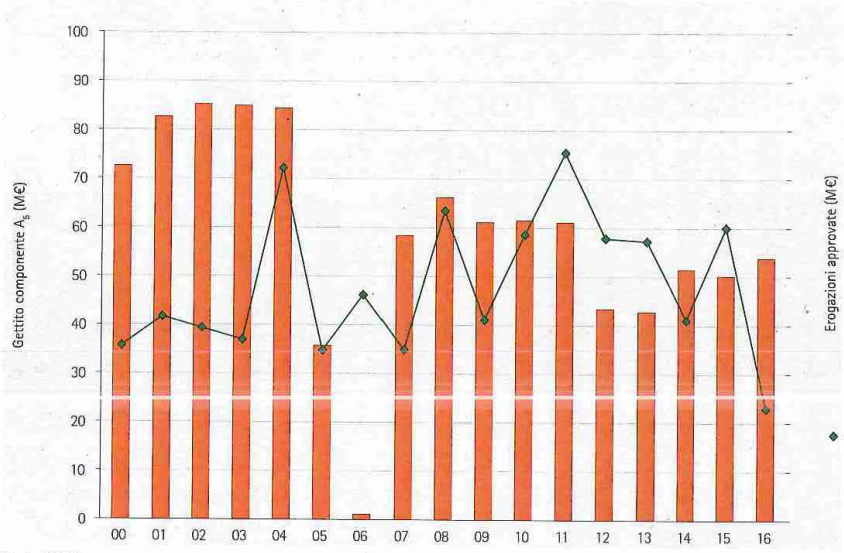
- ha organizzato le attività di valutazione e di verifica dei progetti svolti nell'ambito dell'accordo di programma in corso tra il Ministero dello sviluppo economico ed il Consiglio nazionale delle ricerche (CNR);
- ha predisposto le attività di valutazione e di verifica sui progetti presentati, ai sensi dei decreti del Ministro dello sviluppo economico 12 dicembre 2008 e 4 maggio 2009, ammessi al finanziamento per effetto del decreto del Ministro dello sviluppo economico 16 febbraio 2010;
- ha gestito le attività di valutazione e le attività connesse con l'approvazione degli aggiustamenti richiesti dagli assegnatari e con la predisposizione dei capitolati tecnici dei progetti presentati, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 30 giugno 2014, ammessi al finanziamento con decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 aprile 2016;
- ha approvato sia i capitolati tecnici dei progetti ammessi al finanziamento per effetto del decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 aprile 2016, sia i necessari aggiustamenti richiesti dagli assegnatari dei progetti di ricerca;
- ha approvato gli esiti delle verifiche sullo stato di avanzamento e sul conseguimento dei risultati finali per tutti i progetti di ricerca finanziati dal 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.

Per le attività di valutazione e di verifica dei progetti di ricerca e per le attività connesse con l'approvazione degli aggiustamenti richiesti dagli assegnatari e con la predisposizione dei capitolati tecnici, l'Autorità si è avvalsa della CSEA e degli esperti di RSE.

Il quadro normativo e le modalità organizzative della ricerca di sistema elettrico sono già stati illustrati nella *Relazione Annuale* dell'Autorità degli anni precedenti. Per quanto riguarda il gettito della componente tariffaria A_s, che alimenta l'apposito Fondo costituito presso la CSEA, nel corso del 2016, per effetto delle delibere 657/2015/R/com, 139/2016/R/com, 352/2016/R/com, 534/2016/R/com e 814/2016/R/com, esso è stato pari a circa 53,8 milioni di euro, come mostra la figura 2.2, dove sono riportati l'andamento del gettito e le erogazioni approvate a partire dal 2000.

FIG. 2.2

Gettito della componente A_5 ed erogazioni approvate



Fonte: CSEA.

Piano triennale 2015-2017 della Ricerca di sistema elettrico nazionale

Il Piano triennale 2015-2017 della Ricerca di sistema elettrico nazionale, approvato e inviato al Ministero dello sviluppo economico con la delibera 23 luglio 2015, 371/2015/rds, è dotato di risorse per 210 milioni di euro; al finanziamento dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma con RSE, ENEA e CNR sono destinati 168 milioni di euro; 42 milioni di euro sono assegnati al finanziamento di progetti selezionati attraverso una procedura concorsuale; 16 milioni sono destinati al finanziamento di progetti di ricerca fondamentale a totale beneficio degli utenti elettrici; 26 milioni sono riservati al finanziamento di progetti di ricerca industriale e sviluppo sperimentale a beneficio degli utenti elettrici e del contestuale interesse di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica.

Nella tavola 2.8 è riportata la ripartizione delle risorse finanziarie del Piano triennale 2015-2017.

TAV. 2.8

Ripartizione delle risorse finanziarie del Piano triennale 2015-2017 della Ricerca di sistema elettrico nazionale

Milioni di euro

AREA PRIORITARIA DI INTERVENTO/TEMA DI RICERCA	AdP (A)	BANDI DI GARA (A)	BANDI DI GARA (B)	TOTALE PT
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale interconnesso e integrazione dei mercati	**15**			**15**
Analisi e scenari elettrici, energetici, ambientali	3			3
Evoluzione dei sistemi elettrici interconnessi e integrazione dei mercati	2			2
Evoluzione e sviluppo delle reti di trasmissione	2			2
Evoluzione e sviluppo delle reti di distribuzione	3			3
Sicurezza e vulnerabilità del sistema elettrico	5			5
Generazione di energia elettrica con basse emissioni di carbonio	**54**	**8**	**4**	**66**
Fonti di energia rinnovabili				
Bioenergia	13		4	17
Solare fotovoltaico piano	8	8,0		16
Solare fotovoltaico a concentrazione	5			5
Solare termodinamico a concentrazione ad alta temperatura	3			3
Energia elettrica dal mare	3			3
Cattura e sequestro della CO_2 prodotta dall'utilizzo di combustibili fossili	8			8
Energia da fonte nucleare				
Fissione nucleare	4,5			4,5
Fusione nucleare	9,5			9,5
Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica	**48**	**8**	**14**	**70**
Componenti e apparati per le reti	6		8,0	14
Gestione, monitoraggio e controllo della rete di trasmissione	7			7
Sviluppo e gestione delle reti di distribuzione	21		6	27
Trasmissione e distribuzione in corrente continua	4			4
Materiali e tecnologie per l'accumulo di energia per il sistema elettrico	10,0	8		18
Efficienza energetica e risparmio di energia negli usi finali elettrici e interazione con altri vettori energetici	**51**		**8**	**59**
Edifici intelligenti	7			7
Edifici a energia quasi zero (NZEB)	3			3
Processi e macchinari industriali	12		8	20
Impianti di conversione di energia di piccola taglia	6			6
Illuminazione	3			3
Gestione della domanda	7			7
Smart cities e *Smart communities*	5			5
Mobilità elettrica	8			8
Totale	**168**	**16**	**26**	**210**

(A) Attività di ricerca a totale beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale.

(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.

Bandi di gara per la selezione di progetti di Ricerca di sistema elettrico nazionale

Il decreto 30 giugno 2014 del Direttore Generale per il mercato elettrico, le rinnovabili e l'efficienza energetica, il nucleare, del Ministero dello sviluppo economico, ha approvato un bando di gara per la selezione dei progetti di ricerca previsti dal Piano operativo annuale 2013 della Ricerca di sistema elettrico nazionale, ponendo a disposizione risorse pari a 34 milioni di euro.

Al termine delle valutazioni tecnico-scientifiche, con la delibera 18 febbraio 2016, 56/2016/rds, l'Autorità ha trasmesso al predetto ministero le graduatorie dei progetti ammissibili ai sensi dei previsti criteri di valutazione. Con il successivo decreto del 21 aprile 2016 sono state, infine, approvate le graduatorie dei progetti ammessi al finanziamento (Tav. 2.9).

TAV. 2.9

Progetti ammessi al finanziamento con decreto del Ministero dello sviluppo economico del 21 aprile 2016

ACRONIMO	PROGETTO
VIRTUS	*Gestione VIRTUale di risorSe energetiche distribuite.*
ELETTRA	*Produzione efficiente di energia elettrica dal residuo di lignina, ottenuto da impianti di bioetanolo, in sistemi di combustione a letto fluido.*
SOLAIRHP	*AIR SOLar Heat Pump.*
SYNBIOSE	*Gassificazione di biomasse lignocellulosiche in sistemi di cogenerazione di piccola taglia (< 200 kW) per applicazioni nel settore terziario.*
PANACEA	*Poligenerazione Alimentata con biomasse da rifiuti Negli impianti di depurazione delle ACque refluE urbAne.*
CALAJOULE	*Sviluppo di conduttori innovativi per il potenziamento e la riduzione delle perdite Joule nella trasmissione e trasformazione dell'energia elettrica.*
CERBERO	*CogenERazione da Biomassa mEdiante scambiatori con Rivestimenti innOvativi per sistemi EFMGT.*
SiRIo	*Sistema di rimozione della potenza di decadimento per reattori nucleari innovativi.*
DRYSMES4GRID	*Accumulo Superconduttivo senza l'utilizzo di liquidi criogenici per le Reti Elettriche Intelligenti.*
EffiLED	*Studio di avanzate soluzioni a più alta efficienza e sviluppo di innovative lampade a LED ad alte prestazioni e competitività per gallerie stradali.*
LUMINARE	*Nuovo apparecchio e sistema di illuminazione industriale a elevatissimo risparmio energetico.*
PIPELINE	*Linea di processo PIPELINE per celle solari ad eterogiunzione.*
PODCAST	*Piattaforma di Ottimizzazione della Distribuzione tramite uso di dati da Contatori elettronici e sistemi di Accumulo disTribuito.*
SIRE	*Sistema di accumulo Ibrido italiano per le Reti Elettriche.*
SOIGE	*Sistema per la gestione Ottimale della Illuminazione e di altre utenze elettriche nei Grandi Edifici.*
SpyGa	*Staged Pyrolysis and Gasification.*
µSB-MP	*Micro-cogenerazione residenziale: caldaie a biomassa con generatori Stirling off/on grid.*
HBF2.0	*High performance flexible small scale biomass gasifier 2.0.*
PROMETEO	*Impianto dimostrativo di co-produzione di biometano ed energia elettrica basato su un processo innovativo di adsorbimento di CO_2 su sorbenti solidi.*
Cool it	*Riduzione dei consumi elettrici per la climatizzazione estiva di edifici mediante sviluppo di Cool Materials cementizi ad elevata riflettanza solare.*
TVB	*Sviluppo di una innovativa Tecnologia integrata Volano-Batteria per l'accumulo efficiente di energia da rinnovabile per applicazioni di piccola taglia.*
MAN-PREV	*Accessori intelligenti per cavi MT per il monitoraggio della rete elettrica.*
DEMAND	*DistributEd MANagement logics and Devices for electricity savings in active users installations.*
PA.R.CO_2 H.P.	*Sistema integrato per la pastorizzazione e la conservazione di prodotti alimentari tramite lo sviluppo e l'utilizzo della tecnologia innovativa delle pompe di calore a CO_2 reversibili.*
PVT-SAHP	*Hybrid PVT Assisted Heat Pump – Sviluppo di un sistema integrato per la climatizzazione da fonte fotovoltaica.*
SUNSTORE	*Accumulo di energia termica prodotta da sistemi solari a media temperatura per applicazioni di solar-cooling e calore di processo.*
S.E.M.P.A.	*Sistema esperto per il monitoraggio permanente delle apparecchiature elettriche in smart grids di MT per incrementare la continuità del servizio.*

Con la delibera 16 giugno 2016, 319/2016/rds, l'Autorità ha ammesso alla fase di valutazione due ulteriori proposte di progetto, poi valutate negativamente sotto il profilo tecnico-scientifico.

Attività di valutazione e verifica dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR

Nel corso del 2016, le attività di valutazione relative a CNR hanno riguardato il Piano annuale di realizzazione 2013-2014. In esito alle attività di verifica dei risultati conseguiti, nonché della congruità, della pertinenza e dell'ammissibilità delle spese sostenute nell'ambito di tale Piano 2013-2014, con la delibera 4 novembre 2016, 628/2016/rds, l'Autorità ha approvato il consuntivo delle medesime e disposto l'erogazione della relativa quota a saldo di contribuzione.

A causa della tardiva approvazione del Piano triennale 2015-2017, non sono state svolte, nel corso del 2016, le consuete attività di valutazione riguardanti i progetti di ricerca condotti da RSE e da ENEA.

Attività di valutazione e verifica dei progetti di ricerca ammessi al finanziamento ai sensi dei bandi 12 dicembre 2008 e 30 giugno 2014

Nel corso del 2016 sono proseguite le attività di verifica relative ai progetti ammessi al finanziamento ai sensi del bando 12 dicembre 2008. In particolare:

- con la delibera 28 gennaio 2016, 25/2016/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto *Sviluppo di un sistema innovativo di produzione di energia elettrica alimentato da rifiuti degli allevamenti avicoli* (Energavi) ed è stata disposta l'erogazione della quota a saldo di contribuzione;
- con la delibera 11 febbraio 2016, 47/2016/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto Progettazione e sperimentazione su larga scala di un sistema decentralizzato per la gestione negoziata tra distributore e clienti domestici dell'energia elettrica (*Smart Domo Grid* - SDG) ed è stata disposta l'erogazione della quota a saldo di contribuzione.

Dopo l'emanazione del decreto 21 aprile 2016 del Direttore Generale per il mercato elettrico, le rinnovabili e l'efficienza energetica, il nucleare, con il quale sono state approvate le graduatorie dei progetti presentati ai sensi del bando 30 giugno 2014, sono state avviate le attività finalizzate all'approvazione degli aggiustamenti richiesti dai proponenti e all'approvazione dei capitolati tecnici dei progetti.

Per quanto riguarda le richieste di aggiustamenti presentate dagli assegnatari dei progetti di ricerca, l'Autorità ha approvato:

- la delibera 14 luglio 2016, 396/2016/rds, riguardante il progetto *Accessori intelligenti per cavi MT per il monitoraggio della rete elettrica* (MAN-PREV);
- la delibera 14 luglio 2016, 397/2016/rds, in merito al progetto *Poligenerazione alimentata con biomasse da rifiuti negli impianti di depurazione delle acque reflue urbane* (PANACEA);
- la delibera 14 luglio 2016, 398/2016/rds, relativa al progetto *Linea di processo PIPELINE per celle solari ad eterogiunzione* (PIPELINE);
- la delibera 14 luglio 2016, 399/2016/rds, riferita al *progetto Impianto dimostrativo di coproduzione di biometano ed energia elettrica basato su un processo innovativo di adsorbimento di CO_2 su sorbenti solidi* (PROMETEO);
- la delibera 14 luglio 2016, 400/2016/rds, inerente al progetto *Sistema esperto per il monitoraggio permanente delle apparecchiature elettriche in smart grids di MT per incrementare la continuità del servizio* (S.E.M.P.A.);
- la delibera 14 luglio 2016, 401/2016/rds, relativa al progetto *Sistema di rimozione della potenza di decadimento per reattori nucleari innovativi* (SIRIO);
- la delibera 14 luglio 2016, 402/2016/rds, attinente al progetto *Gassificazione di biomasse lignocellulosiche in sistemi di cogenerazione di piccola taglia (< 200 kw) per applicazioni nel settore terziario* (SYNBIOSE);
- la delibera 29 settembre 2016, 531/2016/rds, concernente il progetto *Microcogenerazione residenziale: caldaie a biomassa con generatori Stirling off/on grid* (μSB-MP);
- la delibera 29 settembre 2016, 532/2016/rds, riguardante il progetto *Gestione VIRTUale di risorSe energetiche distribuite* (VIRTUS);
- la delibera 14 ottobre 2016, 569/2016/rds, relativa al progetto *Accumulo superconduttivo senza l'utilizzo di liquidi criogenici per le Reti elettriche intelligenti* (DRYSMES4GRID).

Per quanto riguarda i capitolati tecnici dei progetti, l'Autorità ha approvato i seguenti provvedimenti:

- la delibera 28 luglio 2016, 433/2016/rds, inerente al progetto *Sviluppo di conduttori innovativi per il potenziamento e la riduzione delle perdite Joule nella trasmissione e nella trasformazione dell'energia elettrica* (CALAJOULE);
- la delibera 28 luglio 2016, 434/2016/rds, concernente il progetto *CogenERazione da Biomassa mEdiante scambiatori con rivestimenti innOvativi per sistemi EFMGT* (CERBERO);
- la delibera 28 luglio 2016, 435/2016/rds, attinente al progetto *Studio di avanzate soluzioni a più alta efficienza e sviluppo di innovative lampade a LED ad alte prestazioni e competitività per gallerie stradali* (EffiLED);
- la delibera 28 luglio 2016, 436/2016/rds, sul progetto *High performance flexible small scale biomass gasifier 2.0* (HBF2.0);
- la delibera 28 luglio 2016, 437/2016/rds, riguardante il progetto *Sistema integrato per la pastorizzazione e la conservazione di prodotti alimentari tramite lo sviluppo e l'utilizzo della tecnologia innovativa delle pompe di calore a CO_2 reversibile* (PA.R.CO_2H.P);
- la delibera 28 luglio 2016, 438/2016/rds, relativa al progetto *Piattaforma di Ottimizzazione della Distribuzione tramite uso di dati da Contatori elettronici e sistemi di Accumulo disTribuito* (PODCAST);
- la delibera 28 luglio 2016, 439/2016/rds, riferita al progetto *AIR SOLar Heat Pump* (SOLAIRHP);
- la delibera 28 luglio 2016, 440/2016/rds, attinente al progetto *Sviluppo di una innovativa Tecnologia integrata Volano-Batteria per l'accumulo efficiente di energia da rinnovabile per applicazioni di piccola taglia* (TVB);
- la delibera 6 ottobre 2016, 551/2016/rds, in merito al progetto *Produzione efficiente di energia elettrica dal residuo di lignina ottenuto da impianti di bioetanolo, in sistemi di combustione a letto fluido* (Elettra);
- la delibera 6 ottobre 2016, 552/2016/rds, concernente il progetto *Sistema di accumulo ibrido italiano per le Reti Elettriche* (SIRE);
- la delibera 10 novembre 2016, 647/2016/rds, relativa al progetto *Poligenerazione Alimentata con biomasse da rifiuti negli impianti di depurazione delle acque reflue urbane* (PANACEA);
- la delibera 17 novembre 2016, 671/2016/rds, inerente al progetto *Accessori intelligenti per cavi MT per il monitoraggio della rete elettrica* (MAN-PREV);
- la delibera 17 novembre 2016, 672/2016/rds, sul progetto *Impianto dimostrativo di coproduzione di biometano ed energia elettrica basato su un processo innovativo di adsorbimento di CO_2 su sorbenti solidi* (PROMETEO);
- la delibera 24 novembre 2016, 688/2016/rds, riguardante il progetto *Gassificazione di biomasse lignocellulosiche in sistemi di cogenerazione di piccola taglia (< 200 kw) per applicazioni nel settore terziario* (SYNBIOSE);
- la delibera 1 dicembre 2016, 705/2016/rds, in merito al progetto *Hybrid PVT Assisted Heat Pump - Sviluppo di un sistema integrato per la climatizzazione da fonte fotovoltaica* (PVT-SAHP);
- la delibera 1 dicembre 2016, 706/2016/rds, riguardante il progetto *Gestione Virtuale di risorse energetiche distribuite* (VIRTUS);
- la delibera 1 dicembre 2016, 707/2016/rds, riferita al progetto *Linea di processo PIPELINE per celle solari ad eterogiunzione* (PIPELINE);
- la delibera 6 dicembre 2016, 735/2016/rds, sul progetto *Accumulo superconduttivo senza l'utilizzo di liquidi criogenici per le Reti elettriche intelligenti* (DRYSMES4GRID);
- la delibera 6 dicembre 2016, 736/2016/rds, relativa al progetto *Sistema di rimozione della potenza di decadimento per reattori nucleari innovativi* (SIRIO);
- la delibera 22 dicembre 2016, 783/2016/rds, riguardante il progetto *Microcogenerazione residenziale: caldaie a biomassa con generatori Stirling off/on grid* (μSB-MP).

PAGINA BIANCA

3.
Regolazione nel settore del gas

Settoriale

Unbundling

Regolazione dell'unbundling

Per l'illustrazione dell'attività svolta dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico nell'anno 2016, in merito alla regolazione dell'*unbundling*, si rinvia a quanto esposto nel Capitolo 2 di questo Volume, poiché la disciplina dell'*unbundling* funzionale e contabile descritta in quella sede per il settore elettrico si applica anche al settore del gas naturale.

Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale

Con la delibera 7 aprile 2016, 172/2016/R/gas, adottata congiuntamente al regolatore greco e a quello albanese (RAE ed ERE), è stata presa la decisione finale di certificazione di TAP AG, quale gestore di trasporto indipendente del gas naturale, ai sensi dell'art. 10 della direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 e del paragrafo 4.5.2 della *Energy Regulators Joint Opinion on TAP AG's Exemption Application.*

Con la decisione finale, i regolatori, sulla base di ulteriori elementi forniti da TAP AG, hanno confermato quanto già previsto nella decisione preliminare (delibera 26 novembre 2015, 566/2015/R/gas), ossia hanno certificato TAP AG sulla base sia dei requisiti di indipendenza fissati dalla direttiva 2009/73/CE sia di impegni, da parte della medesima, che prevedono il graduale assolvimento di tutti gli altri obblighi di indipendenza entro la data definitiva di inizio delle attività commerciali e di gestione dell'infrastruttura.

Nella medesima decisione, le Autorità hanno inoltre fornito le proprie argomentazioni in risposta alle specifiche osservazioni contenute nel parere della Commissione europea e a supporto della certificazione finale di TAP AG. Tali argomentazioni si basano sul presupposto che:

- TAP AG non agisce, al momento, come gestore di trasporto del gas naturale e svolge prevalentemente l'attività di costruzione del gasdotto. Come anche riconosciuto dalla Commissione, i requisiti di indipendenza previsti dalla direttiva non possono che applicarsi alle limitate operazioni di natura commerciale svolte dalla società in questa fase (allocazione della capacità);
- le attività commerciali realizzate da TAP AG durante la fase di costruzione del gasdotto sono e saranno condotte in un contesto completamente regolato da specifici provvedimenti delle Autorità (*Linee guida*) che ne assicureranno lo svolgimento secondo modalità non discriminatorie;
- TAP AG è stata assoggettata dalle Autorità, durante la costruzione del gasdotto, ad un regime di *unbundling* funzionale, che prevede la predisposizione di un programma di adempimenti (approvato dalle Autorità) e la nomina di un responsabile della conformità, al fine di assicurare lo svolgimento delle attività commerciali in maniera non discriminatoria e la non divulgazione delle informazioni commercialmente sensibili agli azionisti della società, i quali talvolta hanno interessi nella produzione e nella fornitura di gas nei mercati serviti dal gasdotto.

Da ultimo, le Autorità hanno condiviso l'osservazione della Commissione europea, la quale ribadisce la necessità che tutto il personale di TAP AG impiegato nelle attività commerciali sia da subito sottoposto al rispetto dei requisiti di indipendenza previsti

dalla direttiva 2009/73/CE e non, come previsto nella decisione preliminare, dal momento dell'avvio definitivo e completo delle attività commerciali e di gestione del gasdotto.

Con la delibera 16 giugno 2016, 318/2016/R/gas, l'Autorità ha archiviato il procedimento per la ricertificazione di Snam Rete Gas, in qualità di gestore del sistema di trasporto del gas naturale, e con la delibera 16 giugno 2016, 317/2016/R/eel, ha altresì archiviato il procedimento per la ricertificazione di Terna, in qualità di gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica. Il procedimento di ricertificazione per le due società era stato avviato con la delibera 29 gennaio 2015, 20/2015/R/com, alla luce dell'avvenuta modifica dell'assetto proprietario delle stesse a seguito di cessione della partecipazione di Cassa depositi e prestiti a soggetti di diritto estero e ad un gruppo di investitori istituzionali italiani. A seguito di opportuni approfondimenti istruttori, l'Autorità ha appurato l'insussistenza dei presupposti necessari per dare impulso ad una nuova procedura di certificazione ai sensi dell'art. 10 e 11 della direttiva 2009/73/CE e dell'art. 3, paragrafo 1, del regolamento (CE) 715/2009.

Regolazione delle reti

Regolazione tecnica: servizi di bilanciamento

Bilanciamento di merito economico del gas naturale

Nel corso del 2016 la disciplina del bilanciamento del gas naturale è stata oggetto di una profonda riforma che ha portato, dall'1 ottobre 2016, alla definizione del passaggio tra il vecchio regime, a suo tempo definito con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, e il nuovo modello che recepisce integralmente il regolamento (UE) 312/2014 della Commissione del 26 marzo 2014, istituendo un Codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto. Per l'illustrazione della prima fase della riforma si rinvia alla *Relazione Annuale 2016*, Volume II.

In Italia, già dal 2011, era in vigore un regime di bilanciamento di merito economico che presentava alcune delle caratteristiche contenute nel citato regolamento europeo; pertanto la sua implementazione non è avvenuta completamente *ex novo*, ma a partire da una base preesistente, che ha consentito di evitare l'introduzione di misure transitorie e di gradualità, seppure previste dal regolamento medesimo.

In ogni caso si è dovuto intervenire su vari fronti, sia sul piano regolatorio sia su quello implementativo, per poter adattare i processi esistenti e le infrastrutture informatiche alle nuove esigenze. *In primis*, con la delibera 21 aprile 2016, 193/2016/R/gas, l'Autorità ha agito in tema di risoluzione delle congestioni contrattuali nei punti di ingresso e di uscita dello stoccaggio, prerequisito essenziale per garantire la liquidità al nuovo mercato, specie nel contesto italiano in cui lo stoccaggio è la principale fonte di modulazione infragiornaliera.

Con la delibera 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas, è stato approvato il *Testo integrato del bilanciamento* (TIB), ed è stata fissata la data di efficacia del medesimo a partire dall'1 ottobre 2016. È seguito poi un lavoro di finalizzazione dei Codici delle imprese di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, conclusosi con la relativa approvazione delle modifiche proposte (delibere 28 giugno 2016, 357/2016/R/gas; 1 settembre 2016, 475/2016/R/gas; 8 settembre 2016, 487/2016/R/gas; 19 gennaio 2017, 14/2017/R/gas), nonché con l'approvazione dello schema di convenzioni tra Snam Rete Gas e il Gestore dei mercati energetici (GME), funzionali alla gestione del Mercato del

giorno prima (MGP) e del Mercato infragiornaliero (MI) (delibera 29 settembre 2016, 539/2016/R/gas).
La piattaforma di mercato PB-GAS preesistente è stata mantenuta, in via transitoria, non più come strumento per il bilanciamento ma come mercato organizzato per la negoziazione di gas in stoccaggio (la delibera 20 ottobre 2016, 584/2016/R/gas, ne approva la conseguente modifica del regolamento).
Infine, con la delibera 6 ottobre 2016, 554/2016/R/gas, l'Autorità ha definito i parametri degli incentivi e la data a partire dalla quale sono misurate le performance di Snam Rete Gas, ferma restando l'esigenza di monitorarne l'andamento e di intervenire con eventuali correzioni già dopo i primi sei mesi se ciò si rendesse necessario.

Regolazione 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 le delibere 19 maggio 2016, 245/2016/R/gas, e 31 maggio 2016, 284/2016/R/gas, l'Autorità ha determinato, per il 2013, i premi e le penalità rispettivamente per le imprese Unigas distribuzione e 2i Rete gas, la quantificazione dei quali era stata rinviata con la delibera 21 gennaio 2016, 20/2016/R/gas, a seguito della richiesta, da parte delle imprese, di convocazione dinanzi al Collegio dell'Autorità. Sempre con la delibera 20/2016/R/gas, l'Autorità ha sospeso la determinazione dei premi e delle penalità, per l'anno 2013, per l'impresa Egea - Ente gestione energia e ambiente, a causa di una dichiarazione di errata rendicontazione delle dispersioni, su segnalazione di terzi, a partire dall'anno 2008. Il provvedimento ha così disposto la verifica degli effetti di tali errate rendicontazioni inerenti ai periodi di regolazione 2009-2013 e 2014-2019. In esito a tale verifica, al fine di non gravare indebitamente sulla tariffa di distribuzione, l'Autorità:

- con la delibera 16 giugno 2016, 320/2016/R/gas, ha disposto, per l'impresa Egea, la determinazione dei premi e delle penalità per l'anno 2013, prevedendo l'utilizzo dei dati non rettificati;
- ha stabilito la revisione dei livelli di partenza e tendenziali per il periodo 2014-2019, già determinati con la delibera 18 giugno 2015, 290/2015/R/gas, prevedendo l'utilizzo dei dati rettificati.

Pertanto, con la delibera 22 settembre 2016, 516/2016/R/gas, l'Autorità ha indicato, per Reti territorio (ex Egea), con l'utilizzo dei dati rettificati, gli obiettivi annui di miglioramento relativi alla componente dispersioni, per il periodo 2014-2019.

Attuazione della regolazione premi/penalità della sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale in vigore nel periodo 2014-2019

Con la delibera 24 novembre 2016, 686/2016/R/gas, l'Autorità ha determinato i premi e le penalità per l'anno 2014: per 13 imprese (Blu Reti Gas, NED Reti distribuzione gas, Veneta Gas, Lodigiana Infrastrutture, Erogasmet, San Giorgio Distribuzione Servizi, Servizi Distribuzione, Italimpianti, So.Gas, Lario Reti Gas, Enerco Distribuzione, Rete Morenica, Pedemontana Distribuzione Gas) la determinazione dei premi e delle penalità è stata rimandata ad un successivo provvedimento, poiché le stesse hanno chiesto di essere formalmente ascoltate dal Collegio dell'Autorità.
Per l'anno 2014 sono stati erogati premi per 49 milioni di euro

e penalità per 10,6 milioni di euro, differite agli anni 2015-2019.
Con la delibera 8 settembre 2016, 485/2016/E/gas, l'Autorità ha intimato a Multiservizi S.B. Unipersonale, Casirate Gas e Vergas di adempiere agli obblighi di comunicazione dei dati della qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas e dei dati di performance del servizio di misura del gas naturale relativi all'anno 2015. Gli obblighi di comunicazione sono, infatti, funzionali all'attività di vigilanza dell'Autorità, che si svolge proprio partendo dall'analisi dei dati comunicati dalle imprese, ed è, pertanto, indispensabile che tutte adempiano a tali obblighi.

Revisione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019

Con la delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com, l'Autorità ha apportato alcune modifiche alla *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019* (RQDG 2014-2019), con decorrenza 1 gennaio 2017, in materia di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore, per l'illustrazione delle quali si rimanda al Capitolo 7 di questo Volume.

Controllo dell'attuazione della vigente regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas

Anche per l'anno 2016 l'Autorità ha previsto un programma di controlli e verifiche ispettive finalizzati ad accertare la corretta attuazione della regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas, con particolare riferimento alla sicurezza.
Con la delibera 10 marzo 2016, 95/2016/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di 50 controlli telefonici nei confronti di altrettante imprese distributrici, con l'obiettivo di verificare il corretto funzionamento del servizio di pronto intervento. Qualora il controllo telefonico dia esito non conforme, l'impresa distributrice verrà sottoposta ad una verifica ispettiva.
Nel corso del 2016 e nei primi mesi del 2017, per violazioni in materia di servizio di pronto intervento, sono stati avviati i seguenti procedimenti:

- delibera 6 dicembre 2016, 730/2016/S/gas, nei confronti di Briongas;
- delibera 9 marzo 2017, 125/2017/S/gas, nei confronti di Metagas;
- delibera 16 marzo 2017, 140/2017/S/gas, nei confronti di Autogas Centro;
- delibera 23 marzo 2017, 175/2017/S/gas, nei confronti di Sviluppo Energia;
- delibera 23 marzo 2017, 176/2017/S/gas, nei confronti di Crisgas.

A completamento di quanto disposto con la delibera 26 febbraio 2015, 71/2015/E/gas, sono stati avviati, inoltre, i seguenti procedimenti:

- delibera 1 aprile 2016, 156/2016/S/gas, nei confronti di Tecnigas;
- delibera 28 aprile 2016, 203/2016/S/gas, nei confronti di Valtellina Gas;
- delibera 5 maggio 2016, 211/2016/S/gas, nei confronti di Silca.

Con la delibera 9 giugno 2016, 294/2016/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di cinque verifiche ispettive in materia di recuperi di sicurezza per l'anno 2015, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas naturale, allo scopo di accertare la corretta applicazione del meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza definito dalla RQDG 2014-2019.
Con la delibera 14 luglio 2016, 389/2016/E/gas, l'Autorità ha approvato, per il periodo 1 ottobre 2016 – 30 settembre 2017, un programma di 60 controlli tecnici relativi alla qualità del gas, nei confronti di altrettante imprese distributrici, con l'intento di accertare il rispetto della normativa relativa al potere calorifico superiore, alla pressione di fornitura e al grado di odorizzazione del gas distribuito. Tali controlli si svolgono con la collaborazione dell'Azienda speciale Innovhub – Divisione Stazione Sperimentale per i Combustibili.

Orientamenti finalizzati ad incrementare il numero di misuratori accessibili e il ricorso alle letture effettive

Con il documento per la consultazione 22 settembre 2016, 518/2016/R/gas, l'Autorità ha prospettato le possibili azioni e gli interventi correttivi finalizzati sia a disincentivare l'utilizzo delle letture stimate sia a indurre le imprese di distribuzione alla rilevazione effettiva del dato di misura, nell'ambito del servizio di misura del gas naturale.
In particolare, tali orientamenti, prospettati per tutti i misuratori con consumi annui sino a 5.000 S(m^3), sono differenziati in funzione dello stato di accessibilità dei misuratori e sono così sintetizzabili:

- per i misuratori accessibili (tradizionali e di tipo *smart*), si propone di:
  - rimuovere il concetto di "tentativo di lettura" riferito ai misuratori accessibili, sostituendolo con quello di "lettura effettiva";
  - fissare una soglia percentuale annua minima di misuratori, congiuntamente tradizionali e di tipo *smart*, con un numero di letture effettive, pari a quello previsto dalla regolazione, che ciascuna impresa distributrice deve raggiungere, e meccanismi di penalizzazione di 20-30 € per ogni misuratore - in diminuzione alla suddetta soglia percentuale - per il quale non sia stato rispettato il numero minimo di letture effettive. Entrambe tali modifiche potrebbero essere applicate fin da subito a tutte le imprese distributrici, indipendentemente dalle loro dimensioni;
- per i misuratori parzialmente accessibili (tradizionali), si prospetta di:
  - fissare un obbligo, in capo all'impresa distributrice, di verifica della classificazione dei misuratori tradizionali parzialmente accessibili;
  - fissare un obbligo di predisposizione di un registro, da aggiornare con cadenza annuale;
  - prevedere successivamente un meccanismo finalizzato alla riduzione progressiva (entro 4-5 anni al massimo) della percentuale di misuratori tradizionali parzialmente accessibili, tramite la loro sostituzione con misuratori di tipo *smart* (aggiuntivi rispetto agli obblighi già previsti dall'Allegato A alla delibera 27 dicembre 2013, 631/2013/R/gas);
- per i misuratori non accessibili (tradizionali), si propone di:
  - introdurre un obbligo di sostituzione dei misuratori tradizionali non accessibili, per i quali l'impresa distributrice non abbia rispettato il numero minimo di tentativi di lettura, con un equivalente numero di misuratori di tipo *smart* (aggiuntivi rispetto agli obblighi già previsti dall'Allegato A alla delibera 631/2013/R/gas).

Aggiornamento delle direttive in materia di obblighi di messa in servizio degli smart meter del gas

Con la delibera 29 dicembre 2016, 821/2016/R/gas, è stata introdotta una deroga facoltativa, previa informativa all'Autorità, per il rinvio all'1 gennaio 2018 dell'utilizzo della gestione da remoto della chiusura dell'elettrovalvola presente sugli *smart meter* gas G4 e G6.

Qualità del servizio di trasporto del gas naturale

In materia di odorizzazione del gas trasportato, con la delibera 8 settembre 2016, 484/2016/E/gas, l'Autorità:

- ha intimato a Snam Rete Gas di adempiere, entro il 31 gennaio 2017, agli obblighi in materia di odorizzazione del gas naturale per le tipologie di clienti finali direttamente allacciati alle reti di trasporto del gas naturale, fissati dall'art. 5 dell'Allegato A alla delibera 19 dicembre 2013, 602/2013/R/gas, come modificato dalla delibera 29 maggio 2015, 250/2015/R/gas;
- ha rilevato che il ritardo rispetto all'anzidetto termine costituisce presupposto per l'avvio di un'istruttoria formale volta all'adozione di un provvedimento sanzionatorio di cui all'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95, nonché delle misure conseguenti al mancato rispetto della legge 6 dicembre 1971, n. 1083 che, tra l'altro, costituisce un illecito penale.

Il Consiglio di Stato, con l'ordinanza n. 239, del 19 gennaio 2017, ha accolto l'istanza cautelare presentata da Snam Rete Gas, a seguito dell'ordinanza cautelare del TAR Lombardia n. 1690/2016 relativa all'intimazione ad adempiere agli obblighi in materia di odorizzazione del gas per usi domestici e similari dei clienti finali direttamente allacciati alle reti di trasporto, sospendendo la delibera 250/2015/R/gas, per la parte riguardante l'inderogabilità del termine ultimo per il completamento del piano di adeguamento (31 gennaio 2017). È stato, altresì, confermato l'obbligo nei confronti di Snam Rete Gas di procedere all'implementazione delle misure di odorizzazione del gas riconsegnato ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto per uso domestico o similare (riscaldamento, cottura, produzione di acqua calda sanitaria, condizionamento), anche se combinato con usi tecnologici, come classificato ai sensi del *Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (settlement)* (TISG) (Allegato A alla delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas), informando periodicamente l'Autorità delle modalità progressive di esecuzione del

piano «*fino alla data di trattenimento in decisione del ricorso principale*».

Con le delibere 25 febbraio 2016, 69/2016/R/gas, e 17 novembre 2016, 670/2016/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte di aggiornamento del Codice di rete di Snam Rete Gas e di Infrastrutture Trasporto Gas, che recepiscono, tra l'altro, le disposizioni previste dalle seguenti delibere:

- delibera 602/2013/R/gas, recante *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017*;
- delibera 250/2015/R/gas, recante *Adozione di misure in materia di odorizzazione del gas per usi domestici e similari di clienti finali direttamente allacciati alle reti di trasporto del gas naturale*.

Con le delibere 28 aprile 2016, 204/2016/R/gas, e 9 giugno 2016, 299/2016/R/gas, inoltre, l'Autorità ha approvato le proposte di aggiornamento del Codice di rete di Snam Rete Gas e di Infrastrutture Trasporto Gas, che recepiscono le disposizioni previste dalla delibera 12 febbraio 2015, 46/2015/R/gas, recante *Direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale e disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi*.

Regolazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso al servizio di trasporto

Con la delibera 26 maggio 2016, 270/2016/R/gas, l'Autorità ha introdotto alcune modifiche al sistema di gestione degli scostamenti tra la capacità conferita e quella utilizzata presso i punti di interconnessione con i gasdotti esteri, al fine di rendere il sistema coerente con le attuali procedure di conferimento che consentono agli utenti di prenotare i prodotti di capacità di durata inferiore all'anno.

Con le delibere 24 giugno 2016, 336/2016/R/gas, e 4 agosto 2016, 470/2016/R/gas, l'Autorità ha avviato un progetto pilota per la riforma della regolazione in materia di conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano gli impianti di generazione di energia elettrica. L'intervento di riforma, di tipo sperimentale (progetto pilota), mira a realizzare il passaggio verso più flessibili ed efficienti meccanismi di conferimento, sul modello di quelli adottati presso i punti di interconnessione con l'estero, e si inserisce in un percorso di revisione più ampio che, inizialmente, ha interessato gli impianti di generazione elettrica. Detti impianti, oltre ad essere limitati nel numero, hanno evidenziato, anche per effetto del rilevante sviluppo delle fonti rinnovabili, maggiori criticità rispetto all'attuale regolazione in ordine alla prevedibilità del profilo di utilizzo del gas.

Con il documento per la consultazione 18 febbraio 2016, 60/2016/R/gas, e le delibere 21 luglio 2016, 422/2016/R/gas, e 4 agosto 2016, 464/2016/R/gas, l'Autorità ha completato il processo di implementazione delle disposizioni europee relative alla gestione delle congestioni presso i punti di interconnessione con l'estero del sistema nazionale dei gasdotti (*Congestion management procedures*,

regolamento CMP)[1]. La menzionata delibera 422/2016/R/gas ha aggiornato le disposizioni in materia di mancato utilizzo sistematico della capacità conferita presso i punti di interconnessione con l'estero del sistema nazionale dei gasdotti; mentre la delibera 464/2016/R/gas ha introdotto il meccanismo *use-it-or-lose-it* su base *day-ahead*, quale strumento di risoluzione delle congestioni contrattuali.

Accesso al servizio di stoccaggio

Come accade da alcuni anni, anche nell'anno termico 2016-2017 il conferimento della capacità di stoccaggio è avvenuto sulla base di criteri di mercato. Ancora una volta la situazione di mercato, in Europa e in Italia, è caratterizzata da differenziali stagionali molto ridotti e tali, almeno nella prima parte del semestre estivo del 2016, da rendere l'acquisto di capacità di stoccaggio un'opportunità per gli operatori e non una necessità. Ciò in ragione della disponibilità di gas invernale a prezzi di poco superiori a quelli del gas estivo.

Questa situazione, che comprime la possibilità delle imprese di stoccaggio di generare ricavi, ha reso necessaria, anche nel 2016, la definizione di un meccanismo di sterilizzazione (con saldi a credito oppure a debito) degli impatti di natura finanziaria sulle imprese di stoccaggio derivanti dalle procedure d'asta per l'assegnazione della capacità di stoccaggio (cfr. delibera 16 giugno 2016, 323/2016/R/gas). In particolare, è stato rinnovato, anche per il 2016, il meccanismo secondo il quale la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) salda mensilmente la differenza, a favore delle imprese di stoccaggio, tra i ricavi che sarebbero stati percepiti da tali imprese con l'applicazione dei previgenti corrispettivi tariffari previsti dall'Autorità, e quanto effettivamente fatturato sulla base degli esiti delle aste. Il meccanismo, riferito al periodo 1 aprile 2016 - 30 marzo 2017, è sostanzialmente analogo a quello attivato lo scorso anno con la delibera 16 aprile 2015, 171/2015/R/gas. Va, inoltre, evidenziato che la delibera 323/2016/R/gas ha anche avviato un'istruttoria conoscitiva sullo stato delle prestazioni fornite dai campi di stoccaggio in concessione alla società Stogit.

In attuazione delle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017, con la delibera 16 febbraio 2017, 76/2017/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2017-2018, confermando sia l'impianto generale dei servizi di stoccaggio[2] (servizio di punta e servizio uniforme) sia le modalità di organizzazione delle procedure introdotte con la delibera 27 febbraio 2014, 85/2014/R/gas (aste sequenziali mensili).

L'intervento si inserisce in un contesto di mercato che presenta differenziali stagionali di prezzo del gas, i quali si pongono a livelli inferiori rispetto ai costi connessi all'acquisto della capacità di stoccaggio e al suo utilizzo. Anche per il 2017, 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 prodotto che prevede la disponibilità della capacità di iniezione dal mese successivo a quello di conferimento sino al termine della fase di iniezione (prodotto con iniezione stagionale);
- un altro che considera la disponibilità di capacità di iniezione nel solo mese successivo a quello di conferimento (prodotto con iniezione mensile).

A fronte delle capacità di stoccaggio che si sono rese disponibili in seguito alla scadenza, al 31 marzo 2016, dei contratti di stoccaggio quinquennali sottoscritti ai sensi del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 (pari a più di 2,5 miliardi di metri cubi), il decreto ministeriale 14 febbraio 2017, nell'ambito del servizio uniforme, ha confermato, anche per il 2017, le novità introdotte nel 2016 ovvero:

- l'offerta di un servizio integrato di rigassificazione e di stoccaggio volto a favorire l'importazione di nuovo GNL nel nostro Paese in estate, assicurando, a chi lo richieda, la capacità di stoccaggio necessaria per il corrispondente volume di gas fino all'inverno successivo;

1 Il regolamento CMP definisce le regole europee per la gestione delle c.d. "congestioni contrattuali", situazioni in cui la capacità di trasporto risulta scarsa poiché interamente conferita, spesso su base pluriennale, anche a fronte di capacità fisica (tecnica) disponibile. 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. In Italia la prima fase del processo di implementazione del regolamento CMP era stata avviata nel 2013, con l'approvazione della delibera 26 settembre 2013, 411/2013/R/gas.

2 L'impianto del servizio di stoccaggio è stato definito già nel 2013 con la delibera 21 febbraio 2013, 75/2013/R/gas (servizio di punta e servizio uniforme).

- l'utilizzo di riferimenti di mercato, in luogo di quelli tariffari, per il conferimento in asta della capacità di stoccaggio su base pluriennale (due anni, come previsto dal menzionato decreto ministeriale).

Infine, con le delibere 23 febbraio 2017, 83/2017/R/gas e 84/2017/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento della capacità di stoccaggio. I prezzi di riserva non sono resi noti al sistema, come stabilito dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017.

Con la delibera 193/2016/R/gas, l'Autorità ha disciplinato i criteri di svolgimento delle procedure per il conferimento e la cessione fra gli utenti della capacità di stoccaggio per periodi pari e inferiori al mese. Tali disposizioni, coerenti con l'avvio del nuovo regime di bilanciamento previsto dal regolamento (UE) 312/2014, cui l'Autorità ha dato applicazione dall'1 ottobre 2016 con la delibera 312/2016/R/gas, ha introdotto sia un mercato *day-ahead* per il conferimento della capacità di stoccaggio continua e interrompibile, sia la possibilità per gli utenti di ricorrere all'*overnomination* dello stoccaggio nel corso del giorno gas. La delibera disciplina, inoltre, le modalità di svolgimento delle procedure di conferimento, nonché la destinazione dei proventi derivanti dalle medesime procedure.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Con l'obiettivo di aumentare e di diversificare le fonti di approvvigionamento in Italia, il decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 dicembre 2016 ha confermato, anche per il 2017, la possibilità di conferire capacità di rigassificazione attraverso le procedure d'asta, con un prezzo di riserva fissato dall'Autorità. Pertanto, con la delibera 12 gennaio 2017, 6/2017/R/gas, l'Autorità ha disciplinato le modalità di svolgimento delle procedure d'asta per il conferimento della capacità di rigassificazione (e di stoccaggio per il servizio integrato); con la successiva delibera 16 febbraio 2017, 64/2017/R/gas, sono stati definiti i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento delle capacità per il servizio integrato. Tali prezzi di riserva non sono stati resi noti al sistema.

Con la delibera 6 ottobre 2016, 555/2016/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di Adriatic LNG relativa ai corrispettivi per i servizi di flessibilità previsti dalla delibera 7 novembre 2013, 502/2013/R/gas. Il provvedimento prevede, inoltre, che la medesima Adriatic LNG trasmetta una proposta relativa alle modalità di determinazione *ex ante* del corrispettivo di riconsegna per la flessibilità (CRF), da applicarsi dall'1 gennaio 2017, formulata sulla base delle dinamiche dei prezzi di bilanciamento e del gas naturale rilevate a seguito dell'avvio del nuovo regime di bilanciamento, secondo quanto stabilito dalla delibera 312/2016/R/gas.

Con il documento per la consultazione 1 dicembre 2016, 714/2016/R/gas, l'Autorità, coerentemente con le previsioni contenute nel proprio *Quadro strategico 2015-2018*, ha prospettato i propri orientamenti in relazione all'introduzione di criteri di mercato per l'allocazione della capacità di rigassificazione. In particolare, il documento ha posto in consultazione l'introduzione di meccanismi di mercato basati su procedure ad asta per il conferimento della capacità di rigassificazione sia di lungo sia di breve periodo; inoltre, ha illustrato le prime valutazioni sui meccanismi d'asta ritenuti più efficienti per l'allocazione dei diversi prodotti di capacità, nonché sui criteri utilizzabili per la definizione dei prezzi di riserva da associare ai medesimi prodotti.

Approvazione e aggiornamento dei Codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, di stoccaggio e di rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri Codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificatane la congruenza con i medesimi criteri.

Nel corso del 2016, sono stati aggiornati alcuni Codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, al fine di recepire le nuove previsioni normative, le disposizioni introdotte dall'Autorità e/o le modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio. In particolare:

- con la delibera 1 aprile 2016, 165/2016/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di stoccaggio di Stogit, tesa a semplificare il processo di contrattualizzazione, con benefici anche in ordine all'onerosità della gestione delle garanzie da parte degli utenti dello stoccaggio, in linea con quanto richiesto dai medesimi utenti nell'ambito dell'indagine annuale di *customer satisfaction* svolta da Stogit;
- con la delibera 31 maggio 2016, 287/2016/R/gas, è stata approvata

una proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas, finalizzata al recepimento delle disposizioni della delibera 20 novembre 2015, 555/2015/R/gas, in materia di rilascio della capacità presso i punti della rete di trasporto gas interconnessi con l'estero, al fine di favorire l'armonizzazione dei processi di gestione dei conferimenti di capacità tra sistemi di trasporto interconnessi;

- con la delibera 357/2016/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di stoccaggio di Stogit, per integrare i cicli di riformulazione delle prenotazioni di capacità, in linea con le previsioni del regolamento (UE) 312/2014, che ha istituito il Codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto;
- con la delibera 4 agosto 2016, 467/2016/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di stoccaggio di Stogit, che consente la costituzione del diritto reale di garanzia a favore di terzi sul gas stoccato, che si inquadra nella fattispecie del pegno irregolare;
- con la delibera 487/2016/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di stoccaggio di Stogit, che integra le disposizioni della delibera 193/2016/R/gas in materia di conferimento di capacità su base mensile o per periodi inferiori, incluse le capacità non utilizzate dagli utenti, al fine di limitare le congestioni contrattuali nell'utilizzo degli stoccaggi;
- con la delibera 22 settembre 2016, 520/2016/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di rigassificazione di Adriatic LNG, che integra, in particolare, le previsioni della delibera 19 marzo 2015, 118/2015/R/gas, in materia di utilizzo flessibile della capacità di rigassificazione del GNL e di risoluzione delle eventuali congestioni per l'accesso ai terminali;
- con la delibera 6 ottobre 2016, 556/2016/R/gas, sono state aggiornate le disposizioni della delibera 17 luglio 2002, 137/02, in materia di scostamenti presso i punti di interconnessione della rete di trasporto del gas ed approvate, al contempo, le proposte di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas, in conformità delle delibere 270/2016/R/gas e 422/2016/R/gas relative alla gestione delle congestioni presso i punti di interconnessione con l'estero del sistema nazionale dei gasdotti;
- con la delibera 22 dicembre 2016, 789/2016/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di stoccaggio di Stogit, che integra le disposizioni in materia di capacità in anticipo e di gestione della capacità rilasciata su base giornaliera, in linea con le disposizioni di cui alla delibera 193/2016/R/gas;
- con la delibera 19 gennaio 2017, 13/2017/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas, finalizzata al recepimento delle disposizioni della delibera 464/2016/R/gas, che ha introdotto il meccanismo *use-it-or-lose-it* su base *day-ahead* quale strumento di risoluzione delle congestioni contrattuali nei punti di interconnessione con i gasdotti europei;
- con la delibera 26 gennaio 2017, 30/2017/R/gas, sono state approvate le proposte di aggiornamento dei Codici di rete delle società Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia, allo scopo di recepire quanto previsto nella delibera 336/2016/R/gas, che ha avviato un progetto pilota per la riforma della regolazione in materia di conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas alimentanti impianti di generazione di energia elettrica.

Misure di salvaguardia del sistema gas

In materia di salvaguardia del sistema gas, con la delibera 20 ottobre 2016, 585/2016/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 ottobre 2013, relative alla gestione e all'approvvigionamento, da parte dei terminali di rigassificazione, dei quantitativi di GNL da mantenere stoccati e da rendere disponibili nell'ambito del c.d. "servizio di *peak shaving*". Ciò consente di fronteggiare le eventuali situazioni di emergenza del sistema, determinando i prezzi base d'asta in ragione del costo/opportunità, per un utente, di fornire il gas da immobilizzare nei serbatoi dei rigassificatori e da utilizzare in caso di crisi del sistema.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Tariffe di trasporto

Con la delibera 6 ottobre 2016, 550/2016/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di regolazione tariffaria dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, per il periodo 2010-2013, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato del 12 giugno 2015, n. 2888, che ha parzialmente annullato la delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto, con la delibera 17 novembre 2016, 669/2016/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie relative ai ricavi di riferimento per l'anno 2017.

Con la successiva delibera 22 dicembre 2016, 776/2016/R/gas, l'Autorità ha approvato i corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale e il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2017.

GNL - Tariffe di rigassificazione

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione, con la delibera 14 luglio 2016, 392/2016/R/gas, l'Autorità ha determinato le tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2017.

Con la delibera 27 ottobre 2016, 607/2016/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato 26 luglio 2016, n. 3356, e 9 agosto 2016, n. 3552, in materia di determinazione delle tariffe di rigassificazione della società OLT Offshore LNG Toscana.

Tariffe di stoccaggio

In tema di ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio, l'Autorità, per l'anno 2015:

- con la delibera 28 gennaio 2016, 27/2016/R/gas, ha approvato i ricavi per la società Stogit;
- con la delibera 25 febbraio 2016, 66/2016/R/gas, ha determinato d'ufficio i ricavi per la società Edison Stoccaggio, prevedendo un riconoscimento parziale delle immobilizzazioni relative al sito di San Potito e Cotignola, e la loro entrata in esercizio ai fini tariffari nell'anno 2015.

Riguardo ai ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio, l'Autorità, in via provvisoria, per l'anno 2016:

- con la delibera 11 febbraio 2016, 46/2016/R/gas, ha approvato i ricavi per la società Stogit;
- con la delibera 26 maggio 2016, 265/2016/R/gas, ha determinato i ricavi per la società Edison Stoccaggio.

Con la delibera 28 luglio 2016, 441/2016/R/gas, l'Autorità ha determinato, in via provvisoria, i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2017.

Tariffe per il servizio di distribuzione

Con la delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas, l'Autorità ha definito la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019, integrando le disposizioni di cui alla delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas, relative alle gestioni comunali e sovracomunali, con previsioni normative in merito alle gestioni per ambito di concessione.

Nel corso del 2016, l'Autorità ha effettuato l'aggiornamento infraperiodo della regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RTDG), con riferimento al triennio 2017-2019; in particolare, con la delibera 25 febbraio 2016, 68/2016/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'aggiornamento della RTDG con riferimento ai seguenti aspetti:

- la definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi, ai fini della loro

applicazione a valere dall'1 gennaio 2017;
- la revisione della componente $\Delta CVER_{unit,t}$ a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche, ai fini della sua applicazione a valere dall'1 gennaio 2017;
- la determinazione delle componenti a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, espressi in euro per punto di riconsegna, ai fini della loro applicazione a partire dall'anno 2017;
- la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura, espressi in euro/gruppo di misura, per gli anni successivi al 2016.

Con il documento per la consultazione 4 novembre 2016, 629/2016/R/gas, sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione a tali tematiche. In particolare, ai fini della definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi, l'Autorità ha condotto un'analisi dell'evoluzione dei costi dichiarati dalle imprese nei rendiconti annuali separati, nel periodo 2012-2015. Sulla base di tali analisi, nel documento per la consultazione 629/2016/R/gas l'Autorità ha espresso i propri indirizzi, così sintetizzabili:

- con riferimento alla gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione di gas naturale, risultano da rivedere i target di recupero di produttività per il secondo triennio del quarto periodo di regolazione e da definire, di conseguenza, l'*X-factor* per le imprese di grandi dimensioni in un range compreso tra 1,8% e 2,0% e, per le imprese di dimensioni medio-piccole, in un range compreso tra 2,7% e 3,3%;
- riguardo alla gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale, sono da prevedere i valori dell'*X-factor* in un range compreso tra 0,2% e 0,8%, in linea con l'incremento dell'*X-factor* ipotizzato per le imprese di dimensioni medio-piccole che distribuiscono gas naturale;
- con riferimento al servizio di misura, non vanno modificati gli obiettivi di recupero di produttività fissati pari a 0% nel primo triennio del quarto periodo di regolazione per le attività di raccolta, validazione e registrazione dei dati, al fine di non depotenziare la spinta all'investimento nei sistemi di *smart metering*, e nelle attività di installazione e di manutenzione dei gruppi di misura, nelle more degli approfondimenti relativi alle modalità di compilazione dei rendiconti annuali separati; ciò sia al fine di analizzare i possibili effetti sugli andamenti dei costi operativi che l'adozione di diverse logiche di capitalizzazione dei costi da parte delle imprese può avere prodotto nel tempo, sia al fine di meglio analizzare gli andamenti dei costi relativi alle verifiche dei gruppi di misura;
- con riferimento al servizio di commercializzazione, è opportuno aumentare il costo unitario riconosciuto per l'anno 2017 e prevedere un *X-factor* pari a 0% per gli aggiornamenti tariffari per gli anni 2018 e 2019 o, in alternativa, introdurre un *X-factor* negativo, in modo da aumentare il livello del costo unitario riconosciuto, in un range compreso tra -1,0% e -2,0%, da applicare agli aggiornamenti degli anni 2017, 2018 e 2019.

Con la delibera 22 dicembre 2016, 775/2016/R/gas, con la quale è stata approvata la nuova versione della RTDG, l'Autorità:

- ha confermato i tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi per la gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione di gas naturale, fissati per gli aggiornamenti degli anni 2015 e 2016, anche per gli aggiornamenti tariffari degli anni 2017, 2018 e 2019. Ciò in ragione dell'esigenza di fornire un quadro regolatorio stabile e certo, in vista dell'indizione delle gare d'ambito;
- in coerenza con quanto previsto per il servizio di distribuzione del gas naturale, ha confermato i tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti per la gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale, fissati pari a 0% per gli aggiornamenti degli anni 2015 e 2016, anche per gli aggiornamenti tariffari degli anni 2017, 2018 e 2019;
- ha confermato gli obiettivi di recupero di produttività per le attività di installazione e manutenzione dei gruppi di misura e per le attività di raccolta, validazione e registrazione dei dati, fissati pari a 0% nel primo triennio del quarto periodo di regolazione, avviando al contempo un monitoraggio dei costi sostenuti dalle imprese, per verificare gli impatti derivanti dallo sviluppo dei programmi di messa in servizio degli *smart meter*;
- ha ridefinito in aumento il costo unitario riconosciuto per il servizio di commercializzazione, in linea con i costi effettivi delle imprese sulla base dei dati riportati nei rendiconti separati

per l'anno 2015, prevedendo un tasso di riduzione annuale dei costi pari a 0% per i successivi aggiornamenti del parametro nel corso del quarto periodo di regolazione.

Con il documento per la consultazione 28 aprile 2016, 205/2016/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti iniziali in tema di nuovi criteri per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas e di individuazione di tetti ai riconoscimenti dei costi unitari di capitale, in relazione alle località in avviamento. Gli orientamenti finali su tali tematiche sono stati illustrati nel documento per la consultazione 4 agosto 2016, 456/2016/R/gas.

Con la delibera 1 dicembre 2016, 704/2016/R/gas, è stato istituito un tavolo di lavoro tecnico congiunto tra le imprese di distribuzione, anche attraverso le associazioni di categoria, e gli Uffici dell'Autorità, allo scopo di definire una struttura di prezzario condivisa, per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti sulle reti di distribuzione del gas naturale, a partire dagli investimenti del 2018. In particolare, l'Autorità ha individuato, come oggetto di analisi nell'ambito del tavolo di lavoro, le seguenti tematiche:

- la definizione delle voci del prezzario;
- i criteri per la determinazione dei prezzi;
- le modalità di identificazione delle quantità fisiche da assumere ai fini della determinazione del costo riconosciuto;
- l'introduzione di coefficienti correttivi da applicare al prezzario, in relazione agli effetti di variabili esogene, che incidano sui livelli di costo del servizio, ma che non risultino riflesse nel medesimo prezzario;
- le modalità di riconoscimento dei maggiori costi connessi allo svolgimento di manutenzioni straordinarie relative a interventi di sostituzione o di rifacimento di cespiti già esistenti.

Con la medesima delibera, è stato introdotto un tetto al riconoscimento dei costi unitari di capitale per le località in avviamento, a partire dagli investimenti del 2017, costituito da una soglia massima in termini di spesa per utente servito pari a 5.250 €/PDR. Tale tetto, nel caso in cui una quota degli investimenti sia coperta con contributi pubblici, trova applicazione con riferimento alla restante quota degli investimenti non coperta da contributi pubblici.

Con la delibera 10 marzo 2016, 98/2016/R/gas, sono state poi rideterminate le tariffe di riferimento in relazione agli anni 2009-2014, a seguito della chiusura dell'indagine conoscitiva avviata con la delibera 24 gennaio 2013, 14/2013/E/gas, in tema sia di investimenti relativi alla sostituzione di condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo, sia dell'accettazione di richieste di rettifica e di integrazione dei dati patrimoniali e fisici pervenute entro la data del 15 febbraio 2016.

Con la delibera 10 marzo 2016, 99/2016/R/gas, sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e di misura del gas per l'anno 2015, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2014, ai sensi dell'art. 3, comma 2, lettera b), della RTDG. Ai fini di tale determinazione, sono state recepite le istanze di rideterminazione tariffaria e di applicazione della tariffa di ufficio con decorrenza dall'anno 2015 e sono state considerate le istanze di rettifica dei dati patrimoniali e fisici pervenute entro il 15 febbraio 2016.

Con la delibera 7 aprile 2016, 173/2016/R/gas, sono state determinate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e di misura del gas per l'anno 2016, sulla base dei dati patrimoniali preconsuntivi relativi all'anno 2015, ai sensi dell'art. 3, comma 2, lettera a), della RTDG. Con il medesimo provvedimento sono stati approvati, per sei imprese di distribuzione, anche gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 45 della RTDG.

Con la delibera 5 maggio 2016, 213/2016/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento volto a valutare la possibilità di riconoscimento dei costi non capitalizzabili sostenuti dal Comune di Mignano Monte Lungo (CE), per lo svolgimento del servizio di distribuzione del gas nel territorio di sua competenza, con riferimento al periodo in cui il medesimo ha svolto, in proprio, tale servizio.

Con la delibera 14 luglio 2016, 393/2016/R/gas, di rettifica di errori materiali, sono state rideterminate le tariffe di riferimento per due imprese distributrici e, per un'impresa distributrice, è stato rideterminato l'importo relativo all'indennità amministrativa di cui all'art. 4, comma 5, della RTDG, precedentemente approvato con la delibera 99/2016/R/gas.

Con la delibera 29 settembre 2016, 533/2016/R/gas, l'Autorità ha rideterminato i valori delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura del gas naturale per la località di

Catania, servita dalla società ASEC, per l'anno 2015, a seguito dell'accettazione di un'istanza di riconoscimento dei costi di investimento relativi a cespiti di proprietà comunale.

Con la delibera 4 novembre 2016, 626/2016/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri per le rideterminazioni tariffarie conseguenti alla verifica ispettiva presso 2i Rete Gas, in materia di tariffe di distribuzione del gas, da adottarsi con provvedimento successivo.

La delibera 6 dicembre 2016, 733/2016/R/gas, ha disposto la rideterminazione delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura del gas, per gli anni 2009-2015, a seguito della presentazione, entro il 15 settembre 2016, di istanze di rettifica, da parte di alcune imprese distributrici, di dati fisici e patrimoniali e della correzione di errori materiali.

Con la delibera 22 dicembre 2016, 774/2016/R/gas, sono state approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, di misura e di commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 40 della RTDG, le opzioni tariffarie per gas diversi, di cui all'art. 65 della RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale in acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 45 della RTDG, per l'anno 2017. In coerenza con l'approccio adottato per la determinazione delle tariffe obbligatorie negli anni 2014, 2015 e 2016, al fine di incrementare la stabilità delle tariffe, i volumi di gas rilevanti utilizzati nelle determinazioni delle quote variabili delle tariffe obbligatorie, a copertura dei costi del servizio di distribuzione, sono stati determinati come media mobile dei dati relativi al gas distribuito nell'ultimo quadriennio disponibile. Con il medesimo provvedimento è stato approvato l'ammontare massimo del riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

Con la delibera 26 gennaio 2017, 29/2017/R/gas, l'Autorità ha approvato, per l'anno 2017, le opzioni tariffarie per gas diversi, i cui valori non sono stati pubblicati, a causa di un errore materiale, con la delibera 774/2016/R/gas. Con la medesima delibera è stato revocato, con decorrenza dall'1 gennaio 2017, il riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 59 della RTDG 2009-2012, con riferimento ad una località.

La delibera 16 marzo 2017, 146/2017/R/gas, ha rideterminato le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura del gas, per gli anni 2009-2015, a seguito dell'accettazione delle richieste di rettifica e integrazione di dati patrimoniali e fisici pervenute entro la data del 15 febbraio 2017.

Con la delibera 16 marzo 2017, 145/2017/R/gas, sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e di misura del gas, per l'anno 2016, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, lettera b), della RTDG, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2015. Ai fini di tale determinazione, sono state recepite le istanze di rideterminazione tariffaria, con decorrenza dall'anno 2016, e sono state considerate le istanze di rettifica di dati patrimoniali e fisici pervenute entro il 15 febbraio 2017.

Il 16 giugno 2016 e il 3 ottobre 2016 l'Autorità ha pubblicato, sul proprio sito internet, alcuni chiarimenti sull'applicazione della RTDG in relazione, tra l'altro, al riconoscimento dei costi operativi e alle modalità di trattamento di casi di valore delle immobilizzazioni nette disallineate rispetto alle medie di settore e alla stratificazione del valore di rimborso ai fini tariffari. Con riferimento alle modalità di riconoscimento dei costi operativi, la delibera 15 settembre 2016, 500/2016/R/gas, ha integrato e chiarito alcune disposizioni della RTDG relative alle località con scadenza dell'affidamento successiva alla gara d'ambito. In particolare, l'Autorità ha precisato che il corrispettivo unitario riconosciuto a copertura dei costi operativi per tali località, corrispondente a quello riconosciuto per le gestioni d'ambito, non può, fino alla data dell'effettivo passaggio alla gestione per ambito, risultare superiore al corrispettivo che si applicherebbe qualora le località venissero considerate come appartenenti al perimetro a gestione comunale e sovracomunale.

In merito alle altre tematiche, il 19 maggio 2016 e il 4 agosto 2016 sono stati pubblicati altri chiarimenti inerenti alla debenza dei canoni di concessione, da parte delle imprese distributrici di gas, ai Comuni nel periodo di prosecuzione del servizio, ai sensi dell'art. 14, comma 7, del decreto legislativo n. 164/00, come successivamente modificato e integrato.

La determina 1 agosto 2016, 19/2016 - DIUC, ha introdotto disposizioni in materia di comunicazione dei dati finalizzata alle determinazioni tariffarie per i servizi di distribuzione e di misura del gas, in caso di valorizzazione delle immobilizzazioni nette di località sulla base del valore di rimborso, in esito all'affidamento mediante gara d'ambito.

La delibera 8 settembre 2016, 483/2016/R/gas, ha integrato le

disposizioni della RTDG per i casi di riclassificazione delle reti di trasporto regionale in reti di distribuzione del gas.
Con la successiva determina 13 ottobre 2016, 21/2016 – DIUC, è stato definito convenzionalmente il valore delle immobilizzazioni lorde relativo ai cespiti oggetto di riclassificazione da rete di trasporto regionale in rete di distribuzione del gas ed è stata prevista un'integrazione delle modalità di presentazione delle richieste di determinazione delle tariffe per i servizi di distribuzione e di misura del gas naturale, in caso di riclassificazione.

Servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

L'aggiornamento infraperiodo della RTDG per il triennio 2017-2019 ha riguardato anche la revisione della componente $\Delta CVER_{unit,t}$ a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche, la determinazione delle componenti a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, nonché la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura.
Nel documento per la consultazione 629/2016/R/gas, sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione a tali tematiche, nonché in relazione alle modalità di riconoscimento dei costi per la messa in servizio di gruppi di misura di classe G4 e G6 per l'anno 2016. In particolare, l'Autorità ha proposto di valutare una modifica dell'attuale meccanismo di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche, prevedendo il riconoscimento di un costo standard per verifica applicato al numero effettivo di verifiche eseguite dalle imprese.
Nel medesimo documento sono stati, inoltre, illustrati gli esiti di una raccolta dati relativa ai costi di telelettura/telegestione e ai costi dei concentratori per gli anni 2010-2020 (attivata con la determina 18 aprile 2016, 9/2016 – DIUC). Dall'esame dei dati è emerso che i costi delle imprese che hanno adottato soluzioni *make* e miste risultano mediamente inferiori ai costi sostenuti dalle imprese che hanno adottato soluzioni di tipo *buy*. Tenuto conto che, tra le imprese che hanno adottato soluzioni *make* si sono evidenziate due distinte soluzioni tecnologiche - una basata su comunicazioni punto a punto senza l'utilizzo di concentratori e una fondata invece sull'utilizzo dei concentratori – l'Autorità, al fine di garantire la neutralità tra le tecnologie, ha proposto di valutare l'introduzione di un'unica componente, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura sia dei costi centralizzati di telelettura/telegestione sia dei costi dei concentratori. In base alle analisi svolte, l'Autorità ha espresso l'orientamento di fissare complessivamente le componenti $t(tel)_t$ e $t(con)_t$, pari ad un valore compreso tra 2,30 e 2,70 € per punto di riconsegna.
L'Autorità ha, inoltre, ipotizzato di fissare il livello del costo standard per l'anno 2017 in un range compreso tra 125 e 135 €/gdm (gruppo di misura), per i gruppi di misura G4, e tra 160 e 170 €/gdm, per i gruppi di misura di calibro G6.
Con la delibera 775/2016/R/gas l'Autorità ha ritenuto opportuno in relazione a tali tematiche:

- rinviare ad uno specifico approfondimento l'ipotesi di modifica delle modalità di riconoscimento dei costi per le verifiche metrologiche, prospettata nel documento per la consultazione 629/2016/R/gas, che prevede l'individuazione di un riconoscimento unitario per verifica effettuata e, nelle more di tali approfondimenti, ridurre in via provvisoria, sulla base delle evidenze sui costi effettivamente sostenuti dalle imprese, come risultano dai rendiconti annuali separati trasmessi all'Autorità, il valore unitario della componente $\Delta CVER_{unit,t}$ da 60 €/gdm a 50 €/gdm;
- prevedere, nelle more degli opportuni approfondimenti in relazione ai costi sostenuti dalle imprese, che i costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori sostenuti fino all'anno 2017 siano riconosciuti a consuntivo, introducendo in ogni caso un tetto ai riconoscimenti tariffari per i costi sostenuti nel 2017, definito sulla base del livello medio unitario dei costi delle imprese che hanno adottato soluzioni *buy* e dimensionato in funzione del numero di punti di riconsegna effettivamente equipaggiati con *smart meter*;
- fissare i costi standard per i misuratori di classe G4 e G6 al limite superiore dell'intervallo individuato nel documento per la consultazione 4 novembre 2016, 629/2016/R/gas, pari rispettivamente a 135 €/gdm, per i misuratori di classe G4, e a 170 €/gdm, per i misuratori di classe G6;
- confermare i livelli già fissati per l'anno 2014 dei costi standard da applicare per il riconoscimento degli investimenti relativi ai gruppi di misura elettronici delle classi superiori a G6, realizzati nel 2017.

Con la medesima delibera è stato confermato l'orientamento espresso in consultazione di prevedere che per il 2016 gli investimenti relativi ai gruppi di misura di classe G4 e G6 siano valutati sulla base del costo effettivamente sostenuto, con un tetto pari al 150% del costo standard, in continuità con quanto previsto per il 2015.

Valutazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto

Con la delibera 28 giugno 2016, 351/2016/R/gas, l'Autorità ha adottato alcune disposizioni per la consultazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, predisposti dai gestori del sistema di trasporto, ai sensi dell'art. 16, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, come modificato dalla legge 29 luglio 2015, n. 115.

La consultazione si è conclusa il 15 febbraio 2017.

Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

In merito ai provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2016 in materia di gare per ambito di concessione, si rileva che essi hanno riguardato principalmente le verifiche degli scostamenti tra VIR (valore industriale residuo) e RAB (valore regolatorio degli *asset*) e l'analisi della documentazione di gara trasmessa dalle stazioni appaltanti.

Con le delibere 28 gennaio 2016, 26/2016/R/gas, 18 febbraio 2016, 59/2016/R/gas, 25 febbraio 2016, 67/2016/R/gas, 17 marzo 2016, 113/2016/R/gas, e 16 marzo 2017, 142/2017/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni inerenti ai valori di rimborso con scostamenti maggiori del 10% rispetto alla RAB, ai sensi di quanto previsto dall'art. 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, rispettivamente con riferimento ai comuni dell'Atem Belluno, dell'Atem Torino 2 - Impianto di Torino, dell'Atem Forlì-Cesena, dell'Atem Alessandria 2 – Centro e dell'Atem Massa Carrara.

Per quanto riguarda l'attività di analisi della documentazione di gara, le delibere 7 luglio 2016, 368/2016/R/gas, 4 agosto 2016, 455/2016/R/gas, 22 settembre 2016, 517/2016/R/gas, e 24 novembre 2016, 687/2016/R/gas, contengono le osservazioni dell'Autorità in merito alla documentazione inviata, ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/11, rispettivamente dal Comune di Venezia, stazione appaltante dell'Atem Venezia 1 - Città e Laguna Veneta, dal Comune di Belluno, stazione appaltante dell'Atem Belluno, dalla società Unica Reti, stazione appaltante dell'Atem Forlì-Cesena e dalla Città Metropolitana di Torino, stazione appaltante dell'Atem Torino 2 - Impianto di Torino.

Con la delibera 14 gennaio 2016, 10/2016/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, per il triennio 2016-2018, il tasso di interesse da applicare per la determinazione del rimborso, ai gestori uscenti, degli importi per la copertura degli oneri di gara di cui al decreto interministeriale n. 226/11.

Il 27 gennaio 2016 l'Autorità ha pubblicato i propri chiarimenti in merito al caso di pubblicazione di bandi di gara per l'affidamento del servizio senza il rispetto sia degli obblighi previsti dall'art. 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00 in materia di scostamenti tra VIR e RAB, sia degli obblighi di cui all'art. 9, comma 2, del citato decreto interministeriale n. 226/11, in materia di bandi di gara.

Con la determina 5 febbraio 2016, 4/2016 – DIUC, è stata definita la stratificazione standard del VIR, ai sensi dell'art. 25, comma 3, della RTDG. Tale stratificazione, definita per tipologia di cespite e per anno di entrata in esercizio, trova applicazione nei casi in cui non siano disponibili informazioni puntuali sulla stratificazione dei cespiti per tipologia e per anno di entrata in esercizio, desumibili dallo stato di consistenza e/o dalle perizie di stima, o nel caso in cui la stratificazione non sia stata pubblicata nel bando di gara, ancorché fossero disponibili informazioni puntuali.

Il 30 marzo 2016, in attuazione di quanto indicato nella determina 25 luglio 2014, 13/2014 - DIUC, sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati definitivi relativi al valore degli *asset* risultanti al 31 dicembre 2013 (dati RAB), a seguito dell'emanazione della delibera 99/2016/R/gas, con

la quale sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2015.
I dati RAB, in particolare, sono stati resi disponibili nei seguenti formati:

- in modalità aggregata senza distinzione per soggetto proprietario, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario;
- in quota parte di proprietà del gestore uscente soggetta a trasferimento a titolo oneroso, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario e per le quali il medesimo gestore uscente ha fornito tale dettaglio.

Il 13 aprile 2016 sono stati poi resi disponibili i dati provvisori relativi al valore degli *asset* risultanti al 31 dicembre 2014, in base alla delibera 173/2016/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2016.
Il 10 giugno 2016 sono stati pubblicati i chiarimenti relativi ai criteri per l'effettuazione del test parametrico e per la valorizzazione degli *asset* di cui agli artt. 14 e 20 della delibera 26 giugno 2014, 310/2014/R/gas; il 16 giugno 2016, sono stati pubblicati i chiarimenti relativi ai quesiti formulati dalle associazioni delle imprese distributrici al Piano industriale (Allegato 3 al decreto interministeriale n. 226/11).
Infine, con la determina 28 giugno 2016, 16/2016 - DIUC, sono stati aggiornati, per l'anno 2015 e 2016, i valori di riferimento per il calcolo degli indici di cui all'allegato A della delibera 7 agosto 2014, 414/2014/R/gas, ai fini dell'analisi per indici prevista dalla delibera 310/2014/R/gas per la verifica degli scostamenti tra valore di rimborso e RAB superiori al 10%.

Promozione della concorrenza

Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati all'ingrosso e al dettaglio

Mercato all'ingrosso del gas naturale

Il funzionamento dei mercati del gas naturale, le cui principali regole tecniche presentano un assetto ormai consolidato, ha richiesto soltanto alcuni aggiustamenti:

- con il parere 14 gennaio 2016, 11/2016/I/gas, l'Autorità ha espresso al Ministro dello sviluppo economico la propria valutazione favorevole alla modifica della disciplina del mercato del gas (M-GAS) predisposta dal GME in materia di unità di misura e arrotondamenti;
- con il parere 4 marzo 2016, 83/2016/I/gas, l'Autorità ha espresso al Ministro dello sviluppo economico il proprio parere favorevole alla modifica della disciplina M-GAS predisposta dal GME, in materia di tempistiche di fatturazione e dei pagamenti relativi alle partite economiche del mercato del gas;

- con la delibera 15 settembre 2016, 502/2016/R/gas, è stata approvata la proposta del GME di modifica della disciplina M-GAS, prevedendo alcune integrazioni delle disposizioni che regolano il funzionamento del Fondo M-GAS, per la gestione di eventuali casi di inadempienza, nei confronti del GME, del responsabile del bilanciamento nel pagamento delle partite insorte presso l'M-GAS, in coerenza con il nuovo regime di bilanciamento e la disciplina in materia di neutralità del responsabile del bilanciamento;
- con la delibera 539/2016/R/gas, è stato approvato l'aggiornamento delle convenzioni tra GME e Snam Rete Gas, che disciplinano le modalità applicative delle previsioni per la gestione dei mercati del gas e dei flussi informativi a questi connessi, coerentemente con le previsioni della delibera 312/2016/R/gas, di avvio del nuovo regime di bilanciamento;
- con la delibera 584/2016/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del regolamento PB-GAS, predisposta dal GME, con la finalità di recepire le disposizioni introdotte con la delibera 312/2016/R/gas, in materia di gestione transitoria del mercato dei prodotti *locational* e del mercato organizzato per la negoziazione del gas in stoccaggio;
- con il parere 20 ottobre 2016, 586/2016/I/gas, l'Autorità ha espresso, al Ministro dello sviluppo economico, il proprio convincimento favorevole alla modifica della disciplina M-GAS predisposta dal GME, che perfeziona le misure necessarie all'avvio del nuovo sistema di bilanciamento, secondo l'assetto transitorio definito dalla delibera 312/2016/R/gas;
- con la delibera 6 dicembre 2016, 737/2016/R/gas, è stata approvata, per l'anno 2017, la misura dei corrispettivi per la partecipazione alla piattaforma per il bilanciamento e del contributo previsto per le negoziazioni nel mercato del gas gestito dal GME;
- con la delibera 16 febbraio 2017, 66/2017/R/gas, l'Autorità ha approvato le disposizioni in materia di gestione dei mercati del gas, necessarie alla piena implementazione del nuovo regime di bilanciamento previsto dalla delibera 312/2016/R/gas; con la stessa delibera, è stato, inoltre, approvato il *Testo integrato delle disposizioni in materia di condizioni regolatorie per lo svolgimento dell'attività di gestione dei mercati fisici del gas naturale* (TICORG) (Allegato A).

Monitoraggio del mercato al dettaglio

La delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11, ha definito - come evidenziato nel precedente Capitolo 2 di questo Volume, cui si rimanda - 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.

L'Autorità ha pubblicato il *Rapporto Annuale 2014* e *2015* sul monitoraggio del mercato *retail*, che sintetizza gli esiti del monitoraggio del mercato della vendita di energia elettrica e di gas naturale alla clientela di massa, vale a dire ai clienti di piccole e medie dimensioni in termini di volumi di consumo.

In particolare, con riferimento al settore del gas naturale, per l'anno 2016, risultano obbligati 48 imprese di distribuzione e 61 venditori; di questi, 44 distributori e sei venditori hanno svolto la loro attività esclusivamente nel settore del gas (la restante parte è, invece, attiva in entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas). L'analisi si è concentrata sui clienti domestici, sui condomini ad uso domestico con consumi fino a 200.000 S(m^3)/anno, sui clienti non domestici con consumi fino a 200.000 S(m^3)/anno (clienti altri usi) e sulle attività di servizio pubblico fino a 200.000 S(m^3)/anno.

La struttura dell'offerta e le dinamiche concorrenziali nel settore del gas naturale, come in quello elettrico, presentano al contempo elementi positivi e criticità, per la disamina più dettagliata dei quali, si rinvia al Capitolo 7 di questo Volume.

In primo luogo, si osserva anche nel settore del gas naturale un incremento del numero degli operatori attivi sul mercato libero.

PAGINA BIANCA

PAGINA BIANCA

4.

Teleriscaldamento/ Teleraffrescamento ed efficienza energetica negli usi finali

Intersettoriale

Regolazione nel settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento

Avvio delle attività

Nell'ambito delle funzioni di regolazione e controllo assegnate all'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento (telecalore), sono proseguite, anche nel corso del 2016, le attività di definizione del relativo quadro regolatorio, che si sono focalizzate sui seguenti temi:

- la disciplina della misura dei consumi di energia termica e di acqua calda sanitaria (ACS) sia al punto di fornitura degli edifici sia nelle singole unità immobiliari di condomini ed edifici polifunzionali;
- la regolazione della qualità contrattuale del servizio di telecalore;
- la definizione dei criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento alla rete di telecalore e delle modalità per l'esercizio, da parte dell'utente, del diritto di recesso dal contratto di fornitura;
- l'individuazione dei requisiti minimi di trasparenza sulle modalità di formazione e di aggiornamento dei prezzi praticati all'utenza, posti in capo ai gestori del servizio;
- l'avvio della definizione di obblighi di separazione contabile e amministrativa per i gestori del servizio;
- l'avvio dello sviluppo di un sistema di monitoraggio dei prezzi nel settore.

In corso d'anno, l'attività è stata estesa anche allo studio del servizio di suddivisione delle spese per il riscaldamento, il raffrescamento e l'ACS tra le diverse unità immobiliari degli edifici, ai fini dell'esercizio delle nuove competenze in materia attribuite all'Autorità dal decreto legislativo 18 luglio 2016, n. 141.

L'impostazione del quadro regolatorio è stata definita sulla base di un'estensiva raccolta di dati e di informazioni finalizzata alla conoscenza dettagliata dello stato del settore. Le evidenze emerse e gli orientamenti dell'Autorità per la regolazione dei profili sopra richiamati sono illustrati nei paragrafi successivi.

Regolazione del servizio di misura

L'art. 9 del decreto legislativo n. 102/14, recependo le disposizioni di cui agli artt. 9 e 11 della direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012, 2012/27/UE, in materia di efficienza energetica, ha affidato all'Autorità il compito di disciplinare: la misura dell'energia termica fornita agli edifici attraverso reti di telecalore; la contabilizzazione diretta dei consumi individuali di calore e ACS nelle singole unità immobiliari dei condomini e degli edifici polifunzionali serviti da reti di telecalore; la fatturazione; le informazioni sulla fatturazione e sull'accesso ai dati di consumo.

Con il documento per la consultazione 19 maggio 2016, 252/2016/R/tlr, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti, dando priorità ai profili funzionali all'attuazione dell'obbligo di installazione, entro il 31 dicembre 2016, dei contatori di fornitura e dei contatori individuali in tutti gli edifici esistenti serviti da reti di telecalore.

Il successivo decreto legislativo n. 141/16 ha apportato sostanziali modifiche al predetto art. 9, per effetto delle quali la disciplina della misura dei consumi individuali nei condomini e negli edifici polifunzionali allacciati ad una rete di telecalore non rientra più nel perimetro di competenza dell'Autorità. Pertanto, gli orientamenti presentati nel documento per la consultazione 252/2016/R/tlr non sono più finalizzati ad un intervento regolatorio dell'Autorità, ma le analisi e le proposte sui contatori individuali ivi illustrate, inclusa la metodologia sviluppata ai fini della valutazione della fattibilità tecnica, dei costi e dei benefici associati alla loro installazione, possono considerarsi quale contributo pubblico alla diffusione dei dispositivi di misura dei consumi per la climatizzazione negli appartamenti e nelle singole unità immobiliari.

Per quanto riguarda, invece, i contatori di fornitura, in considerazione delle modifiche normative intervenute nelle more del procedimento di consultazione e vista l'imminenza del termine (31 dicembre 2016) entro il quale gli esercenti l'attività di misura avrebbero dovuto provvedere all'installazione di tali contatori, al fine di non aggravare le suddette attività, l'Autorità ha ritenuto opportuno

di non adottare i provvedimenti sui requisiti minimi dei contatori da installarsi entro tale termine, rinviando ad una successiva consultazione sul tema.

Lo stesso decreto legislativo n. 141/16 ha poi affidato all'Autorità[1] il compito di stabilire, entro il 31 dicembre 2016, i costi di riferimento indicativi per i fornitori del servizio di ripartizione delle spese per climatizzazione tra le diverse unità immobiliari di condomini ed edifici polifunzionali, riforniti da una fonte di telecalore centralizzata o da una rete di teleriscaldamento o da un sistema di fornitura centralizzato che alimenta una pluralità di edifici (servizio di sotto-fatturazione).

Con la delibera 27 ottobre 2016, 617/2016/R/tlr, l'Autorità ha avviato il procedimento per l'esercizio di tale nuova funzione, nell'ambito del quale è stata disposta un'indagine conoscitiva a campione tesa all'acquisizione di elementi informativi di dettaglio sulle caratteristiche e sui contenuti del servizio di sotto-fatturazione, sui relativi costi e sui prezzi praticati alla clientela.

Con la successiva delibera 15 dicembre 2016, 768/2016/E/tlr, l'Autorità ha intimato ad alcuni dei soggetti regolati inclusi nel campione di indagine di fornire le informazioni richieste. Sulla base delle evidenze emerse, l'Autorità ha illustrato i propri indirizzi nel documento per la consultazione 16 febbraio 2017, 71/2017/R/tlr, unitamente agli esiti della ricognizione sulle caratteristiche, sui costi e sui prezzi del servizio di sotto-fatturazione offerto nel mercato nazionale. In particolare, ai fini della definizione dei costi di riferimento indicativi per i fornitori del servizio, sono individuati due servizi tipo:

- il servizio lettura, che comprende l'attività di lettura dei dispositivi e la suddivisione dei consumi tra i condòmini;
- il servizio di ripartizione delle spese, che include, in aggiunta alle attività ricomprese nel servizio di lettura, il calcolo della spesa di ciascuna unità immobiliare relativa ai consumi volontari e involontari, nonché alle spese fisse per la conduzione e la gestione dell'impianto termico.

Per ognuno dei due servizi tipo, il provvedimento dettaglia il set minimo di informazioni che il fornitore del servizio è tenuto a garantire al committente (per esempio, il numero di letture, i dati rilevati, la tipologia dei dati utilizzati per la suddivisione dei consumi, la spesa totale e i criteri di ripartizione tra quota fissa e quota variabile, il costo per unità di ripartizione, l'importo della spesa per ogni unità immobiliare), con una periodicità almeno annuale. Sono, inoltre, delineate le caratteristiche minime dell'offerta, che includono: un contratto di durata annuale, eventualmente rinnovabile, con possibilità di recesso anticipato rispetto alla scadenza naturale dello stesso, salvo congruo preavviso; la periodicità di fatturazione annuale del servizio al committente, al termine della stagione termica; la garanzia di accesso del cliente ai propri dati di consumo (nonché di spesa, se oggetto del contratto), anche storici, mediante un portale on line o applicazioni web; la garanzia di accesso ai dati storici del cliente (di consumo ed eventualmente di spesa), su delega di quest'ultimo, sia da parte dei fornitori del servizio, terzi rispetto all'installatore dei dispositivi di contabilizzazione, sia nel caso di cambio del fornitore del servizio di sotto-fatturazione (*switching*).

Regolazione della qualità contrattuale

L'art. 10, comma 17, lettera a), del decreto legislativo n. 102/14, attribuisce all'Autorità il compito di definire gli standard di continuità, di qualità e di sicurezza del servizio, degli impianti e dei sistemi di contabilizzazione.

Con il documento per la consultazione 2 febbraio 2017, 46/2017/R/tlr, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti, in ordine alla qualità contrattuale del servizio di telecalore, finalizzati a garantire:

- livelli qualitativi minimi del servizio a tutti gli utenti;
- livelli qualitativi omogenei sul territorio nazionale per prestazioni omogenee;
- strumenti idonei sia a consentire all'Autorità il controllo e il monitoraggio dell'andamento della qualità delle prestazioni, sia a garantire agli utenti la trasparenza sulla qualità delle prestazioni erogate;

1 Il regolamento CMP definisce le regole europee per la gestione delle c.d. "congestioni contrattuali", situazioni in cui la capacità di trasporto risulta scarsa poiché interamente conferita, spesso su base pluriennale, anche a fronte di capacità fisica (tecnica) disponibile. 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. In Italia la prima fase del processo di implementazione del regolamento CMP era stata avviata nel 2013, con l'approvazione della delibera 26 settembre 2013, 411/2013/R/gas.

- indennizzi automatici e altre penalità, in caso di mancato rispetto degli standard minimi di qualità fissati dall'Autorità;
- progressivo miglioramento dei livelli qualitativi, attraverso il periodico aggiornamento della normativa.

Nel perseguimento di tali obiettivi, l'Autorità intende introdurre due tipologie di standard (livelli) minimi di qualità del servizio:

- standard specifici, che seguono un approccio di regolazione di tipo selettivo focalizzato sulla qualità della prestazione da garantire al singolo utente ed espressi, generalmente, come soglie minime o massime, ai quali sono associati indennizzi automatici;
- standard generali, che seguono un approccio di regolazione di tipo statistico focalizzato sulla qualità del complesso delle prestazioni di un certo tipo fornite agli utenti ed espressi in termini di percentuale minima di prestazione erogata nel rispetto di un determinato livello minimo di qualità.

Gli standard minimi riguardano le tempistiche e le modalità con le quali il gestore del servizio assicura all'utente le prestazioni connesse sia all'avvio del rapporto contrattuale (per esempio, l'allacciamento alla rete, l'attivazione o la riattivazione della fornitura) sia alla gestione del rapporto contrattuale (per esempio, l'esecuzione di lavori, le verifiche e l'eventuale sostituzione del misuratore, le verifiche e l'eventuale ripristino del valore corretto dei parametri di qualità della fornitura, gli appuntamenti, le risposte ai reclami scritti, il pronto intervento) sia, infine, alla chiusura del rapporto (tramite semplice disattivazione della fornitura o anche scollegamento fisico dalla rete).

Al fine, poi, di aumentare la trasparenza del settore e di facilitare l'accesso degli utenti a tutte le informazioni più rilevanti inerenti all'offerta e alla fornitura del servizio, si è previsto l'obbligo, per i gestori, di predisporre un'apposita sezione del proprio sito internet dedicata al servizio di telecalore, nella quale presentare tutte le informazioni relative al servizio stesso.

È stato, altresì, individuato un sistema di obblighi di registrazione e di comunicazione dei dati sulla qualità effettiva delle prestazioni fornite agli utenti, che i gestori del servizio sono tenuti a rispettare.

La consultazione si è conclusa il 13 marzo 2017.

Regolazione degli allacciamenti e degli scollegamenti

L'art. 10, comma 17, lettera b), del decreto legislativo n. 102/14, prevede che l'Autorità definisca i criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento e le modalità per l'esercizio, da parte dell'utente, del diritto di scollegamento.

Con il documento per la consultazione 3 marzo 2017, 112/2017/R/tlr, l'Autorità ha presentato i primi orientamenti in materia, formulati in esito all'esame degli elementi informativi emersi dalla raccolta dati avviata con la delibera 6 ottobre 2016, 562/2016/R/tlr, e con la determina in pari data della Direzione TLR. In particolare, la raccolta dati ha riguardato il perimetro delle attività di allacciamento e di scollegamento dalla rete di telecalore svolta dai circa 200 gestori del servizio, le relative procedure, i costi connessi, i contributi e gli altri eventuali oneri applicati all'utenza. Ne è emerso un quadro fortemente eterogeneo - a partire dalle attività ricomprese nell'allacciamento, nella disattivazione della fornitura e nello scollegamento dalla rete, e dai relativi corrispettivi - alla luce del quale, l'Autorità ha ritenuto essenziale definire un perimetro omogeneo delle tre attività (allacciamento, disattivazione della fornitura, scollegamento dalla rete di telecalore) e assicurare l'adozione, da parte degli operatori, di adeguati strumenti di contabilità, in grado di registrare correttamente i costi afferenti a tali attività, applicando criteri di disaggregazione e di imputazione omogenei.

Pertanto, l'Autorità ha presentato, nel documento per la consultazione citato, i propri indirizzi in relazione agli interventi da ricomprendere nel perimetro delle tre attività sopracitate e, con la delibera 3 marzo 2017, 111/2017/R/tlr, ha avviato un procedimento in materia di separazione contabile e amministrativa nel settore. Ha poi proposto l'introduzione di vincoli e obblighi di trasparenza in capo agli operatori del settore, che includono, tra l'altro:

- il vincolo in base al quale i contributi di allacciamento applicati all'utenza non devono essere superiori ai costi sostenuti dal gestore del servizio per tale attività, e il contestuale obbligo per i gestori di inviare all'Autorità un rapporto annuale contenente gli elementi necessari a verificare il rispetto di tale vincolo;
- l'obbligo di rendere palesi le modalità di rateizzazione dei contributi di allacciamento, in considerazione della prassi commerciale di applicare agli utenti contributi di allacciamento *upfront* inferiori ai costi sottostanti - salvo poi consentire il recupero del differenziale di costo, nel corso del rapporto di fornitura,

attraverso i prezzi di vendita del calore definiti liberamente dagli operatori - a volte accompagnata dalla previsione di vincoli temporali o di corrispettivi di recesso;

- l'obbligo di mettere a disposizione sul proprio sito internet informazioni di dettaglio in merito alle attività necessarie per l'allaccio alla rete e per la successiva erogazione del servizio, unitamente alle informazioni sul livello e sulla struttura dei contributi di allacciamento, inclusi gli eventuali sconti;
- l'obbligo di includere nel preventivo per l'allacciamento una serie di informazioni minime su tale attività, sui relativi costi e tempi di esecuzione;
- il vincolo che il preventivo di allacciamento costituisca un'offerta irrevocabile, con una durata non inferiore a 90 giorni e che la sua accettazione da parte dell'utente ne prolunghi la validità fino alla completa esecuzione dei lavori;
- l'obbligo per il gestore di fornire all'utente, unitamente al preventivo per l'allaccio, anche una copia del contratto di allacciamento e di quello di fornitura del servizio, nonché di specificare per iscritto le attività relative all'allacciamento che restano totalmente a carico di quest'ultimo;
- il divieto di riportare informazioni di carattere promozionale sul servizio di telecalore nel preventivo, nel contratto di allacciamento e in quello di fornitura;
- l'obbligo per i gestori di inviare all'Autorità, con riferimento a ciascuna rete gestita, un rapporto annuale nel quale siano indicati il numero e la tipologia di allacciamenti effettuati nell'anno precedente, i relativi corrispettivi, i costi inerenti all'attività di allacciamento e i relativi ricavi. Nella prima fase attuativa, tale rapporto dovrà essere elaborato sulla base dei dati contabili disponibili; successivamente i gestori dovranno applicare i criteri di attribuzione dei costi del servizio di telecalore, che saranno definiti dall'Autorità nell'ambito del procedimento in materia di separazione contabile, di cui alla citata delibera 111/2017/R/tlr.

Per quanto riguarda, invece, l'esercizio, da parte dell'utente, del diritto di disattivazione della fornitura e di scollegamento dalla rete di telecalore, il documento per la consultazione prevede che:

- gli utenti possano esercitare il diritto di recesso in qualunque momento e con preavviso di un mese, senza pagare alcun corrispettivo (fatta salva la possibilità, per il gestore, di recuperare eventuali quote residue di ammortamento dei costi di allacciamento, nel caso in cui sia stato inizialmente concordato con l'utente un piano di rateizzazione di tali costi);
- gli operatori possano offrire agli utenti, dietro il pagamento di specifici corrispettivi, interventi opzionali sugli impianti d'utenza (per esempio, la rimozione delle tubature interrate o della sottostazione d'utenza se di proprietà dell'utente), in regime di concorrenza;
- l'utente possa chiedere la disattivazione o lo scollegamento tramite numero verde associato al *call center*, via e-mail, mezzo postale, sito internet o sportello fisico;
- gli operatori debbano indicare sul proprio sito internet che, in caso di disattivazione e scollegamento, non sono previsti vincoli temporali, penali o altri oneri, indicando le attività di disattivazione e di scollegamento effettuate dal gestore e quelle opzionali eventualmente offerte.

La consultazione si è chiusa il 3 aprile 2017.

Separazione contabile e amministrativa e monitoraggio dei prezzi

Con la delibera 111/2017/R/tlr, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione degli obblighi di separazione contabile e amministrativa per i gestori del servizio di telecalore. Inoltre, con la delibera 30 marzo 2017, 206/2017/R/tlr, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato al monitoraggio dei prezzi del servizio di telecalore.

Tali procedimenti sono tesi all'esercizio: dei poteri di regolazione in materia di trasparenza delle condizioni economiche di fornitura del servizio e in materia di qualità del servizio; dei poteri tariffari; dei poteri di controllo attribuiti all'Autorità dal decreto legislativo n. 102/14. Più in generale, l'avvio dei procedimenti consentirà di monitorare l'impatto degli interventi di regolazione del settore sui costi sostenuti dai gestori del servizio e sui prezzi praticati all'utenza. Per entrambi i procedimenti è prevista l'implementazione di un sistema informativo dedicato per la raccolta strutturata e su base periodica dei dati e delle informazioni.

Efficienza energetica negli usi finali

Attività di regolazione

Stato e prospettive del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica: Rapporto sullo stato dei servizi

Con il Rapporto sullo stato dei servizi (14 luglio 2016, 405/2016/I/efr), l'Autorità ha analizzato alcuni aspetti afferenti al mercato dei Titoli di efficienza energetica (TEE), nell'ambito delle competenze assegnatele in materia, dopo il passaggio della gestione operativa del meccanismo al Gestore dei servizi energetici (GSE), avvenuto nel 2013 per effetto del decreto interministeriale 28 dicembre 2012.

Come il *Rapporto Annuale 2015*, anche il *Rapporto Annuale 2016* si differenzia da quelli pubblicati precedentemente (dal 2005 al 2012), quando la gestione e la regolazione del meccanismo dei TEE erano completamente affidate all'Autorità. Esso contiene analisi e commenti più generali e prospettici in merito all'evoluzione del meccanismo e riporta alcune considerazioni relative al mercato, alle strategie adottate dagli operatori (in particolare, dai distributori soggetti agli obblighi di risparmio energetico), nonché all'impatto del meccanismo stesso sulle bollette elettriche e del gas, che potrebbero fornire elementi utili per future scelte regolatorie e normative.

In particolare, nel *Rapporto Annuale 2016* sono presenti, oltre ad una sintetica descrizione degli elementi essenziali del meccanismo dei TEE:

- un sintetico quadro dei risultati conseguiti e delle prospettive future del meccanismo, da cui emergono il progressivo ma profondo cambiamento in ordine all'andamento delle richieste presentate per il riconoscimento dei risparmi energetici e la tipologia degli interventi effettuati, sempre più afferenti al settore industriale;
- l'analisi critica degli scambi dei TEE avvenuti in Borsa e tramite accordi bilaterali, al fine di consentire sia il calcolo del contributo tariffario da erogare a favore dei distributori adempienti agli obblighi, in base ai criteri approvati dall'Autorità con la delibera 23 gennaio 2014, 13/2014/R/efr, sia la verifica dell'assenza di comportamenti speculativi; evidenziando, in specie, il rapporto tra i volumi dei TEE scambiati e gli obiettivi annui di risparmio, e confrontando i valori di scambio in Borsa e la conseguente graduale formazione del contributo tariffario definitivo, sino al suo valore finale nel mese di maggio 2016;
- alcune considerazioni in merito alle strategie attuate dai distributori e all'andamento nel tempo della disponibilità dei TEE da parte dei distributori soggetti agli obblighi, da cui non sono emersi comportamenti potenzialmente anomali e/o scelte meramente opportunistiche da parte dei distributori;
- talune indicazioni in merito all'impatto complessivo del meccanismo dei TEE in bolletta, tramite la componente UC_7 applicata alle tariffe elettriche e le componenti RE e RET applicate alle tariffe del gas, con stime e previsioni relative agli anni d'obbligo sino al 2016 ovvero quelli previsti dalla normativa sino allora vigente, nelle more della definizione dei nuovi obiettivi per gli anni a partire dal 2017, avvenuta con il decreto interministeriale 11 gennaio 2017, in vigore dal successivo 4 aprile.

Con la delibera 22 dicembre 2016, 784/2016/I/efr, l'Autorità ha rilasciato il proprio parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico, a condizione che vengano implementate alcune indicazioni in merito allo schema di decreto interministeriale appena menzionato, in tema di definizione dei nuovi obiettivi di risparmio energetico per gli anni 2017-2020, nonché alle nuove *Linee guida* nell'ambito del meccanismo dei TEE. Il parere fornisce alcune indicazioni relative alle modifiche ed alle integrazioni ritenute necessarie ai fini dell'adozione del provvedimento, che riguardano, tra l'altro: il coordinamento complessivo sia con la disciplina regolatoria definita o in corso di definizione da parte dell'Autorità, in attuazione del decreto legislativo n. 102/14, sia con quanto previsto dalla legislazione in tema di gare per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale; i criteri di definizione del contributo tariffario da riconoscere ai soggetti obbligati; la necessità di attuare una più completa divulgazione delle informazioni relative alle attività di valutazione dei progetti e alle modalità di realizzazione dei progetti ammissibili.

Infine, in considerazione del fatto che nel periodo successivo a quello oggetto del *Rapporto Annuale* 2016, sono stati riscontrati scambi di TEE in Borsa a prezzi particolarmente elevati rispetto ai

dati storici, con la delibera 1 dicembre 2016, 710/2016/E/efr, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva sull'andamento del mercato dei TEE, con l'obiettivo di valutare l'opportunità di rivedere le modalità di determinazione del contributo tariffario, per migliorare l'efficienza del meccanismo. L'istruttoria si è conclusa nel corso del 2017 e, in considerazione di quanto previsto dal decreto interministeriale 11 gennaio 2017, si è reso opportuno avviare un procedimento per l'adeguamento delle regole di definizione del contributo tariffario, mediante la delibera 16 marzo 2017, 172/2017/E/efr.

Attività di gestione

Compiti assegnati all'Autorità nell'ambito della gestione degli obiettivi del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica

Il decreto interministeriale 28 dicembre 2012 (art. 4, commi 6 e 7) ha trasferito al Ministero dello sviluppo economico il compito di determinare gli obiettivi annuali di risparmio energetico attribuiti a ciascuna impresa di distribuzione di energia elettrica e gas naturale soggetta agli obblighi ed ha previsto, inoltre, che i ministeri competenti, con ulteriore decreto, entro la fine del 2016 definissero i nuovi obiettivi annuali per gli anni successivi al 2016.

Nelle more dell'emanazione del suddetto decreto, con la delibera 6 ottobre 2016, 557/2016/R/efr, l'Autorità ha definito i criteri e le modalità in base ai quali raccogliere i dati necessari all'individuazione dei distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi e alla ripartizione tra questi degli obiettivi nazionali di risparmio energetico, a valere dal 2017. Ciò al fine di assicurare agli operatori con tempestività il quadro operativo di riferimento e, in particolare, la conoscenza dei rispettivi obiettivi con una tempistica confrontabile con quella degli anni precedenti. Criteri e modalità sono analoghi a quelli già previsti dalla precedente delibera 19 settembre 2013, 391/2013/R/efr, riferita agli anni d'obbligo sino al 2016. Nel mese di ottobre 2016 è stata, quindi, avviata la raccolta dei dati relativi alle quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuite nell'anno solare 2015.

Successivamente, l'Autorità ha trasmesso al Ministero dello sviluppo economico e al GSE i dati e le informazioni raccolti, necessari per la determinazione della quota dell'obiettivo totale per l'anno 2017 (pari a 5.34 Mtep/anno) in capo a ciascun soggetto obbligato.

Per quanto riguarda l'anno d'obbligo 2015, ai sensi dell'art. 5 della delibera 13/2014/R/efr, conclusa la valutazione dei TEE annullati da ciascuna impresa di distribuzione soggetta agli obblighi, il GSE ha trasmesso alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) i risultati della verifica inerente al conseguimento dell'obiettivo di risparmio energetico da parte di ciascun operatore.

I TEE consegnati hanno consentito di coprire il 62,9% dell'obiettivo fissato per l'anno 2015 e il 64,7% dell'obiettivo aggiornato, tenendo conto degli obiettivi degli anni precedenti non ancora ottemperati. In particolare, tra l'altro:

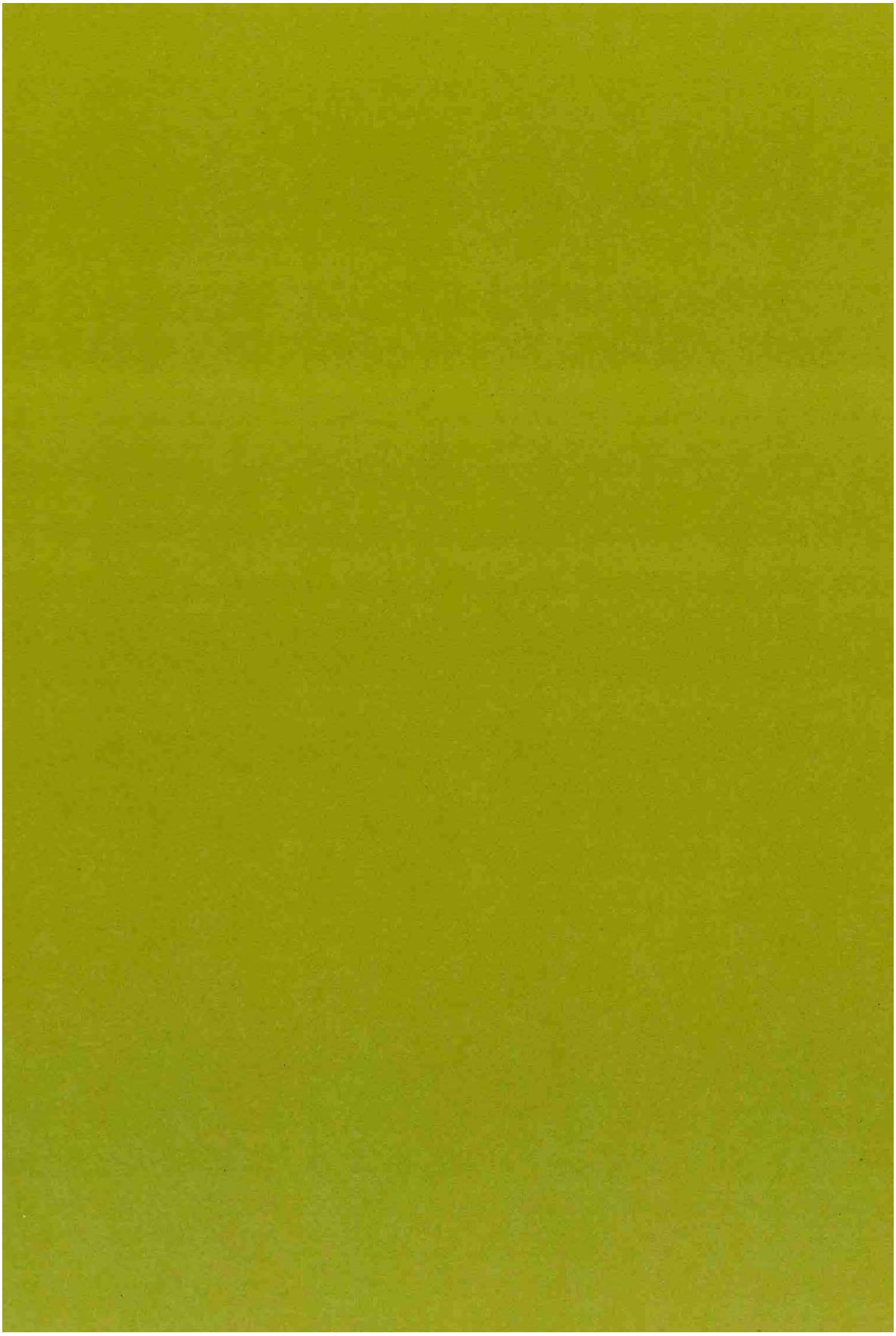
- un distributore di gas naturale non ha inviato alcuna comunicazione riferita all'anno d'obbligo, così come già era avvenuto per gli anni precedenti. Per questo motivo è stato oggetto dell'avvio di un ulteriore procedimento sanzionatorio per l'accertamento della violazione (delibera 15 dicembre 2016, 757/2016/S/efr);
- 48 distributori hanno richiesto l'annullamento di una quantità di TEE inferiore ai propri obiettivi 2015, usufruendo dei margini di flessibilità concessi dalla normativa vigente, ma nessuno di essi ha richiesto l'annullamento di una quantità di TEE inferiore al 60% dei propri obiettivi, soglia minima per non incorrere in sanzioni;
- 14 distributori, sfruttando la flessibilità biennale introdotta dalla normativa, non hanno ottemperato completamente ai propri obiettivi relativi all'anno precedente (2014), ma hanno ulteriormente rimandato il completamento di tale adempimento al successivo anno d'obbligo. Ciò ha determinato, pertanto, un aumento, rispetto all'anno precedente, del numero dei distributori che intendono utilizzare i complessivi tre anni a loro disposizione per il raggiungimento degli obiettivi fissati.

Sulla base di tali esiti, la CSEA ha corrisposto il contributo tariffario spettante ai distributori totalmente o parzialmente

adempienti ai propri obiettivi aggiornati per l'anno 2015, per circa 436 milioni di euro, a valere sul Conto oneri derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, e per circa 290 milioni di euro a valere sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

Tale ammontare è stato determinato sulla base degli esiti delle verifiche sopra illustrate e del contributo tariffario definitivo unitario per l'anno d'obbligo 2015, stabilito con la determina 16 giugno 2016, 11/2016 – DMEG, pari a 114,83 €/tep.

L'ammontare complessivamente corrisposto dalla CSEA ai distributori obbligati nel corso dei primi dieci anni di funzionamento del meccanismo è risultato complessivamente pari a circa 3.894 milioni di euro, a fronte della consegna per annullamento di circa 38,5 milioni di TEE totali. Il costo medio unitario risultante è, dunque, di poco superiore a 100 €/tep, in leggero aumento (2%) rispetto a quello riscontrato nello scorso 2015.



5.

Regolazione e attività svolta nel servizio idrico

Settoriale

Nel 2016, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha proseguito il processo di definizione e di completamento del quadro regolatorio del settore idrico, al fine di garantire l'applicazione di una regolazione stabile e idonea a promuovere gli investimenti necessari, nonché la tutela degli utenti finali, tenendo conto dell'evoluzione del contesto normativo e delle esigenze di sviluppo e di ammodernamento del settore.

Lo sviluppo e il completamento del quadro regolatorio di questo settore sono stati condotti dall'Autorità attraverso:

- la prosecuzione delle attività in materia di regolazione dell'*unbundling* contabile del settore idrico, mediante la pubblicazione degli schemi contabili relativi ai Conti annuali separati (CAS) e l'implementazione della piattaforma informatica unica per i settori elettrico, gas e idrico, funzionale all'acquisizione dei dati e delle informazioni di natura economico-patrimoniale indispensabili a fini tariffari;
- l'avvio delle attività finalizzate all'adozione delle direttive volte al contenimento della morosità nel servizio idrico integrato (SII), tenendo conto dei criteri e delle misure previsti dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 agosto 2016 (si rinvia al riguardo al Capitolo 1 di questo Volume), recante *Disposizioni in materia di contenimento della morosità nel servizio idrico integrato*, e prevedendo di rafforzare, laddove necessario, le tutele già stabilite a favore degli utenti del SII;
- l'avvio delle attività relative all'individuazione delle misure e degli interventi necessari per la definizione dei criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici, nonché per l'implementazione della disciplina volta all'introduzione del bonus acqua per gli utenti domestici residenti, in accertate condizioni di disagio economico-sociale, al fine di dare concreta applicazione al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 13 ottobre 2016, recante *Tariffa sociale del servizio idrico integrato;*
- l'approvazione del *Testo integrato per la regolazione del servizio di misura nell'ambito del servizio idrico integrato a livello nazionale* (TIMSII), Allegato A alla delibera 5 maggio 2016, 218/2016/R/idr, che introduce una disciplina della misura d'utenza, uniforme sul territorio nazionale;
- l'avvio delle attività propedeutiche e necessarie per la definizione dell'impianto regolatorio in materia di qualità tecnica del servizio, al fine di garantire la diffusione, la fruibilità e la qualità del servizio all'utenza in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale.

L'Autorità ha inoltre continuato l'attività di regolazione a tutela dell'utenza, dando concreta ed efficace applicazione alla disciplina tariffaria introdotta con il Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2) e promuovendo l'applicazione graduale delle norme in materia di qualità contrattuale del SII.

Rapporti istituzionali

Relazione al Parlamento sugli assetti locali del SII

Il riordino dell'assetto locale del settore è stato inizialmente illustrato nell'ambito della *Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, presentata dall'Autorità al Governo e al Parlamento nel giugno 2015, in cui sono stati illustrati analiticamente gli esiti dell'attività di monitoraggio condotta dall'Autorità riguardo alla congruità della delimitazione degli Ambiti territoriali ottimali (ATO), alla tempestività della costituzione dei relativi enti di governo, al rispetto dell'obbligo di partecipazione da parte degli enti locali, all'ottemperanza alla prescrizione di affidare le infrastrutture in concessione d'uso gratuita, da parte dei medesimi, nonché all'individuazione degli enti di governo che non risultavano aver ancora perfezionato l'iter di affidamento del SII.

In attuazione di quanto previsto dall'art. 172, comma 3-*bis*, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dall'art. 7 del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133 (c.d. "Sblocca Italia"), nel corso del 2016, con la relazione 7 luglio 2016, 376/2016/I/idr, e la relazione 28 dicembre 2016, 811/2016/I/idr, l'Autorità ha descritto l'evoluzione delle situazioni in precedenza segnalate come critiche, in quanto non ancora conformi al dettato normativo del richiamato decreto c.d. "Sblocca Italia", al fine di verificare l'eventuale superamento delle problematiche riscontrate.

Con la relazione 376/2016/I/idr, l'Autorità ha fornito il quadro aggiornato al 30 giugno 2016, volto a segnalare il superamento delle problematiche riscontrate nell'anno precedente, nonché i casi in cui permangono criticità, verificando, in particolare: i) la congruità della delimitazione degli ATO, riscontrando la mancanza di modifiche alle normative regionali nelle regioni già interessate da criticità; ii) la costituzione dei relativi enti di governo e l'effettiva operatività degli stessi; iii) l'adesione degli enti locali agli enti di governo dell'ambito, evidenziando che i percorsi di adesione degli enti locali ai relativi enti di governo dell'ambito risultassero in via di perfezionamento; iv) il perfezionamento dell'iter di affidamento del SII al gestore d'ambito, sottolineando come nella seconda metà del 2015 e all'inizio del 2016, alcuni dei percorsi intrapresi per l'affidamento del servizio in tali ambiti fossero stati portati a compimento.

La successiva relazione 811/2016/I/idr costituisce il terzo aggiornamento (al 31 dicembre 2016) degli esiti dell'attività di monitoraggio condotta dall'Autorità con riferimento al riordino degli assetti locali del SII. In particolare, la relazione si sofferma sulle diverse casistiche locali in cui si registrano incertezze in merito alla costituzione degli enti di governo dell'ambito che, benché istituiti da tutte le Regioni, non risultano ancora in alcuni casi operativi. È, infine, evidenziato il permanere di situazioni di mancato affidamento del SII al gestore d'ambito e di contesti in cui sono presenti gestori cessati *ex lege*, che esercitano il servizio in assenza di un titolo giuridico conforme alla disciplina *pro tempore* vigente, in violazione di quanto previsto all'art. 172 del decreto legislativo n. 152/06.

Gruppo di lavoro con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sull'aggiornamento dei Piani di gestione di distretto idrografico

La direttiva quadro 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2000 ha previsto l'individuazione di distretti idrografici nel territorio di ciascun Paese e la predisposizione dei relativi Piani di gestione del bacino idrografico, che devono essere riesaminati e aggiornati entro 15 anni dall'entrata in vigore della suddetta direttiva e, successivamente, inviati alla Commissione europea e agli altri Stati membri interessati. I Piani di gestione, che dopo il primo aggiornamento vengono successivamente riesaminati ogni sei anni[1], devono contenere «[...] *il contributo dei vari settori di impiego dell'acqua al recupero dei costi dei servizi idrici*»[2], sulla base dell'analisi economica e tenendo conto del principio "chi inquina paga".

Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, in previsione del futuro aggiornamento dei Piani di gestione per il ciclo di pianificazione 2021-2027, al fine di rinnovare e rafforzare il rapporto di collaborazione con l'Autorità e le Autorità di bacino avviato in sede di predisposizione dei Piani adottati per il precedente ciclo di programmazione, ha istituito, nel 2016,

1 Cfr. l'art. 13, comma 7, della direttiva 2000/60/CE.

2 Cfr. l'art. 9, comma 2, della direttiva 2000/60/CE.

un tavolo di lavoro indirizzato agli *stakeholders* istituzionali di settore, tra i quali l'Autorità; ciò con l'obiettivo di definire una metodologia[3] omogenea su scala nazionale per l'analisi economica dei suddetti Piani e di proseguire nella sistematizzazione dei dati e delle informazioni da mettere a disposizione delle Autorità di bacino.

Al fine di rispondere a tali esigenze di sistematizzazione e di coerenza della pianificazione, l'Autorità ha avviato l'analisi del set di dati economici e tecnici più appropriati a disposizione, tenendo in dovuta considerazione gli aggiornamenti derivanti dalle nuove edizioni delle raccolte dati sul tema[4], nelle more della piena operatività della disciplina di *unbundling*[5].

Regolazione tariffaria, unbundling e misura

Regolazione tariffaria

Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario idrico per il primo periodo regolatorio 2012-2015 - MTI

Nel corso del 2016 - anche in attesa delle predisposizioni degli enti di governo dell'ambito relativamente al nuovo metodo tariffario per gli anni 2016-2019 - l'Autorità ha proseguito la propria attività istruttoria per l'approvazione delle tariffe relative agli anni 2014-2015 ovvero, in taluni casi, per l'intero periodo regolatorio 2012-2015 (Metodo tariffario idrico per il primo periodo regolatorio - MTI), concludendo, in particolare, le verifiche sulle predisposizioni tariffarie (trasmesse ai sensi delle delibere 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr, e 27 dicembre 2013, 643/2013/R/idr) riferite a contesti caratterizzati dalla complessità delle proposte stesse o dal protrarsi dei tempi per il loro perfezionamento a livello locale.

Nello specifico, i provvedimenti al riguardo adottati dall'Autorità nell'ultimo anno (sette delibere di approvazione delle tariffe relative al primo periodo regolatorio, interessando complessivamente oltre cinque milioni di abitanti) hanno avuto ad oggetto principalmente casi di revisione, da parte dei soggetti competenti, con il consenso dei gestori, delle predisposizioni tariffarie originariamente trasmesse; ciò al fine di contenere l'impatto delle tariffe applicate all'utenza, pur preservando l'equilibrio economico-finanziario degli operatori.

Nel loro insieme, le determinazioni tariffarie per gli anni 2014 e 2015 approvate dall'Autorità riguardano 1.978 gestioni, interessando 54.676.489 abitanti, per i quali è stato ratificato un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 4,41% nel 2014 e al 4,61% nel 2015.

In particolare, si rileva che:

- per 143 gestioni (45.404.086 abitanti residenti in 5.755 comuni) è stato approvato il relativo schema regolatorio - composto dall'aggiornamento del Programma degli interventi (PdI), del Piano

3 Detta metodologia di analisi si baserà sulla condivisione di un set informativo, necessario altresì a rispondere alle richieste di *reporting* periodiche da parte della Commissione europea sull'avanzamento dei lavori.

4 Raccolta dati relativa all'MTI-2 (28 dicembre 2015, delibera 664/2015/R/idr) e raccolte dati relative all'efficienza del SII e alla regolazione della qualità (determine 16 febbraio 2016, 1/2016 - DSID, e 6 dicembre 2016, 5/2016 - DSID).

5 Cfr. la delibera 24 marzo 2016, 137/2016/R/com.

economico-finanziario (PEF) e della Convenzione di gestione - proposto dai soggetti competenti, con un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 6,48% nel 2014 e al 5,90% nel 2015, a fronte di un ammontare di investimenti pianificati per il prossimo quadriennio pari a 5.976.718.345 €. In particolare:

- per 59 gestioni, che servono 12.764.130 abitanti, le amministrazioni competenti hanno individuato esigenze di investimento contenute rispetto a quanto realizzato in passato, e quantificato in 1.676.671.689 € fino al 2017;
- per 84 gestioni, che servono 32.639.956 abitanti, le amministrazioni competenti hanno programmato un elevato fabbisogno di investimenti nei prossimi quattro anni rispetto alla valorizzazione delle immobilizzazioni pregresse, quantificato in 4.300.046.656 € fino al 2017;
- per 258 gestioni è stata disposta l'invarianza dei corrispettivi, coinvolgendo 2.523.585 abitanti residenti, in ragione della sussistenza di una causa di esclusione dall'aggiornamento tariffario (mancanza della Carta dei servizi, applicazione del minimo impegnato all'utenza domestica, mancata consegna degli impianti);
- per 1.577 gestioni, che non hanno inviato, in tutto o in parte, i dati richiesti ai fini tariffari, è stata approvata una riduzione dei corrispettivi del 10% rispetto a quelli applicati nel 2013, interessando 6.748.818 abitanti.

Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio 2016-2019 - MTI-2

In continuità con quanto previsto dalla regolazione tariffaria introdotta dall'Autorità, l'MTI-2, di cui alla delibera 664/2015/R/idr, ha disposto che, ai fini delle determinazioni tariffarie per gli anni 2016-2019, gli enti di governo dell'ambito validino le informazioni fornite dai gestori e le integrino o le modifichino secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio, adottando, con proprio atto deliberativo, il pertinente schema regolatorio (composto dal PdI, dal PEF e dall'aggiornamento della Convenzione di gestione, tra loro coerentemente redatti).

A fronte degli obblighi definiti (per il cui adempimento è stato fissato il termine del 30 aprile 2016), l'Autorità, in un'ottica di semplificazione e minimizzazione degli oneri amministrativi, nonché di efficiente gestione dei successivi procedimenti di approvazione, con le determine 30 marzo 2016, 2/2016 - DSID e 3/2016 - DSID, ha posto a disposizione degli enti di governo dell'ambito: i) uno schema tipo per la redazione del PdI (ivi comprese le *Linee guida* per l'elaborazione di una "mappa delle criticità", con l'obiettivo di classificare le criticità infrastrutturali rinvenibili sul territorio e di associare a ciascuna di esse la quantificazione degli interventi previsti per il perseguimento degli obiettivi specifici individuati dal medesimo soggetto competente); ii) uno schema tipo della relazione di accompagnamento alla predisposizione tariffaria (specificando, tra l'altro, le modalità di illustrazione dei dati economici e patrimoniali, del tipo di schema selezionato nell'ambito della matrice di schemi regolatori, delle singole componenti del VRG (vincolo ai ricavi del gestore) del moltiplicatore tariffario; iii) uno strumento (*tool*) di simulazione per il calcolo tariffario (pensato, in particolare, quale supporto alle proposte tariffarie relative a contesti non caratterizzati da rilevanti specificità o complessità legate, tra l'altro, ai processi di riorganizzazione in corso).

Decorso il termine del 30 aprile 2016, previsto per l'invio delle proposte tariffarie, l'Autorità ha riscontrato che:

- alcuni gestori d'ambito, a fronte dell'inerzia dei relativi soggetti competenti, hanno comunicato all'Autorità di aver proceduto, ai sensi di quanto previsto dal comma 7.5[6] della delibera 664/2015/R/idr, all'invio al relativo ente di governo dell'ambito dell'istanza di aggiornamento delle tariffe del SII per il secondo periodo regolatorio 2016-2019 e dei relativi allegati, fornendo la documentazione attestante quanto sopra;
- alcuni soggetti competenti non hanno proceduto a trasmettere gli atti di predisposizione delle tariffe e le informazioni richieste ai sensi della delibera 664/2015/R/idr, né sono pervenute all'Autorità

6 Il comma 7.5 della delibera 664/2015/R/idr prevede che, nei casi in cui gli enti di governo dell'ambito, o gli altri soggetti competenti, risultino, alla data del 30 aprile 2016, inadempienti ai propri obblighi di predisposizione tariffaria per il secondo periodo regolatorio 2016-2019, il gestore presenti al soggetto competente medesimo istanza di aggiornamento tariffario recante lo schema regolatorio redatto conformemente ai criteri di cui alla delibera 664/2015/R/idr, e ne dia comunicazione all'Autorità. Il successivo comma 7.6 specifica poi che l'Autorità, ricevuta la comunicazione di cui al precedente periodo, diffidi l'ente di governo dell'ambito o altro soggetto competente ad adempiere entro i successivi 30 giorni, decorsi i quali l'istanza del gestore, intendendosi accolta dall'ente di governo dell'ambito o da altro soggetto competente per effetto di quanto già previsto dall'art. 20 della legge 7 agosto 1990, n. 241, è trasmessa all'Autorità medesima ai fini della sua valutazione e approvazione, entro i successivi 90 giorni.

comunicazioni di istanze di aggiornamento da parte dei gestori ai sensi del citato comma 7.5, pur avendo alcuni dei medesimi enti di governo dell'ambito informato la stessa Autorità dell'imminente conclusione dell'iter per il perfezionamento delle proposte tariffarie di propria pertinenza.

Conseguentemente, con la delibera 9 giugno 2016, 307/2016/R/idr, l'Autorità ha avviato un procedimento volto alla determinazione d'ufficio delle tariffe dei gestori del SII che ricadono nelle casistiche di cui al comma 7.8[7] della delibera 664/2015/R/idr, provvedendo alla diffida dei soggetti individuati, intimando ai medesimi di adempiere alle determinazioni di propria competenza con riferimento alle tariffe relative alle annualità 2016, 2017, 2018 e 2019.

A partire dal mese di maggio 2016, l'Autorità ha avviato le istruttorie per la verifica delle predisposizioni tariffarie trasmesse secondo i criteri e le modalità dettati dai provvedimenti sopra indicati, adottando conseguentemente 45 delibere di approvazione tariffaria. Nel loro insieme, le determinazioni tariffarie per il quadriennio 2016-2019 (fino al 31 marzo 2017) riguardano 142 gestioni, interessando 34.707.824 abitanti (residenti in 4.287 comuni). Si tratta in particolare di:

- 106 gestioni (che erogano il servizio a 34.662.697 abitanti, residenti in 4.251 comuni), per le quali è stato approvato il relativo schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla coerenza tra le criticità infrastrutturali rilevate sul territorio, gli obiettivi specifici dai medesimi fissati, gli interventi programmati per il periodo 2016-2019 e il moltiplicatore tariffario θ, come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio. Nello specifico, per tali gestioni è stato pianificato un fabbisogno di investimenti per il quadriennio 2016-2019 pari a 5.791.626.993 €;
- 36 gestioni (che servono 45.127 abitanti), per le quali, con riferimento al biennio 2016-2017, è stata disposta l'invarianza dei corrispettivi, atteso che per le medesime è stato rilevato, quale causa di esclusione dall'aggiornamento tariffario, il mancato versamento alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) della componente UI_1, ai sensi di quanto previsto dal comma 10.9 della delibera 664/2015/R/idr.

Analisi dei Programmi degli interventi

Con la delibera 4 dicembre 2015, 595/2015/R/idr, l'Autorità aveva avviato un'indagine conoscitiva sulle modalità di individuazione delle strategie di pianificazione adottate nei PdI del SII, al fine di garantire che gli investimenti, di cui si riconoscono i costi in sede di approvazione tariffaria, siano stati pianificati con criteri di appropriatezza e di allocazione efficiente delle risorse economiche.

Nel corso del 2016, l'indagine si è sviluppata dapprima attraverso l'analisi di un campione rappresentativo dei PdI predisposti ai sensi dell'MTI 2014-2017, al fine di ottenere elementi utili a verificare la coerenza tra le criticità evidenziate e la pianificazione tecnico-economica proposta, da rilevare attraverso l'impiego di opportuni indicatori di performance.

I risultati dell'analisi hanno evidenziato alcune carenze nella redazione dei PdI, rinvenibili principalmente nell'ambiguità di attribuzione delle criticità agli specifici codici previsti dalla determina 7 marzo 2014, 3/2014 - DSID, nella frequente assenza di indicatori volti a misurare le criticità dichiarate per il territorio e, laddove presenti, nella scarsa omogeneità degli indicatori prescelti. Nell'ambito del secondo periodo regolatorio 2016-2019 (MTI-2), con la determina 2/2016 - DSID, l'Autorità ha, pertanto, ritenuto opportuno rafforzare gli elementi volti, da un lato, ad assicurare una maggiore correlazione tra le singole criticità individuate e gli interventi valutati e successivamente pianificati dagli enti di governo dell'ambito per il superamento delle stesse, e, dall'altro lato, a garantire una sistematizzazione dei dati e delle informazioni richieste, prevedendo un corredo documentale omogeneo. A tal fine, con la determina 2/2016 - DSID l'Autorità ha predisposto una nuova versione dello schema tipo dei PdI, che ha comportato anche una profonda revisione del processo di pianificazione in capo agli enti di governo dell'ambito. Tale processo dovrebbe prevedere una ricognizione periodica ed estesa delle caratteristiche e dello stato infrastrutturale del servizio attraverso opportuni

7 Il richiamato comma 7.8 della delibera 664/2015/R/idr prevede, conformemente all'art. 3, comma 1, lett. f), del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012, che la tariffa sia determinata d'ufficio nei casi in cui il gestore non fornisca, in tutto o in parte, i dati richiesti o le fonti contabili obbligatorie o la modulistica prevista ovvero laddove risulti che il gestore abbia indicato elementi di costo o di investimento superiori a quelli presenti nelle fonti contabili obbligatorie, e, in ogni caso laddove non si disponga degli atti, dei dati e delle informazioni necessarie alla determinazione tariffaria.

indicatori, al fine di far emergere eventuali divari rispetto agli obiettivi generali della pianificazione e fornendo evidenza oggettiva e comparabile delle criticità dei vari territori.
La predisposizione della documentazione ha reso più agevole e approfondita l'analisi volta a verificare alcuni elementi inderogabili, nell'ambito dell'istruttoria finalizzata all'approvazione delle predisposizioni tariffarie ai sensi dell'MTI-2, quali:

- la corrispondenza del complesso degli interventi indicati nel PdI[8] con la somma degli investimenti attesi nel quadriennio 2016-2019 che, indicata nel PEF e rapportata al valore delle infrastrutture esistenti, concorre a determinare lo specifico quadrante degli schemi regolatori, ai sensi dell'art. 9 dell'Allegato A alla delibera 664/2015/R/idr;
- la conformità dei PdI alle indicazioni metodologiche e ai contenuti minimi essenziali ai sensi dell'art. 4 dell'Allegato A alla richiamata delibera 664/2015/R/idr;
- la pertinenza all'interno del perimetro del SII degli interventi individuati nei PdI, nonché la coerenza rispetto agli obiettivi espressi a livello di ambito e di pianificazione sovraordinata;
- le motivazioni addotte in caso di eventuali scostamenti tra gli investimenti programmati nel biennio 2014-2015 e gli interventi effettivamente realizzati nelle medesime annualità, nonché di eventuali scostamenti tra gli investimenti programmati nel biennio 2016-2017 nell'ambito dell'MTI e gli investimenti programmati per le medesime annualità nell'ambito dell'MTI-2.

La predisposizione dei modelli di PdI in formato elettronico ha anche consentito di svolgere un'accurata analisi, da parte degli Uffici dell'Autorità, su un campione di PdI predisposti ai sensi dell'MTI-2, con copertura della popolazione italiana residente pari al 60,6%, da cui sono emerse informazioni sullo stato infrastrutturale e sulle principali criticità del Paese, nonché indicazioni sugli indicatori più rilevanti ai fini della loro quantificazione (cfr. il Volume I di questa *Relazione Annuale*).
Con la delibera 23 febbraio 2017, 89/2017/R/idr, recante *Chiusura dell'indagine conoscitiva, avviata con deliberazione dell'Autorità 595/2015/R/idr, sulle modalità di individuazione delle strategie di pianificazione, adottate nei Programmi degli interventi del servizio idrico integrato*, l'Autorità, oltre ad illustrare in maniera estesa, nell'Allegato A, le risultanze emerse dall'indagine, ha presentato, nell'Allegato B, un'accurata ricognizione di indicatori di performance per la quantificazione delle criticità infrastrutturali e operative del SII, predisposta dall'Università degli Studi di Palermo - Dipartimento di Ingegneria civile, ambientale, aerospaziale, dei materiali - e dall'Università La Sapienza di Roma - Dipartimento di Ingegneria civile, edile e ambientale.

Riordino dei corrispettivi del SII e bonus acqua

Con la delibera 1 dicembre 2016, 716/2016/R/idr, l'Autorità ha integrato, rinnovandolo, il procedimento di cui alla delibera 15 gennaio 2015, 8/2015/R/idr, al fine di giungere alla definizione di criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici, anche in forza delle disposizioni introdotte dal legislatore in materia di tariffa sociale del SII. Ci si riferisce, in particolare, all'art. 60 della legge 28 dicembre 2015, n. 221 (c.d. "collegato ambientale"), che ha previsto che l'Autorità:

- al fine di garantire l'accesso universale all'acqua, assicuri agli utenti domestici del SII in condizioni economico-sociali disagiate l'accesso, a condizioni agevolate, alla fornitura della quantità di acqua necessaria per il soddisfacimento dei bisogni fondamentali (comma 1);
- al fine di assicurare la copertura degli oneri derivanti dal comma 1, 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 di cui al precedente alinea (comma 2).

Il successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 13 ottobre 2016, oltre che dettare direttive in materia di bonus acqua per le utenze disagiate e fornire criteri generali di articolazione tariffaria finalizzati all'equilibrio economico-finanziario della gestione e alla tutela degli utenti, ha disposto che per tutte le utenze domestiche residenti, l'Autorità, con riferimento al quantitativo minimo vitale necessario al soddisfacimento

8. Considerando anche i contributi a fondo perduto già stanziati ed effettivamente disponibili.

dei bisogni essenziali, fissato dal medesimo decreto in 50 l/abitante/giorno:

- stabilisca la fascia di consumo annuo agevolato (art. 2, comma 1);
- preveda, per la citata fascia di consumo agevolato, l'applicazione di una tariffa agevolata (art. 2, comma 2).

Anche alla luce del rinnovato quadro normativo, nel procedimento avviato con la delibera 716/2016/R/idr, l'Autorità ha individuato le seguenti finalità:

- definire i criteri di articolazione tariffaria agli utenti dei servizi idrici, proseguendo il già avviato processo di semplificazione e razionalizzazione della struttura dei corrispettivi, consentendo di individuare la fascia di consumo annuo agevolato per le utenze domestiche residenti e di fornire alcuni segnali di efficienza in termini di conservazione della risorsa e dell'ambiente nel rispetto del principio "chi inquina paga" (anche tramite la definizione di una metodologia di determinazione dei corrispettivi unitari di fognatura e depurazione da applicare all'utenza industriale autorizzata allo scarico in pubblica fognatura)[9], nonché assicurando la sostenibilità sociale ed economica dei corrispettivi applicati all'utenza;
- prevedere, con riferimento al quantitativo minimo vitale di acqua, un bonus acqua per tutti gli utenti domestici residenti, ovvero nuclei familiari, di cui siano accertate le condizioni di disagio economico-sociale;
- disciplinare, in coerenza con gli altri settori regolati dall'Autorità, le condizioni di disagio economico-sociale che permettano di individuare: i) le utenze domestiche residenti che abbiano diritto ad accedere al bonus acqua; ii) le utenze domestiche residenti non disalimentabili, secondo quanto disposto dal menzionato decreto 29 agosto 2016, a seguito del quale, tra l'altro, l'Autorità, con la delibera 4 novembre 2016, 638/2016/R/idr, ha avviato il procedimento volto ad introdurre direttive per il contenimento della morosità, ai fini di equità sugli altri utenti.

La delibera 716/2016/R/idr ha individuato nel 30 settembre 2017 il termine per la conclusione del procedimento.

Modalità di trasferimento degli importi dovuti alla contabilità speciale del Commissario unico per gli interventi oggetto di infrazione europea

Tra le più recenti disposizioni normative introdotte per favorire la realizzazione degli interventi necessari all'adeguamento dei sistemi di collettamento, fognatura e depurazione oggetto di procedura di infrazione o di provvedimento di condanna della Corte di giustizia dell'Unione europea, in ordine all'applicazione della direttiva 91/271/CEE, si rammenta il decreto legge 29 dicembre 2016, n. 243 (c.d. "decreto Mezzogiorno"), che ha, tra l'altro, previsto la nomina di un unico Commissario straordinario del Governo al quale «*sono attribuiti compiti di coordinamento e realizzazione degli interventi funzionali a garantire l'adeguamento nel minor tempo possibile alle sentenze di condanna della Corte di giustizia dell'Unione europea*»; la stessa norma prevede anche che l'Autorità adotti i provvedimenti necessari per definire le modalità per il trasferimento degli importi dovuti dai gestori del SII alla contabilità speciale del Commissario (per una disamina più approfondita, si rimanda al Capitolo 1 di questo Volume). Più nel dettaglio, con la delibera 16 marzo 2017, 169/2017/R/idr, l'Autorità ha avviato il procedimento per la definizione delle modalità con le quali i gestori interessati, tenuto conto del mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario, trasferiranno alla contabilità speciale del Commissario unico gli importi destinati alla realizzazione degli interventi (per la parte coperta dalla tariffa), funzionali a garantire l'ottemperanza delle citate sentenze di condanna della Corte di giustizia dell'Unione europea. Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità provvederà ad effettuare una ricognizione in ordine:

- agli agglomerati oggetto delle condanne sopra citate, non ancora dichiarati conformi alla direttiva 91/271/CEE, in cui

9 Nell'ambito del citato processo di riordino dei corrispettivi da applicare per categoria di utenza, l'Autorità, nei documenti per la consultazione 19 giugno 2014, 299/2014/R/idr, e 11 dicembre 2014, 620/2014/R/idr, ha illustrato i propri orientamenti in ordine alla metodologia di determinazione dei corrispettivi unitari di fognatura e di depurazione da applicare all'utenza industriale autorizzata allo scarico in pubblica fognatura, per superare - mediante un'appropriata allocazione dei costi nella struttura dei corrispettivi - le difformità di trattamento attualmente rilevabili sul territorio nazionale e che, in ossequio al principio "chi inquina paga", tenga conto del trade off fra le minori distorsioni dovute al venir meno dei sussidi incrociati tra categorie d'utenza (efficienza allocativa) e le ricadute in termini di sostenibilità economica degli operatori industriali (equità).

per la realizzazione degli interventi necessari sia prevista «*la concorrenza della tariffa o di risorse regionali*»;

- ai PdI adottati dagli enti di governo dell'ambito e trasmessi all'Autorità per l'approvazione della relativa proposta tariffaria, al fine di individuare quelli in cui si rinvengono gli interventi di cui al precedente alinea;
- alle modalità di copertura del fabbisogno dei predetti interventi, con specifico riferimento alle componenti tariffarie definite dall'Autorità.

Modalità di tariffazione del collettamento e della depurazione dei reflui industriali

È proseguita, inoltre, l'attività di approfondimento sulle modalità di tariffazione del collettamento e della depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura, indispensabile per una concreta attuazione del principio "chi inquina paga". La chiusura del procedimento, avviato con la delibera 27 febbraio 2014, 87/2014/R/idr[10], è stata differita anche per conseguire il coordinamento con il complessivo processo di semplificazione e razionalizzazione della struttura dei corrispettivi, consentendo di coniugare gli obiettivi ambientali con gli obiettivi di sostenibilità sociale ed economica dei corrispettivi applicati all'utenza.

Costi ambientali e della risorsa

A partire dal 2014, con la delibera 23 dicembre 2014, 662/2014/R/idr, e tramite una specifica raccolta dati[11], l'Autorità ha avviato una prima fase di enucleazione dei costi ambientali e della risorsa per le gestioni del SII, comunicandone gli esiti al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, nonché al Direttore dell'Agenzia per la coesione territoriale, al fine di contribuire all'attuazione degli accordi tra lo Stato italiano e la Commissione europea, aventi ad oggetto l'accessibilità ai Fondi strutturali per il periodo 2014-2020[12]. In sede di predisposizione dell'MTI-2, in coerenza con le disposizioni della normativa comunitaria e nazionale in materia[13], l'Autorità ha proseguito il processo di graduale esplicitazione degli oneri riconducibili ai costi ambientali e della risorsa nella specifica componente ERC (*Environmental and Resources Costs*)[14].

Contestualmente all'attività di verifica della componente tariffaria in oggetto, nell'ambito dell'istruttoria per l'approvazione degli specifici schemi regolatori per il periodo 2016-2019, è continuata l'attività di monitoraggio, raccolta e sistematizzazione delle grandezze sottostanti alla determinazione tariffaria dei costi ambientali e della risorsa, in considerazione di eventuali necessità di *reporting* nell'ambito dei richiamati rapporti con l'anzidetto ministero e la Commissione europea.

10 Detta delibera reca il titolo *Avvio di procedimento per l'adozione di provvedimenti per la definizione delle tariffe di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura.*

11 Cfr. la determina 31 marzo 2015, 4/2015 – DSID.

12 Cfr. la Decisione di esecuzione C(2014) 8021 del 29 ottobre 2014, che approva determinati elementi dell'accordo di partenariato con l'Italia CCI 2014IT16M8PA00.

13 Cfr. il decreto ministeriale 24 febbraio 2015, n. 39, del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, *Regolamento recante i criteri per la definizione del costo ambientale e del costo della risorsa per i vari settori d'impiego dell'acqua.*

14 Ai sensi dell'art. 28 dell'Allegato A alla delibera 664/2015/R/idr, la componente ERC, ai fini della determinazione tariffaria, è valorizzata, per ciascun anno 2016, 2017, 2018 e 2019, come la somma dei costi ambientali e della risorsa endogeni (ERC_{end}), tra i quali sono ricomprese le voci del costo operativo afferenti alla depurazione, alla potabilizzazione e al telecontrollo, e dei costi ambientali e della risorsa aggiornabili (ERC_{al}), che ricomprendono gli oneri locali, per la parte in cui le medesime voci siano destinate all'attuazione di specifiche misure connesse alla tutela e alla produzione delle risorse idriche, alla riduzione/eliminazione del danno ambientale oppure al contenimento o alla mitigazione del costo-opportunità della risorsa.

Regolazione dell'unbundling

Riconoscimento degli oneri di morosità relativi alle utenze colpite da eventi sismici

Con la delibera 137/2016/R/com, l'Autorità ha completato il quadro regolamentare della disciplina di *unbundling* contabile. Il provvedimento, che segue un ampio processo di consultazione (28 febbraio 2013, 82/2013/R/com, 23 luglio 2015, 379/2015/R/idr, e 29 ottobre 2015, 515/2015/R/idr) e di *focus group* con i soggetti interessati, ha integrato l'attuale impianto di separazione contabile, con la pubblicazione del nuovo *Testo integrato unbundling contabile* (TIUC, Allegato A alla delibera 24 marzo 2014, 231/2016/R/com) per i settori elettrico e gas, con l'introduzione di obblighi di separazione contabile in capo ai gestori[15] del SII e dei relativi obblighi di comunicazione. Per quanto attiene la struttura dei servizi comuni, la delibera ha previsto di applicare al settore idrico i medesimi servizi comuni e i relativi *driver* di ribaltamento previsti dal TIUC per i settori dell'energia elettrica e del gas.

L'applicazione del TIUC al settore idrico, a partire dall'esercizio relativo all'anno 2016, consente all'Autorità di disporre di un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale dei gestori, per giungere poi alla definizione dei corrispettivi tariffari *cost reflective* per i singoli servizi componenti il SII (acquedotto, fognatura e depurazione)[16]. I dati di *unbundling*, che nel medio-lungo termine permetteranno la definizione di costi standard e la possibilità di avviare le analisi di *benchmark* per incentivare l'efficienza dei gestori, saranno inoltre funzionali a evidenziare i costi sottesi alle attività svolte dal gestore dell'acquedotto per il riparto della tariffa nel caso in cui i singoli servizi componenti il SII siano gestiti separatamente[17], completando in tal modo il percorso avviato con la delibera 15 gennaio 2015, 7/2015/R/idr.

Tenuto conto del fabbisogno informativo necessario per la predisposizione della proposta tariffaria, la disciplina di *unbundling* contabile introdotta dall'Autorità dispone che i gestori del SII siano tenuti a redigere i CAS, prevedendo la separazione delle poste contabili nelle attività e nei relativi comparti, secondo quanto dettagliato nella successiva tavola 5.1.

Benché le disposizioni di separazione contabile si applichino a partire dall'esercizio 2016, al fine di consentire ai gestori l'adeguamento della contabilità aziendale e delle strutture informatiche e gestionali, è stato previsto che il primo esercizio sia da considerarsi sperimentale e che sia possibile ricorrere a criteri di attribuzione *ex post* delle poste contabili. Relativamente agli esercizi 2016 e 2017, è stato altresì disposto che i gestori (ad eccezione di quelli che operano su più ATO) abbiano facoltà di predisporre i CAS secondo il regime semplificato di separazione contabile del SII, che non prevede la disaggregazione delle poste economiche e patrimoniali per comparto, posticipando al 2018 l'entrata in vigore degli obblighi previsti in relazione al regime ordinario.

Nel corso del 2016 l'Autorità ha avviato il processo di implementazione operativa dell'*unbundling* contabile del settore idrico:

- mediante la convocazione di un apposito *focus group* con gli *stakeholders* di settore, al fine di tener conto delle osservazioni segnalate già in fase di consultazione in merito alle modalità di rappresentazione contabile di alcune voci di costo e di alcune

15 Il regime di separazione contabile relativo al settore idrico si applica a tutti i gestori del SII che governano il servizio in base a un affidamento assentito dalla normativa *pro tempore* vigente e non dichiarato cessato *ex lege*.

16 Come disposto dall'art. 154, comma 1, del decreto legislativo n. 152/06, il quale stabilisce che «*la tariffa costituisce il corrispettivo del servizio idrico integrato ed è determinata tenendo conto della qualità della risorsa idrica e del servizio fornito, delle opere e degli adeguamenti necessari, dell'entità dei costi di gestione delle opere* [...], *in modo che sia assicurata la copertura integrale dei costi di investimento e di esercizio secondo il principio del recupero dei costi e secondo il principio "chi inquina paga". Tutte le quote della tariffa del servizio idrico integrato hanno natura di corrispettivo*».

17 In ottemperanza al dettato del decreto c.d. "Sblocca Italia", che ha modificato l'art. 156 del decreto legislativo n. 152/06, prevedendo che l'Autorità individui i criteri per il riparto della tariffa e dei relativi costi di riscossione tra gestori in caso di gestione non integrata del SII.

TAV. 5.1

Attività e comparti di separazione contabile del SII

ATTIVITÀ	COMPARTI
Acquedotto	• Captazione anche a usi multipli • Adduzione anche a usi multipli • Potabilizzazione • Distribuzione • Misura dell'acquedotto
Fognatura	• Fognatura nera e mista • Fognatura bianca • Misura della fognatura
Depurazione	
Altre attività idriche	• Attività idriche diverse da quelle rientranti nel SII • Riscossione(A)
Attività diverse	

(A) L'attività di riscossione comprende l'insieme delle operazioni e delle attività di gestione delle utenze di terzi, effettuate dal gestore del servizio di acquedotto ai sensi dell'art. 156 del decreto legislativo n. 152/06.

tipologie di cespiti, rilevanti ai fini della corretta predisposizione degli schemi contabili per i CAS;

- avviando le attività di approfondimento finalizzate all'integrazione del manuale di contabilità regolatoria per tener conto delle novità introdotte dalla disciplina di separazione contabile per le imprese operanti nel settore idrico;
- pubblicando, il 2 maggio 2016, gli schemi contabili per i CAS relativi al primo anno di applicazione dell'*unbundling* al SII;
- avviando, infine, le attività volte alla modifica dell'attuale sistema telematico di raccolta[18] utilizzato per i settori elettrico e gas, opportunamente integrato per tener conto delle specificità dell'*unbundling* relativo al settore idrico.

Regolazione del servizio di misura

Con la delibera 5 maggio 2016, 218/2016/R/idr, l'Autorità ha definito una prima serie di disposizioni relative al servizio di misura d'utenza, approvando il TIMSII[19].

L'intervento regolatorio si è reso necessario al fine di giungere alla definizione di una disciplina della misura d'utenza uniforme sul territorio nazionale, con l'obiettivo di: i) garantire la determinazione

18 La piattaforma informatica sarà unica per i settori elettrico, gas e idrico. Non è possibile l'invio cartaceo dei CAS che, pertanto, non costituisce assolvimento degli obblighi di invio degli stessi ai sensi del TIUC.

19 Il provvedimento rientra nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 21 novembre 2013, 536/2013/E/idr, successivamente riunito al procedimento di cui alla delibera 15 gennaio 2015, 6/2015/R/idr.

certa dei consumi; ii) promuovere la sensibilizzazione degli utenti alla riduzione degli sprechi; iii) incrementare la responsabilizzazione dei gestori incentivandoli a migliorare le proprie performance, anche in termini di riduzione delle perdite idriche.

La delibera conferma l'impostazione generale del documento per la consultazione 4 febbraio 2016, 42/2016/R/idr, introducendo un primo nucleo di disposizioni relative alla misura di utenza e rinviando a successivi provvedimenti la disciplina relativa alla misura delle utenze industriali autorizzate allo scarico in pubblica fognatura, il tema del bilancio idrico e la definizione di indicatori di performance del servizio di misura.

Con tale provvedimento l'Autorità:

- ha previsto che la responsabilità del servizio di misura sia affidata ai gestori del SII che governano l'attività di acquedotto sul territorio nazionale e che provvedono a fatturare, per i medesimi livelli di consumo, anche i corrispettivi di fognatura e depurazione;
- ha introdotto obblighi, nei confronti dei gestori, di installazione, manutenzione e verifica dei misuratori di utenza, nonché di rispetto dei criteri per l'esecuzione dei controlli metrologici richiesti dalla normativa vigente;
- ha fissato obblighi di raccolta delle misure di utenza, prevedendo un numero minimo annuo di tentativi di raccolta della misura, differenziato in funzione dei volumi di consumo (da due a tre tentativi minimi di raccolta nell'anno solare). I citati tentativi di raccolta[20] devono rispettare distanze temporali minime. L'Autorità ha altresì previsto una procedura di autolettura dei misuratori di utenza, secondo cui i gestori sono tenuti a mettere a disposizione degli utenti finali almeno tre modalità di autolettura (messaggio SMS, telefonata, web chat), attive in ogni momento, per 365 giorni all'anno;
- ha disciplinato la validazione delle misure, che i gestori sono tenuti ad effettuare nel caso di misure ottenute sia da raccolta sia da autolettura, fornendo riscontro all'utente finale in caso di mancata presa in carico o mancata validazione, nei casi in cui i dati comunicati con autolettura risultino palesemente errati;
- ha definito le modalità di calcolo del consumo medio annuo da attribuire a ciascuna utenza e il metodo per la stima e la ricostruzione dei dati di misura;
- ha previsto l'archiviazione per cinque anni dei dati di misura validati e la messa a disposizione dei medesimi su richiesta dell'utente e degli altri soggetti aventi titolo;
- ha posto in capo ai gestori obblighi di registrazione dei dati relativi ai tentativi di raccolta delle misure e alle autoletture ricevute, nonché di comunicazione annuale all'Autorità di specifiche informazioni sulla misura di utenza.

La delibera 218/2016/R/idr ha previsto, inoltre, un'integrazione degli specifici obblighi di comunicazione agli utenti tramite la bolletta - già fissati dalla delibera 28 dicembre 2012, 586/2012/R/idr - stabilendo che nel medesimo documento di fatturazione siano riportati, a partire dall'1 gennaio 2017, sia il dato relativo al consumo medio annuo dell'utente sia il numero minimo di tentativi annui di raccolta della misura. La delibera prevede, inoltre, che le disposizioni del TIMSII trovino attuazione dall'1 luglio 2016, ad eccezione di alcuni aspetti che trovano applicazione nel 2017. Tuttavia, tenuto conto dei processi di aggregazione delle gestioni che interessano il settore idrico, anche a seguito dell'applicazione delle disposizioni di cui al decreto c.d. "Sblocca Italia", l'Autorità ha ritenuto opportuno garantire agli enti di governo dell'ambito, d'intesa con i rispettivi gestori, la facoltà di presentare istanza motivata di deroga temporale (per un periodo massimo di 12 mesi), in tutti i casi in cui i gestori interessati da processi di aggregazione delle gestioni[21] dimostrino di non poter ottemperare alle prescrizioni del TIMSII nei tempi stabiliti. Le istanze di deroga pervenute all'Autorità sono enucleabili in due differenti tipi di casistiche:

- un primo gruppo di istanze, motivate in ragione delle difficoltà operative legate ai processi di aggregazione delle gestioni esistenti;
- un secondo gruppo di istanze, motivate in ragione di difficoltà non correlate a processi di aggregazione e relative ad alcuni adempimenti specifici previsti dal TIMSII.

20 Nei casi di utenze con misuratori non accessibili o parzialmente accessibili, per i quali il tentativo di raccolta risulti fallito almeno due volte consecutive e in assenza di recenti autoletture validate, il TIMSII ha previsto l'obbligo di reiterare il tentativo, anche prendendo in considerazione fasce orarie diverse da quelle usualmente impiegate dagli operatori che si occupano della raccolta; è inoltre previsto che i gestori si dotino di procedure di registrazione delle misure mediante fotolettura.

21 Aggregazioni di cui all'art. 172 del decreto legislativo n. 152/06.

Dopo aver espletato le necessarie verifiche istruttorie, l'Autorità ha accolto con specifiche delibere di deroga[22] le istanze ammissibili, ritenendo opportuno garantire ai gestori interessati i tempi necessari per l'adeguamento alle prescrizioni in materia di misura di utenza, anche al fine di non ingenerare sovraccosti per soluzioni solo temporanee.

Per quanto riguarda la seconda fattispecie, invece, con la delibera 2 febbraio 2017, 43/2017/R/idr, l'Autorità ha intimato ai gestori interessati l'ottemperanza agli adempimenti del TIMSII disattesi, fissando al contempo un limite temporale per il rispetto del provvedimento, oltre il quale, se decorso inutilmente, avviare gli opportuni procedimenti sanzionatori.

Tutela dell'utenza nel settore idrico

Regolazione della qualità contrattuale del SII

Nel corso del 2016 è proseguita l'attività di tutela dell'utenza del settore idrico, attraverso l'implementazione della regolazione della qualità contrattuale del SII, introdotta con la delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr. Detta delibera e il relativo Allegato A, recante *Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono* (RQSII), definiscono gli standard specifici e generali di qualità omogenei sul territorio nazionale, unitamente alla individuazione delle modalità di registrazione delle prestazioni fornite dai gestori su richiesta degli utenti. In particolare, l'attività dell'Autorità si è focalizzata sulla valutazione delle istanze pervenute dagli operatori, in accordo con gli enti di governo dell'ambito territorialmente competenti e con le associazioni dei consumatori, i quali, tenuto conto delle specificità locali dei territori gestiti, hanno segnalato l'esigenza di adempiere alle prescrizioni di qualità contrattuale, con particolare riferimento agli standard qualitativi che devono essere garantiti dagli Sportelli provinciali presenti sul territorio, con modalità differenti da quelle previste dalla delibera 655/2015/R/idr.

Facendo seguito alle richieste dei gestori, nei mesi di marzo e aprile 2016 sono stati convocati incontri tecnici in materia di qualità contrattuale del SII con le organizzazioni rappresentative dei principali *stakeholders* interessati. I gestori, l'associazione degli enti di governo dell'ambito e le associazioni dei consumatori intervenute hanno rappresentato agli Uffici dell'Autorità che, in alcune realtà territoriali, le caratteristiche geografiche o demografiche del territorio rendono eccessivamente costoso per il gestore, e conseguentemente per l'utenza, garantire orari di apertura prolungati dello Sportello. Sia le associazioni dei consumatori sia i gestori hanno richiesto l'adozione di soluzioni flessibili che tengano in adeguata considerazione costi e benefici delle soluzioni medesime, in relazione alle diverse specificità locali.

In considerazione delle sopra citate richieste, con la delibera 5 maggio 2016, 217/2016/R/idr, l'Autorità ha:

- avviato il procedimento per la valutazione delle istanze di deroga agli obblighi di qualità contrattuale, avanzate dai gestori e dagli enti di governo dell'ambito ai sensi della delibera 655/2015/R/idr;

22 Alla data del 30 marzo 2017 sono state approvate 16 delibere di deroga.

- integrato le modalità applicative di alcune disposizioni concernenti la regolazione della qualità contrattuale del SII, prevedendo la possibilità per gli enti di governo dell'ambito, d'intesa con il gestore e le associazioni dei consumatori territorialmente competenti, di presentare apposita istanza di deroga dal rispetto degli obblighi concernenti il rispetto dell'orario minimo di apertura degli Sportelli provinciali.

Successivamente alla pubblicazione della delibera 217/2016/R/idr, gli Uffici dell'Autorità hanno pertanto provveduto a valutare le istanze di deroga pervenute, presentate:

- dagli enti di governo dell'ambito[23], d'intesa con i gestori del SII, in considerazione dell'impossibilità di adempiere a tutte le prescrizioni di qualità contrattuale nei tempi richiesti dall'RQSII, in presenza di processi di aggregazione delle gestioni attuati al fine di ottemperare alla normativa nazionale in materia, attesa la necessità di pervenire all'individuazione del soggetto unico d'ambito, superando al contempo le frammentazioni gestionali;
- dal gestore del SII, al fine di derogare agli obblighi in materia di apertura dello Sportello provinciale unico[24], ovvero dagli enti di governo dell'ambito, d'intesa con i gestori e le associazioni dei consumatori territorialmente competenti, al fine di derogare[25] dal rispetto dell'obbligo concernente l'orario minimo[26] di apertura degli Sportelli provinciali (pari a 44 ore settimanali), coerente con le disposizioni del decreti del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999.

Alla data del 30 marzo 2017 l'Autorità ha approvato 51 istanze di deroga[27], la maggior parte delle quali formulate per richiedere il mantenimento delle attuali regole di apertura degli Sportelli già presenti nel territorio gestito (cfr. il Capitolo X del Volume I).

Gli Uffici dell'Autorità hanno al contempo avviato le attività propedeutiche e necessarie ai fini della raccolta dei dati relativa alla qualità contrattuale del SII, con riferimento agli standard qualitativi specifici e generali garantiti dai gestori agli utenti del servizio in conformità alle disposizioni dell'RQSII. La raccolta dati[28], iniziata il 20 marzo 2017, consentirà pertanto di monitorare i livelli di qualità effettivamente raggiunti nell'erogazione del servizio all'utenza sull'intero territorio nazionale e di prevedere, a seguito dell'analisi dei risultati (cfr. il Capitolo X del Volume I), eventuali affinamenti del relativo quadro regolatorio.

Regolazione della morosità nel SII

Il decreto della Presidenza del Consiglio dei ministri 29 agosto 2016[29] ha disposto che l'Autorità definisca le direttive per il contenimento della morosità nel settore idrico e disciplini le procedure per la gestione della morosità e per la sospensione della fornitura, assicurando la copertura tariffaria dei relativi costi, nel rispetto dei principi fondamentali di non discriminazione, imparzialità, trasparenza e parità di trattamento.

La maggior parte degli interventi individuati da detto decreto del Presidente del Consiglio dei ministri è già stata realizzata dall'Autorità con precedenti provvedimenti (in proposito si rimanda alla *Relazione Annuale* degli anni precedenti). Con la delibera 638/2016/R/idr, è stato avviato il procedimento per l'adozione di

23 L'ente di governo dell'ambito, d'intesa con il gestore interessato dai processi di aggregazione in corso, può presentare all'Autorità istanza di deroga dall'applicazione dell'RQSII ai sensi dell'art. 3, comma 2, della delibera 655/2015/R/idr.

24 L'art. 52.2 dell'RQSII, come s.m.i., prevede la possibilità per il gestore, in accordo con l'ente d'ambito, di richiedere un'istanza di deroga dall'obbligo di apertura dello Sportello unico provinciale nel caso in cui le utenze gestite siano inferiori al 5% della popolazione provinciale ovvero della popolazione servita.

25 Deroga ai sensi dell'art. 52.5 dell'RQSII.

26 Per quanto concerne la diffusione e l'orario di apertura degli Sportelli, si precisa che l'RQSII ha disposto l'apertura di almeno uno Sportello per provincia, secondo quanto stabilito dall'art. 52, comma 1, e un orario minimo di apertura giornaliera, ivi incluso il sabato, per un totale di 44 ore settimanali, coerente con le previsioni del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999.

27 In particolare, sono state approvate 13 istanze di deroga ai sensi dell'art. 3, comma 2, della delibera 655/2015/R/idr, per i processi di aggregazione in corso e 38 istanze di deroga dal rispetto degli obblighi relativi all'apertura degli Sportelli provinciali, ai sensi dell'art. 52, commi 2 e 5, dell'RQSII.

28 I primi dati raccolti saranno quelli relativi al secondo semestre 2016 (1 luglio 2016 – 31 dicembre 2016), date le tempistiche previste dall'RQSII per l'applicazione da parte dei gestori interessati della disciplina in materia di qualità contrattuale.

29 Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 agosto 2016, emanato in attuazione dell'art. 61 della legge n. 221/15, ha previsto tra le altre cose che l'Autorità adotti direttive per il contenimento della morosità degli utenti del SII, «*assicurando che sia salvaguardata, tenuto conto dell'equilibrio economico e finanziario dei gestori, la copertura dei costi efficienti di esercizio e investimento e garantendo il quantitativo minimo vitale di acqua necessario al soddisfacimento dei bisogni fondamentali di fornitura per gli utenti morosi*».

direttive volte al contenimento della morosità nel SII, ai fini di equità sugli altri utenti, integrando al contempo il procedimento di cui alla precedente delibera 28 febbraio 2013, 87/2013/R/idr. Al fine di individuare e rafforzare le tutele già adottate a favore degli utenti del SII, l'Autorità ha previsto di disciplinare le procedure di messa in mora dell'utente e di recupero del credito, individuando in particolare gli obblighi di comunicazione all'utenza da parte del gestore, prima di procedere alla sospensione del servizio, nonché le modalità di riattivazione del servizio in caso di sospensione, assicurando al gestore una congrua tempistica per il rientro della morosità.

La delibera ha prescritto inoltre di integrare, in coerenza con le disposizioni del succitato decreto, la regolazione vigente in materia di qualità contrattuale del SII e di misura, al fine di precisare ulteriormente gli obblighi e le responsabilità riferibili ai gestori e agli utenti finali (nell'ambito delle reciproche obbligazioni contrattuali) e di verificare, all'interno del metodo tariffario, i costi connessi alla morosità del SII, al fine di tener conto dell'equilibrio economico e finanziario della gestione.

Disposizioni urgenti in materia di interventi per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi il 24 agosto 2016 e i giorni successivi

In conseguenza degli eventi sismici nei giorni 24 agosto 2016 e successivi, con il decreto legge 17 ottobre 2016, n. 189, sono state adottate alcune disposizioni urgenti per le popolazioni colpite dal sisma, volte a disciplinare gli interventi per la riparazione, la ricostruzione, l'assistenza alla popolazione e la ripresa economica nei territori delle regioni colpite. In particolare, l'art. 48, comma 2, ha previsto con riferimento ai settori dell'energia elettrica, dell'acqua e del gas, ivi inclusi i gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate, che la competente Autorità di regolazione, con propri provvedimenti, introduca agevolazioni di natura tariffaria, a favore delle utenze situate nei comuni indicati dal medesimo decreto, individuando anche le modalità per la copertura delle agevolazioni stesse attraverso specifiche componenti tariffarie, facendo ricorso, ove opportuno, a strumenti di tipo perequativo.

Con le delibere 25 agosto 2016, 474/2016/R/com, 27 ottobre 2016, 618/2016/R/com, e 2 novembre 2016, 619/2016/R/com, sono stati sospesi i termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere, a far data dal 24 agosto 2016, ovvero dal 26 ottobre 2016.

Con la delibera 28 dicembre 2016, 810/2016/R/com, l'Autorità ha fissato in sei mesi il termine previsto per la sospensione dei pagamenti, pari al massimo di sospensione consentito in sede di conversione del decreto legge n. 189/16; l'Autorità ha inoltre individuato, nel rispetto della normativa primaria ed analogamente a quanto già disposto in occasione dei precedenti eventi sismici, i soggetti beneficiari della suddetta sospensione.

Sono state altresì previste, al fine di tutelare l'equilibrio economico-finanziario della gestione, misure finanziarie[30] a sostegno sia dell'operatività degli esercenti l'attività di vendita sia dei gestori del SII interessati dalla sospensione dei termini di pagamento. Tali misure sono concesse sotto forma di anticipo sugli importi oggetto di sospensione e sono destinate ai soggetti per i quali la suddetta sospensione possa comportare una significativa riduzione del fatturato. Gli effetti più rilevanti, in termini di mancato ricavo, potrebbero determinarsi soprattutto per i gestori del SII, data la dimensione estremamente ridotta delle gestioni e l'elevata concentrazione delle utenze nelle aree terremotate, con il rischio di compromettere l'equilibrio economico-finanziario della gestione.

La delibera 810/2016/R/com ha, inoltre, sospeso i termini per gli adempimenti informativi degli esercenti operanti nelle zone interessate dal sisma e ha disposto, a favore dei gestori del SII, la deroga dal rispetto degli obblighi in materia di qualità contrattuale, di misura d'utenza e di *unbundling* contabile; la stessa delibera ha inoltre prorogato le eventuali scadenze previste dal TIUC, dall'RQSII e dal TIMSII per adempiere ai summenzionati obblighi. Il provvedimento, infine, ha stabilito che nel periodo di sospensione dei termini di pagamento delle fatture non possano applicarsi le previsioni in tema di sospensione della fornitura per inadempimenti dei clienti ovvero degli utenti finali.

Con il documento per la consultazione 26 gennaio 2017, 23/2017/R/com, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in relazione alle modalità tecniche per il riconoscimento delle agevolazioni tariffarie relative ai servizi elettrico, gas e idrico, a favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 24 agosto 2016 e successivi. A tale proposito è stato previsto, analogamente a quanto disposto in occasione dei precedenti eventi sismici, che le agevolazioni sulle

30 Con la delibera 810/2016/R/com, sono state disciplinate anche le modalità operative per accedere al riconoscimento delle anticipazioni finanziarie.

bollette di energia elettrica, gas e acqua incidano limitatamente alle componenti tariffarie soggette a regolazione e ai corrispettivi usualmente applicati per l'attivazione, la riattivazione e la disattivazione della fornitura. Nel documento sono stati inoltre illustrati gli orientamenti finali in merito all'individuazione dei soggetti beneficiari delle agevolazioni, al fine di assicurare la più ampia tutela possibile alla popolazione colpita dagli eventi sismici, anche tenuto conto dell'eccezionalità del fenomeno. Il documento ha, altresì, illustrato le proposte dell'Autorità in tema di rateizzazione dei pagamenti, tenendo in considerazione alcuni punti specifici individuati dai provvedimenti emanati in materia di rateizzazione nel servizio di tutela del settore del gas, nel servizio di maggior tutela del settore elettrico e dalla delibera 655/2015/R/idr per il SII. Infine, sono stati formulati orientamenti circa le modalità di copertura dei maggiori oneri di morosità sostenuti dagli esercenti l'attività di vendita e dai gestori del SII e le modalità di restituzione alla CSEA delle anticipazioni finanziarie disciplinate dalla delibera 810/2016/R/com.

Nel documento non sono state affrontate le questioni relative al livello e alla durata delle agevolazioni, in quanto oggetto di una parallela fase di coordinamento istituzionale promossa dall'Autorità nei confronti delle istituzioni e delle amministrazioni coinvolte. Con la delibera 252/2017/R/com, l'Autorità ha disposto le agevolazioni tariffarie per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni 24 agosto e successivi e disciplinato le modalità di rateizzazione dei pagamenti i cui termini erano stati precedentemente sospesi.

Avvio di procedimento per la regolazione della qualità tecnica

Con la delibera 23 febbraio 2017, 90/2017/R/idr, l'Autorità ha avviato un procedimento per la regolazione della qualità tecnica, a completamento della disciplina regolatoria finalizzata al miglioramento della qualità del SII, già in corso di applicazione per quanto riguarda gli aspetti contrattuali del servizio. Gli esiti delle ricognizioni effettuate dall'Autorità, tramite lo sviluppo dell'indagine conoscitiva avviata con la citata delibera 595/2015/R/idr, l'analisi dei PdI nell'ambito dell'attività istruttoria finalizzata all'approvazione delle predisposizioni tariffarie, nonché le specifiche raccolte dati predisposte ai fini della conoscenza dell'efficienza e della qualità del servizio, hanno infatti evidenziato la necessità di adeguare il sistema infrastrutturale nazionale agli standard di livello europeo, rafforzando al contempo la capacità di presidio, da parte degli enti di governo dell'ambito, in relazione alle criticità rilevate negli ambiti di propria competenza.

Al fine di garantire la diffusione, la fruibilità e la qualità del servizio all'utenza in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, analogamente a quanto previsto per i settori dell'energia elettrica e del gas, nonché per il settore idrico in tema di regolazione della qualità contrattuale, con il predetto procedimento l'Autorità intende:

- individuare un sistema di indicatori finalizzato alla rappresentazione dello stato infrastrutturale e operativo dei servizi idrici;
- definire i parametri di qualità tecnica dei servizi necessari per portare a compimento il meccanismo di promozione della qualità di cui al comma 33.13 dell'Allegato A alla delibera 664/2015/R/idr;
- definire i livelli minimi e gli obiettivi di qualità tecnica del SII ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono;
- definire i livelli specifici e generali di qualità tecnica dei servizi idrici;
- assicurare l'uniformità e la completezza delle modalità di erogazione del servizio;
- determinare gli obblighi di indennizzo automatico in favore degli utenti in caso di mancato rispetto degli standard prefissati.

Raccolta dei dati sull'efficienza e sulla qualità del SII

Con la determina 6 dicembre 2016, 5/2016 - DSID, l'Autorità ha avviato la terza edizione della raccolta dati sull'efficienza e sulla qualità del SII, con riferimento ai dati relativi all'anno 2015 e, limitatamente ai dati inerenti alla qualità contrattuale del servizio, anche al primo semestre 2016. Analogamente alla precedente edizione, tutti i gestori del SII sono tenuti alla rilevazione e alla comunicazione dei dati, così come tutti gli enti di governo dell'ambito responsabili della validazione dei dati comunicati dai gestori medesimi.

L'Autorità, proseguendo con l'attività di acquisizione dei dati e delle informazioni presso gli operatori, compie un ulteriore avanzamento nel percorso di conoscenza del settore idrico, in coerenza con i compiti ad essa assegnati dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012, allo scopo di:

- rappresentare lo stato e il grado di copertura delle infrastrutture del SII;
- monitorare e verificare l'efficienza del servizio di misura, nelle more della piena applicazione delle disposizioni sulla misura d'utenza di cui al TIMSII;
- monitorare e verificare la qualità del servizio fornito all'utenza, con particolare riferimento ai livelli di qualità effettivi e garantiti previsti nelle Carte dei servizi per le prestazioni da assicurare all'utenza nel primo semestre 2016;
- procedere alla valutazione delle variabili osservate rispetto agli anni precedenti, anche con la finalità di avviare analisi comparative tra le gestioni.

Al fine di predisporre la nuova raccolta dei dati, sono stati condotti ulteriori approfondimenti, anche con il coinvolgimento delle associazioni di categoria, con il duplice scopo di meglio individuare le grandezze da acquisire per la costruzione di indicatori e variabili rappresentative del SII e di semplificare e ottimizzare, ove possibile, i flussi e gli adempimenti informativi da parte dei gestori e degli enti di governo dell'ambito. Gli approfondimenti svolti hanno sostanzialmente confermato la validità dell'impostazione adottata già con la precedente raccolta dati, riferita all'anno 2014, non evidenziando pertanto la necessità di apportare modifiche rilevanti all'insieme dei dati richiesti.

Reclami e segnalazioni degli utenti del SII

Tra le finalità dell'azione di regolazione dell'Autorità nel settore idrico, l'art. 2 del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012 ha previsto: la garanzia della diffusione, della fruibilità e della qualità del servizio all'utenza in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale; la definizione di un sistema tariffario equo, certo, trasparente e non discriminatorio; la tutela dei diritti e degli interessi degli utenti.

L'RQSII e il TIMSII, nell'introdurre nuovi e più stringenti indicatori di qualità e nel fissare le modalità di gestione dei rapporti contrattuali nel settore, hanno determinato una maggiore consapevolezza degli utenti relativamente alle norme che regolano il settore, incrementando i volumi dei reclami, delle segnalazioni e delle richieste di informazioni rivolte all'Autorità rispetto ai periodi precedenti.

Nel 2016 l'Autorità ha gestito e classificato oltre 2.000 reclami e segnalazioni, valutandone il merito, per quanto di competenza, al fine di predisporre le risposte agli utenti e, ove necessario, diffide e segnalazioni ai gestori.

Come rappresentato nella figura 5.1, i reclami e le segnalazioni hanno avuto a oggetto principalmente aspetti attinenti alla fatturazione e alla misura dei consumi (33%), alla tariffazione e ai conguagli (30%) e agli allacciamenti e ai lavori di ripristino (12%). Nei restanti casi (25%), oggetto dei reclami sono state la qualità tecnica e commerciale del servizio, la depurazione e altre tematiche.

Tenuto conto che le disposizioni dell'RQSII e del TIMSII troveranno una graduale applicazione nel corso del 2017, si attende un ulteriore incremento dell'attività, considerato che nei primi due mesi dell'anno sono stati registrati circa 400 tra reclami e segnalazioni in merito alla corretta applicazione, da parte dei gestori, delle nuove norme regolatorie.

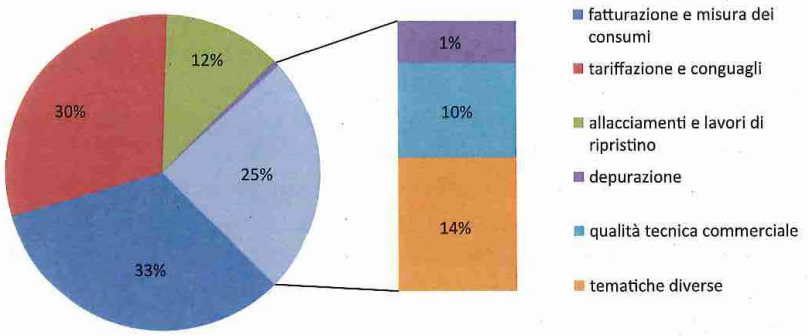


FIG. 5.1

Tipologia dei reclami e delle segnalazioni trasmessi all'Autorità nel 2016.

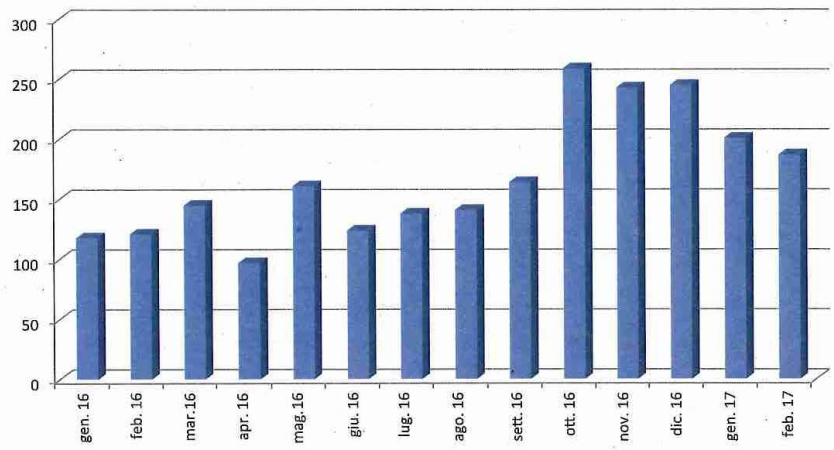


FIG. 5.2

Gestione dei reclami e delle segnalazioni trasmessi all'Autorità nel 2016 e nei primi mesi del 2017

Promozione delle procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie

Con la delibera 14 luglio 2016, 383/2016/E/com, l'Autorità ha previsto l'applicazione del modello generale di sistema di tutele riformato - operativo dall'1 gennaio 2017 per i settori dell'energia elettrica e del gas (per una trattazione più esaustiva, si rimanda al Capitolo 7) - anche per il settore idrico. In particolare, tale modello potrebbe prevedere, a valle del reclamo scritto al gestore (da luglio 2016 sussiste, tra l'altro, l'obbligo di risposta motivata al reclamo in capo al gestore, ai sensi dell'RQSII, soggetto a standard specifico e a indennizzo automatico), la conciliazione quale condizione di procedibilità per l'accesso alla giustizia ordinaria ed eventuali procedure speciali, in analogia, dunque, con quanto già stabilito per i settori dell'energia elettrica e del gas.

L'Autorità ha rinviato la definizione delle modalità di estensione al SII del predetto sistema di tutele, in una logica di gradualità applicativa, una volta espletati i necessari approfondimenti con gli *stakeholders*, al fine di tenere conto delle specificità del settore idrico, tra le quali il ruolo degli enti di governo dell'ambito.

Con particolare riferimento alle procedure conciliative, l'Autorità ha stabilito che la delibera 5 maggio 2016, 209/2016/E/com, e il relativo Allegato A, recante il *Testo integrato conciliazione* (TICO)[31], dispieghino la loro efficacia anche nel settore idrico, a seguito di un ulteriore approfondimento circa le modalità di applicazione a tale settore del meccanismo di conciliazione ai fini della procedibilità dell'azione giudiziale (tentativo obbligatorio di conciliazione). Ciò anche mediante l'individuazione di preliminari forme volontarie e sperimentali di conciliazione universale, tenuto altresì conto del quadro normativo, dell'assetto della *governance* del settore idrico in materia di tutela dell'utenza anche a livello locale e dell'evoluzione della normativa primaria in materia di avvalimento[32].

Con riferimento all'elenco degli organismi di *Alternative Dispute Resolution* (ADR) dell'Autorità (cfr. il Capitolo 7 di questo Volume), l'organismo ADR che offre procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie fra consumatori e gestori del SII può richiedere l'iscrizione nell'elenco predetto, ai sensi della delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com; ad oggi, quattro organismi sono iscritti nell'elenco ADR dell'Autorità anche con riferimento al settore dei servizi idrici.

Nell'ambito della più ampia raccolta dati, di cui alla determina 5/2016 – DSID, recante *Definizione delle procedure di raccolta dati ai fini dell'indagine conoscitiva sull'efficienza del servizio idrico integrato e della relativa regolazione della qualità per l'anno 2015 e per il primo semestre 2016*, l'Autorità ha richiesto agli operatori del settore specifici dati sulle procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra gli utenti e i gestori del SII per l'anno 2015 e per il primo semestre 2016; ciò anche al fine di ampliare il periodo temporale (2012-2014) dei dati già raccolti, sia mediante l'indagine conoscitiva conclusa con la delibera 12 marzo 2015, 97/2015/E/idr (si veda la *Relazione Annuale 2015*, Capitolo 5, Volume II), sia in occasione della più ampia raccolta dati di cui alla determina 1/2016 – DSID (si veda la *Relazione Annuale 2016*, Capitolo 5, Volume II).

31 Cfr. il Capitolo 7 di questo Volume.

32 Con riferimento a tale ultimo profilo, il c.d. "DDL concorrenza" prevede che l'Autorità debba garantire, tra l'altro, il trattamento efficace delle procedure di conciliazione per tutti i settori oggetto di regolazione e controllo a beneficio dei clienti finali e degli utenti dei predetti settori, anche avvalendosi dell'Acquirente unico. Tenuto conto che, ad oggi, l'Acquirente unico gestisce il Servizio conciliazione (procedura universale) dell'Autorità – presso cui è possibile esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione per i settori energetici di cui al TICO - mediante avvalimento ai sensi dell'art. 44, comma 4, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, la previsione del disegno di legge citato potrebbe comportare l'estensione applicativa, alle controversie fra utenti e gestori del SII, del Servizio conciliazione e della relativa disciplina, che prevede, fra l'altro, l'obbligo partecipativo del gestore al primo incontro e il valore di titolo esecutivo dell'eventuale accordo sottoscritto dalle parti e dal conciliatore.

PAGINA BIANCA

6.
Vigilanza e contenzioso

Intersettoriale

Vigilanza e sanzioni

Indagini, vigilanza e controllo

I comportamenti degli operatori da sottoporre a verifica, ai fini del rispetto delle disposizioni imposte dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, a tutela del corretto funzionamento del mercato e dei clienti finali, sono identificati dalla medesima Autorità su base annuale o a seguito di segnalazioni o di evidenze in possesso degli Uffici. Tale attività di verifica si svolge attraverso indagini, ispezioni, controlli tecnici e documentali.
Nel corso del 2016, si sono svolti:

- indagini conoscitive, relative a tematiche individuate come prioritarie dal *Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018*, quali, in particolare, gli investimenti dichiarati dalle imprese (costi comunicati da e-distribuzione, già Enel Distribuzione, in relazione agli impianti di rete per la connessione; dati e informazioni dichiarati da Italgas Reti, già Società Italiana per il gas - Italgas);
- verifiche ispettive *in loco*, relativamente ad un ampio spettro di materie (tutela dei consumatori, tariffe e qualità del servizio, corretto funzionamento dei mercati, controllo degli incentivi erogati);
- controlli documentali, in particolare relativi alle convenzioni di cessione dell'energia elettrica stipulate ai sensi del provvedimento CIP6 e con scadenza successiva al settembre 2009, alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità e alla corretta iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità.

Per svolgere la maggior parte delle proprie attività di accertamento e di ispezione, l'Autorità si è avvalsa della collaborazione della Guardia di Finanza, sulla base di quanto stabilito dal vigente Protocollo d'intesa tra le due istituzioni, ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68, che prevede l'intervento del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico.

Indagine conoscitiva in materia di investimenti delle imprese regolate

Con la delibera 1 aprile 2016, 154/2016/E/com, si è conclusa una prima parte dell'indagine conoscitiva, avviata con la delibera 6 giugno 2014, 256/2014/E/com, in merito ai costi di investimento dichiarati da alcune imprese di distribuzione dell'energia elettrica operanti nella provincia autonoma di Bolzano. Le verifiche, svolte con l'ausilio della Guardia di Finanza, hanno permesso di rilevare diverse irregolarità relative ai costi di investimento dichiarati dalle imprese, che hanno prodotto effetti sul calcolo del capitale remunerato ai fini tariffari. In esito agli accertamenti, oltre alle segnalazioni inviate alle Autorità competenti, sono stati avviati procedimenti sanzionatori ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge istitutiva n. 481/95.
Con la delibera 6 agosto 2015, 412/2015/E/eel, l'Autorità aveva esteso l'ambito delle verifiche al fine di valutare, nello specifico, la congruità e la coerenza degli elementi di costo comunicati dall'impresa e-distribuzione, in relazione agli impianti di rete per la connessione realizzati dai titolari degli impianti di produzione di energia elettrica, onde scongiurare la presenza di oneri impropri in tariffa. Questa attività, che si è conclusa nel mese di novembre 2016 con l'approvazione del resoconto finale della delibera 17 novembre 2016, 664/2016/E/eel, ha consentito di accertare:

- la corretta contabilizzazione, da parte dell'impresa distributrice, delle partite economiche rinvenienti dall'acquisto degli impianti di rete ad un prezzo inferiore di quello standard;
- l'assenza di distorsioni nella tariffa di distribuzione dell'energia elettrica;

- la presenza di un inadeguato livello di trasparenza nella redazione di alcuni atti di cessione e nell'emissione delle relative fatture; da tali atti non si evincono in maniera diretta e inequivocabile la natura e l'origine dell'incremento dei costi posti a carico dei produttori;
- alcune incongruità nella determinazione, da parte dell'impresa distributrice, degli oneri di collaudo degli impianti di rete posti a carico dei produttori, avendo riscontrato la presenza di attività improprie non riconducibili all'attività di collaudo.

In esito a tale verifica è stato, pertanto, prescritto a e-distribuzione di adottare criteri di trasparenza nell'individuazione delle singole voci di costo determinate nei contratti con i produttori, tenendo separati in modo esplicito gli oneri aggiuntivi, derivanti da accordi tra le parti, dai corrispettivi fissati in provvedimenti dell'Autorità. Le risultanze raggiunte sono state, inoltre, messe a disposizione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) per le valutazioni di propria competenza.

Infine, con la delibera 14 aprile 2016, 177/2016/E/gas, l'Autorità ha ulteriormente esteso l'ambito dell'indagine conoscitiva, avviata con la citata delibera 256/2014/E/com, ai dati e alle informazioni dichiarati dalla società Italgas Reti.

Tra gli approfondimenti disposti con il predetto provvedimento rientra la verifica dell'esatta capitalizzazione del Canone per l'occupazione di spazi ed aree pubbliche (COSAP), dovuto da Italgas Reti per gli investimenti incentivati realizzati nel comune di Roma dal 2009 al 2013.

I controlli effettuati hanno riguardato la documentazione tecnica e contabile trasmessa da Italgas Reti, riferita agli interventi rendicontati per gli anni 2009 e 2010. Al momento della redazione della presente *Relazione Annuale*, sono in corso le verifiche per gli anni 2011, 2012 e 2013, la cui chiusura è prevista per il 31 dicembre 2017.

Istruttoria conoscitiva su segnalate anomalie nella gestione degli adempimenti connessi alla risoluzione del contratto di trasporto dell'energia elettrica da parte di e-distribuzione

Con la delibera 16 giugno 2016, 311/2016/E/eel, l'Autorità ha chiuso l'istruttoria conoscitiva sulle modalità di gestione, da parte dell'impresa e-distribuzione, della risoluzione del contratto di trasporto elettrico per inadempimento dell'utente Esperia, con l'approvazione del resoconto finale.

In particolare, l'istruttoria ha avuto ad oggetto le modalità di gestione, da parte del suddetto distributore, degli adempimenti informativi previsti dagli artt. 12, commi 12.6 e 12.7, e 13 della delibera 25 gennaio 2008, ARG/elt 4/08, a tutela dei clienti finali. Tali articoli prevedono che il distributore elettrico, in caso di risoluzione del contratto di trasporto per inadempimento del venditore, abbia l'obbligo di informare i clienti finali dell'avvenuta risoluzione contrattuale e di indicare loro il termine ultimo entro il quale scegliere un nuovo fornitore del mercato libero, prima di essere trasferiti nel servizio di ultima istanza. Nello specifico, la data ultima per effettuare lo *switching* ad altro venditore deve essere «*determinata in modo tale da evitare, per quanto possibile, l'attivazione del servizio di ultima istanza*». L'indagine ha riguardato principalmente i clienti finali ricadenti nell'ambito del servizio di salvaguardia, in quanto i corrispettivi di tale servizio sono sensibilmente più elevati rispetto al prezzo praticato sul libero mercato.

L'istruttoria aveva l'obiettivo di verificare il rispetto del principio della parità di trattamento nei confronti dei clienti finali e degli utenti, con riferimento all'individuazione dei nuovi venditori scelti dai clienti finali interessati dalla risoluzione, che hanno evitato l'attivazione dei servizi di ultima istanza.

Con riferimento agli adempimenti informativi individuati dalla citata delibera ARG/elt 4/08, è emerso che e-distribuzione ha messo a disposizione dei clienti finali un periodo di tempo molto limitato per la scelta di un nuovo fornitore nel mercato libero, sia per le tempistiche decise autonomamente dal distributore sia per la modalità di invio delle comunicazioni prescelta dallo stesso gestore (posta ordinaria). L'utilizzo della posta ordinaria non ha consentito, tra l'altro, di accertare, in fase di istruttoria, né la correttezza degli indirizzi utilizzati né l'effettiva avvenuta consegna ai destinatari. Inoltre, nel testo dell'informativa inviata ai clienti finali, il distributore ha qualificato l'utente del dispacciamento, Esperia, come il proprio venditore, circostanza che poteva rendere incomprensibile la comunicazione ai clienti che avevano sottoscritto un contratto di fornitura con altri

venditori (c.d. "contratto *reseller*"), che si avvalevano dei servizi di Esperia.

Con riferimento al secondo aspetto oggetto di indagine, ossia il rispetto del principio della parità di trattamento nei confronti dei clienti finali e degli utenti interessati alla risoluzione contrattuale, non sono emersi elementi per ipotizzare che e-distribuzione abbia operato in violazione di tale principio.

Nel corso dell'istruttoria sono, inoltre, risultate alcune anomalie nella fatturazione dei corrispettivi di fornitura, da parte di Enel Servizio Elettrico, nei confronti di alcuni clienti finali transitati nel servizio di maggior tutela, a seguito della risoluzione del contratto di trasporto con l'utente Esperia. In particolare, alcuni clienti avevano ricevuto da Enel Servizio Elettrico fatture e richieste di pagamento, incluse le richieste di versamento del deposito cauzionale per le forniture già cessate, riferite a periodi in cui Enel Servizio Elettrico non era più intestataria della fornitura, poiché i clienti erano già rientrati nel mercato libero.

A tal proposito, Enel Servizio Elettrico ha ammesso gli errori di fatturazione in alcuni periodi del 2015, dovuti a "eccezionali circostanze", che hanno richiesto una "straordinaria operatività". Nonostante le dichiarazioni in merito all'avvenuta rettifica, sono state comunque riscontrate ulteriori e successive richieste di pagamento anche nel primo semestre 2016.

Alla luce delle risultanze dell'istruttoria, sono stati previsti alcuni interventi prescrittivi e sanzionatori:

- con la menzionata delibera 311/2016/E/eel, che ha chiuso l'istruttoria conoscitiva, è stato intimato a Enel Servizio Elettrico di interrompere immediatamente, qualora non già cessata nel frattempo, ogni ulteriore richiesta di pagamento nei confronti di clienti finali, riferita a fatture emesse per errore a seguito della risoluzione del contratto di trasporto di Esperia da parte di Enel Distribuzione, con la raccomandazione di utilizzare la necessaria prudenza per i casi dubbi, data l'eccezionalità dell'evento, come evidenziato dalla stessa Enel Servizio Elettrico;
- con la delibera 4 novembre 2016, 624/2016/S/eel, è stato disposto nei confronti di e-distribuzione l'avvio, in forma semplificata, di un procedimento sanzionatorio per l'inosservanza, da parte del venditore, degli obblighi di comunicazione ai clienti finali nel corso della risoluzione del contratto di trasporto dell'energia elettrica.

Verifiche ispettive

Al fine di svolgere le attività di verifica con sopralluogo presso gli operatori e gli impianti, in merito ai processi ed ai 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; in particolare, nel 2016:

- della Guardia di Finanza e, soprattutto, del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico (per 102 verifiche delle 116 complessive effettuate, ossia per il 90% del totale);
- di Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria - Stazione sperimentale per i combustibili della Camera di commercio di Milano (Innovhub), per l'effettuazione dei controlli tecnici della qualità del gas, realizzati tramite i prelievi a sorpresa del gas naturale sulle reti di distribuzione, secondo quanto previsto da un contratto rinnovato annualmente (61 controlli effettuati);
- del Gestore dei servizi energetici (GSE), per l'espletamento delle attività tecniche sottese all'accertamento ed 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, 29 novembre 2012, 509/2012/E/com, e 11 dicembre 2015, 597/2015/E/com);
- della Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), con particolare riferimento alle verifiche svolte sui Sistemi efficienti di utenza (SEU) o sui Sistemi a essi equivalenti (SEESEU).

Nell'anno 2016 sono state effettuate nel complesso 116 verifiche ispettive (Tav. 6.1). È in netto calo il numero di ispezioni svolte in avvalimento del GSE, passate dalle 22 del 2014 alle sette del 2016, in considerazione del progressivo esaurimento degli impianti incentivati ai sensi del provvedimento CIP6 ancora da ispezionare (vedi *infra*).

TAV. 6.1

Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2012-2016

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2012	2013	2014	2015	2016
Tutela dei consumatori	-	-	11	16	9
Tariffe e *unbundling*	3	2	6	2	-
Qualità del servizio	87	87	92	83	87
Mercati all'ingrosso e retail	-	-	-	2	4
Connessione degli impianti di produzione	5	18	3	2	3
Impianti incentivati	35	28	22	14	2
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato	-	-	6	9	11
TOTALE	130	135	140	128	116
Di cui in collaborazione con:					
Guardia di Finanza – Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico	95	107	118	114	114
Stazione sperimentale per i combustibili	63	59	68	55	61
Cassa per i servizi energetici e ambientali	3	2	4	6	5
Gestore dei servizi energetici	37	38	22	14	7

TAV. 6.2

Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2012-2016

ARGOMENTO	2012	2013	2014	2015	2016
Tutela dei consumatori					
Qualità dei servizi telefonici commerciali (*customer care*)	-	-	-	-	4
Misura dell'energia elettrica	-	-	5	3	-
Fatturazione a clienti finali di energia elettrica e di gas di medie e piccole dimensioni	-	-	3	5	-
Contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	-	-	3	3	-
Agevolazioni negli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica				5	-
Agevolazioni per i Sistemi efficienti di utenza o i Sistemi a essi equivalenti					5
Tariffe e *unbundling*					
Integrazione tariffaria alle imprese elettriche minori	3	2	4	1	-
Unbundling distribuzione gas	-	-	2	-	-
Trasporto gas				1	-
Qualità del servizio					
Continuità del servizio elettrico	5	7	7	4	6
Incentivi per i misuratori elettronici	4	4	6	6	3
Qualità del trasporto elettrico	-	1	1	1	1
Qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)	63	59	68	55	61
Incentivi della sicurezza gas	3	6	5	6	5
Sicurezza del servizio gas	3	-	1	-	1
Servizio di pronto intervento gas	9+CT(A)	10+CT(A)	4+CT(A)	11+CT(A)	10+CT(A)
Mercati all'ingrosso e retail					
Regolamento REMIT per i mercati all'ingrosso dell'energia				2	
Condizioni di accesso al servizio di distribuzione gas					4
Connessione degli impianti di produzione					
Condizioni di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione	3	3	3	-	-
Effettiva entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici ai fini degli incentivi del IV Conto energia	2	15	-	-	-
Adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in MT				2	3
Impianti incentivati					
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	35	28	22	14	2
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato					
Determinazione e applicazione delle tariffe, restituzione remunerazione del capitale investito agli utenti, trasparenza della fatturazione, Carta dei servizi, efficienza della misura, tariffe d'ufficio, esclusione dall'aggiornamento tariffario	-	-	6	9	11
TOTALE	130	135	140	128	116

(A) CT = controlli telefonici (in numero di 50 all'anno, vedi *infra*).

Verifiche ispettive nei confronti di esercenti la vendita di energia elettrica e/o gas naturale, in materia di qualità dei servizi telefonici

Nel periodo giugno 2016 - settembre 2016, sono state effettuate quattro verifiche ispettive, ai sensi della delibera 4 febbraio 2016, 35/2016/E/com, nei confronti di altrettante imprese di vendita di energia elettrica e/o gas naturale, in materia di qualità dei servizi telefonici commerciali.

Le verifiche ispettive hanno interessato una grande impresa e tre medie imprese di vendita. In particolare, le verifiche hanno riguardato:

- la corretta applicazione delle disposizioni inerenti alla qualità dei servizi telefonici, degli obblighi di registrazione, del calcolo degli indicatori, questi ultimi inclusi nel *Rapporto Annuale* sulla qualità dei servizi telefonici[1];
- il rispetto delle istruzioni operative per la partecipazione all'indagine di soddisfazione dei clienti relativa ai *call center*[2], i cui risultati complessivi sono presenti nel *Rapporto Annuale* sopra citato.

Nel complesso, è stato riscontrato il rispetto delle disposizioni contenute nella Parte III del *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* - TIQV (delibera 27 novembre 2014, 580/2014/R/com).

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.3.

Verifiche ispettive presso Sistemi efficienti di utenza o Sistemi a essi equivalenti

Nel periodo settembre 2016 - ottobre 2016, sono state effettuate, ai sensi della delibera 21 luglio 2016, 415/2016/E/efr, cinque verifiche presso sistemi semplici di produzione e consumo, qualificati come SEU o SEESEU. Detta qualifica consentiva di usufruire di sconti significativi nel pagamento degli oneri generali di sistema e di semplificazioni amministrative.

I controlli avevano lo scopo di verificare sia il rispetto dei requisiti, oggettivi e soggettivi, in base ai quali era stata appunto riconosciuta la qualifica di SEU o di SEESEU, sia la conformità delle dichiarazioni e della documentazione prodotta in sede di qualifica, con riferimento alle unità di produzione, alle unità di consumo e al relativo collegamento. In particolare, sono stati verificati i seguenti requisiti:

- cronologici (data di richiesta e ottenimento delle autorizzazioni, data di entrata in esercizio del Sistema);
- soggettivi (titolarità delle autorizzazioni, dei punti di connessione alla rete, rapporti societari e commerciali tra titolare dell'unità di produzione e dell'unità di consumo, presenza di eventuali unità di produzione o di consumo non facenti parte del Sistema);
- catastali (unicità e contiguità dell'area);
- tecnici (idoneità dei sistemi di misura installati, unicità del prodotto o del servizio realizzato nel Sistema, caratteristiche tecniche degli impianti di produzione).

TAV. 6.3

Verifiche ispettive nei confronti di esercenti la vendita di energia elettrica e/o gas naturale in materia di qualità dei servizi telefonici

Giugno-Settembre 2016

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa e tre medie imprese.	Verifica delle disposizioni della Parte III del *Testo integrato della qualità della vendita*.	Esito conforme per una grande e per tre medie imprese di vendita di energia elettrica e/o gas.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 clienti finali; media impresa: impresa con un numero di clienti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 clienti finali.

1 Art. 32 del TIQV. Il primo *Rapporto Annuale*, riferito all'anno 2015, è stato pubblicato il 31 maggio 2016, con la delibera 278/2016/E/com.

2 Art. 30 del TIQV.

Le verifiche ispettive hanno interessato cinque Sistemi, selezionati in base alla tipologia di qualifica, di unità di produzione dei Sistemi e di attività svolta nell'unità di consumo.Gli esiti delle verifiche ispettive effettuate non hanno evidenziato difformità rispetto alla normativa tali da determinare la decadenza dalla qualifica rilasciata dal GSE. Per due operatori le verifiche hanno portato alla luce alcune non conformità di lieve entità.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio

Nel periodo giugno 2016 - settembre 2016, sono state effettuate sei verifiche ispettive, ai sensi della delibera 26 maggio 2016, 261/2016/E/eel, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio, con 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 2016, di cui al Titolo 3 del TIQE.

Le verifiche hanno interessato tre esercizi di una grande impresa e tre medie imprese di distribuzione.

Gli esercizi e le imprese oggetto di verifica sono stati individuati secondo un criterio di rotazione, al fine di assicurare una periodicità minima delle verifiche sulla stessa impresa/centro di telecontrollo.

La metodologia di registrazione delle interruzioni è stata verificata tramite il controllo delle interruzioni relative all'anno 2015.

Per tre esercizi di una grande impresa e per una media impresa di distribuzione, l'esito è stato conforme.

In seguito a due verifiche sarà effettuata una riduzione degli incentivi da erogare nei confronti di due medie imprese.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.5.

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 aprile 2016 - maggio 2016 sono state effettuate tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 25 febbraio 2016, 65/2016/E/eel, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione dell'energia elettrica, cui è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti allacciati alla rete di bassa tensione, coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i

TAV. 6.4

Verifiche ispettive presso SEU o SEESEU
Settembre-Ottobre 2016

SISTEMI VERIFICATI	MOTIVAZIONE	ESITO
Due SEU con impianto solare. Due SEU con impianto termoelettrico. Un SEESEU con impianto termoelettrico.	Verifica del rispetto dei requisiti oggettivi e soggettivi, in base ai quali è stata riconosciuta la qualifica di SEU o SEESEU. Verifica delle dichiarazioni e della documentazione prodotta in sede di qualifica, con riferimento alle unità di produzione, alle unità di consumo e al relativo collegamento.	Esito conforme per quattro SEU e un SEESEU. Per due SEU: non conformità di lieve entità in corso di valutazione che non comportano la decadenza della qualifica di SEU.

TAV. 6.5

Verifiche ispettive presso SEU o SEESEU
Giugno-Settembre 2016

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre esercizi di una grande impresa. Tre medie imprese.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Esito positivo per una grande impresa e una media impresa. Riduzione degli incentivi da erogare per due medie imprese.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

misuratori elettronici e i sistemi di telegestione.
Tali ispezioni, tese ad accertare il corretto funzionamento del sistema di telegestione e dei misuratori elettronici, sono effettuate attraverso l'acquisizione e la visione di elementi documentali e informativi, relativi ai dati di continuità del servizio comunicati all'Autorità.
Al termine delle verifiche effettuate, per una media impresa sottoposta a controllo per due ambiti distinti, sono stati riscontrati alcuni errori materiali nella dichiarazione del numero dei misuratori elettronici installati, per cui è stata disposta la restituzione parziale dell'incentivo erogato per entrambi gli ambiti.
Per una piccola impresa (ente locale) è emerso il mancato rispetto dell'Allegato A alla delibera 10 dicembre 2009, ARG/elt 199/09; pertanto, è stata disposta la restituzione dell'intero incentivo erogato e, con la delibera 6 ottobre 2016, 547/2016/S/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio, con eventuale chiusura semplificata, in materia di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica nei confronti della medesima impresa.
Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.6.

Registrazione del numero effettivo di clienti disalimentati mediante l'utilizzo dei misuratori elettronici

Nel periodo aprile 2016 - maggio 2016, sono state svolte tre verifiche ispettive, in attuazione della delibera 65/2016/E/eel, presso altrettante imprese cui è stato erogato l'incentivo per la rilevazione degli utenti allacciati alla rete di bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, mediante l'utilizzo dei misuratori elettronici e dei sistemi preposti alla loro telegestione.
L'esito della verifica ispettiva è risultato non conforme per il Comune di Silandro (ex ASM Silandro). Per AEM TIRANO e Società Servizi Valdisotto (ora fuse in Azienda Energetica Valtellina Valchiavenna) la verifica ispettiva ha evidenziato una lieve differenza tra il numero dei misuratori elettronici installati comunicato all'Autorità e quello rilevato *in loco*, imputabile a un mero errore materiale.
Con la delibera 31 maggio 2016, 281/2016/E/eel, l'Autorità ha disposto la restituzione dell'incentivo erogato al Comune di Sondrio con la delibera 15 dicembre 2011, ARG/elt 184/11.
Con la delibera 31 maggio 2016, 282/2016/E/eel, l'Autorità ha disposto la restituzione di parte dell'incentivo erogato all'Azienda Energetica Valtellina Valchiavenna (ex AEM Tirano) attraverso la delibera ARG/elt 184/11.
Con la delibera 16 giugno 2016, 313/2016/E/eel, l'Autorità ha disposto la restituzione di parte dell'incentivo erogato all'Azienda Energetica Valtellina Valchiavenna (ex Società Servizi Valdisotto) con la delibera ARG/elt 184/11.
Con la delibera 547/2016/S/eel, è stato infine avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi, con eventuale chiusura semplificata, nei confronti del Comune di Silandro, per violazioni in materia di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica.

TAV. 6.6

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
Aprile-Maggio 2016

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due ambiti di una media impresa. Una piccola impresa (ente locale).	Verifica della corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica, degli obblighi di registrazione dei clienti in bassa tensione, coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione.	Per una media impresa, per la quale sono stati controllati due ambiti, è stata verificata la corretta registrazione di clienti in BT interrotti tramite misuratori elettronici e sistemi di telegestione e sono stati riscontrati errori materiali nella dichiarazione del numero dei misuratori elettronici installati, per cui è stata disposta la restituzione parziale dell'incentivo erogato per entrambi gli ambiti oggetto di verifica. Per una piccola impresa è stata avviata una istruttoria formale per violazioni in materia di registrazione di clienti in BT interrotti tramite misuratori elettronici e sistemi di telegestione. È stata disposta la restituzione dell'incentivo erogato. Importo complessivo degli incentivi restituiti dalle imprese in esito alle verifiche ai sensi della delibera 65/2016/E/eel: 25.200 €.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio

Nel mese di ottobre 2016 è stata effettuata una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 15 settembre 2016, 495/2016/E/eel, nei confronti del gestore del servizio di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio, con l'obiettivo di accertare la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni, di cui al Titolo 8 dell'Allegato A alla delibera 30 dicembre 2004, 250/04, al Cap. 11 del Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete (Codice di rete), di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004, come verificato positivamente dall'Autorità, e all'Allegato A.54 al Codice di rete;
- del calcolo degli indicatori di energia non servita, comunicati all'Autorità nell'anno 2016, di cui al Titolo 2 dell'Allegato A alla delibera 29 dicembre 2011, 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.

L'esito dell'ispezione è risultato conforme ed è sintetizzato nella tavola 6.7.

Attuazione della regolazione del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

Nel corso del 2016 è stata compiuta una verifica ispettiva nei confronti di Terna, ai sensi della delibera 495/2016/E/eel, avente a oggetto i dati di continuità del servizio di trasmissione dell'anno 2015. Con la successiva delibera 17 novembre 2016, 668/2016/R/eel, sono stati determinati i premi per Terna relativi alla regolazione dell'energia non servita di riferimento per l'anno 2015, pari a 5,6 milioni di euro.

Con la delibera 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel, è stato approvato il *Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023* (TIQ.TRA 2016-2023), in attuazione del quale, con la delibera 24 giugno 2016, 334/2016/R/eel, l'Autorità ha approvato la conformità degli allegati A.54 e A.66 al Codice di rete predisposti da Terna.

Con la delibera 1 dicembre 2016, 703/2016/R/eel, sono stati poi definiti gli obiettivi di miglioramento annuo per Terna dell'indicatore di energia non servita per il periodo 2016-2013.

Controlli tecnici nei confronti di imprese di distribuzione gas in materia di qualità del gas

Nel periodo 1 gennaio 2016 - 31 dicembre 2016 sono stati eseguiti 61 controlli sulla qualità del gas presso 32 imprese di distribuzione, ai sensi delle delibere 16 luglio 2015, 346/2015/E/gas (per il periodo gennaio 2016 - aprile 2016) e 14 luglio 2016, 389/2016/E/gas (per il periodo ottobre 2016 - dicembre 2016).

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: 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; nello specifico, l'Ente nazionale italiano di unificazione (UNI), attraverso il Comitato italiano gas

TAV. 6.7

Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio

Ottobre 2016

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	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.	Esito conforme.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

(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 da Innovhub 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 61 controlli effettuati sono stati accertati in loco, e confermati anche dalle successive analisi di laboratorio, tre casi di insufficiente grado di odorizzazione, relativamente ai quali gli Uffici dell'Autorità hanno inviato tre denunce alle competenti Procure della Repubblica.

Con la delibera 24 marzo 2016, 127/2016/E/gas, considerata la reiterazione dell'inadempimento degli obblighi in materia di odorizzazione del gas, l'Autorità, come accaduto in passato per casi analoghi, ha disposto nei confronti di una piccola impresa di effettuare una verifica ispettiva allo scopo di accertare la corretta applicazione della normativa in materia di sicurezza della distribuzione del gas prevista dal *Testo unico della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019* (RQDG), di cui alla delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas (si veda in proposito il paragrafo successivo di questo Capitolo).

Gli esiti dei controlli tecnici sono sintetizzati nella tavola 6.8.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di sicurezza del servizio a seguito di insufficienti odorizzazioni

Nel mese di aprile 2016 è stata effettuata una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 127/2016/E/gas, nei confronti di una piccola impresa di distribuzione gas in materia di sicurezza del servizio.

Tale verifica è stata disposta poiché nel corso di due campagne consecutive di controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo e alla pressione relativa del gas, era stato riscontrato un grado di odorizzazione non conforme alla legislazione vigente. Pertanto, l'Autorità ha disposto una verifica, più in generale, sulla corretta applicazione della normativa in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas ai sensi della RQDG.

In particolare, la verifica ha riguardato:

- il funzionamento del servizio di pronto intervento;
- i dati relativi all'assetto degli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa distributrice;
- i dati e le verifiche di sicurezza comunicati dall'impresa distributrice in relazione all'odorizzazione e alle dispersioni;
- gli eventuali incidenti da gas combustibile verificatisi sugli impianti di distribuzione.

Con l'ispezione è stato accertato il mancato rispetto delle disposizioni contenute nella RQDG, in materia di sicurezza del servizio di distribuzione da parte dell'impresa.

Con la delibera 6 ottobre 2016, 546/2016/S/gas, l'Autorità ha, quindi, avviato, con procedura semplificata, un provvedimento a carattere sanzionatorio e prescrittivo.

TAV. 6.8

Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas

Gennaio-Dicembre 2016

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
61 controlli, di cui: - 45 su impianti di 17 grandi imprese; - 14 su impianti di 13 medie imprese; - due su impianti di due 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 16 grandi, 12 medie e una piccola impresa. Accertati tre casi di non conformità del grado di odorizzazione del gas per una grande, una media e una piccola impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio

Nel periodo agosto 2016 - novembre 2016 sono state effettuate cinque verifiche ispettive, ai sensi della delibera 9 giugno 2016, 294/2016/E/gas, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione di gas, tese alla verifica della correttezza dei dati inerenti ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale comunicati dagli esercenti. 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 ispezioni sono state effettuate controllando gli 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 2016, dei requisiti di cui alla RQDG, per tre grandi imprese.

Per due grandi imprese, invece, sono emerse violazioni alla RQDG: l'impatto delle suddette violazioni sull'ammontare degli incentivi sarà definito con successivi provvedimenti, sulla base del vigente meccanismo di determinazione dei premi e delle penalità. Per tali imprese è stato inoltre proposto l'avvio del procedimento sanzionatorio.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.10.

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel periodo aprile 2016 - maggio 2016 sono stati effettuati 50 controlli telefonici, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas, previsti dalla delibera 10 marzo 2016, 95/2016/E/gas, mediante chiamate al servizio di pronto intervento. Nel periodo luglio 2016 - novembre 2016, sono state altresì effettuate le successive verifiche ispettive con sopralluogo presso dieci imprese, individuate anche 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,

TAV. 6.9

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio

Aprile 2016

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una piccola impresa.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi in materia di sicurezza del servizio di distribuzione gas di cui alla RQDG.	Verificato il mancato rispetto della RQDG per una piccola impresa. Avviato un procedimento sanzionatorio in materia di sicurezza del servizio di distribuzione gas.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

TAV. 6.10

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio

Aprile 2016

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Cinque grandi imprese.	Verifica della corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione di gas, degli obblighi della RQDG in materia di incentivi alla sicurezza.	Verificata la corretta attuazione della RQDG per tre grandi imprese. Riscontrate violazioni alla RQDG per due grandi imprese. Previsti procedimenti sanzionatori e rideterminazione degli incentivi.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

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 verifiche ispettive, effettuate anche 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 RQDG 2014-2019 e dalle *Linee guida* predisposte dal CIG e pubblicate dall'UNI.
Le verifiche ispettive hanno interessato due grandi, una media e sette piccole imprese di distribuzione del gas.
L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di accertare, per una media e sei piccole imprese sottoposte a controllo, l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento, in violazione degli obblighi previsti dalla RQDG.
Con le delibere 6 dicembre 2016, 730/2016/S/gas, 9 marzo 2017, 125/2017/S/gas, 16 marzo 2017, 140/2017/S/gas, 24 marzo 2017, 175/2017/S/gas e 176/2017/S/gas, l'Autorità ha avviato i primi procedimenti sanzionatori nei confronti di cinque piccole imprese di distribuzione.
Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.11.

Verifiche ispettive nei confronti di esercenti le attività di distribuzione e vendita del gas naturale in materia di accesso al servizio di distribuzione del gas naturale

Nel periodo febbraio 2016 - marzo 2016 sono state effettuate quattro verifiche ispettive, ai sensi della delibera 23 luglio 2015, 368/2015/E/gas, nei confronti di esercenti le attività di distribuzione e di vendita del gas naturale, in merito alla regolazione delle condizioni di accesso ed erogazione del servizio di distribuzione del gas naturale. Con riferimento alla quinta verifica prevista dal programma di cui alla delibera 368/2015/E/gas, è stato riscontrato il fallimento dell'impresa che sarebbe stata oggetto di ispezione e, di conseguenza, il sopralluogo non ha avuto luogo.
Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione, da parte degli esercenti, della regolazione relativa all'accesso e all'erogazione del servizio di distribuzione del gas naturale, di cui alla delibera 29 luglio 2004, 138/04. Le verifiche ispettive hanno interessato quattro medie imprese, di cui un venditore e tre distributori.
L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di accertare il rispetto della regolazione per un venditore e un distributore, per due medie imprese di distribuzione è stato rilevato il mancato rispetto degli obblighi della delibera 138/04, nonché di alcune disposizioni in materia di standard di comunicazione tra operatori.
Con la delibera 9 giugno 2016, 295/2016/S/gas, è stato avviato, con eventuale chiusura semplificata, un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi per violazioni in materia di accesso al servizio di distribuzione del gas naturale e di standard di comunicazione nei confronti di una media impresa di distribuzione.
Con la delibera 14 luglio 2016, 391/2016/S/gas, è stato disposto l'avvio, con eventuale chiusura semplificata, di un secondo procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi per violazioni in materia di accesso al servizio di distribuzione del gas naturale.
Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.12.

Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione

Nel periodo gennaio 2016 - febbraio 2016 sono state effettuate le ultime tre verifiche del programma di cinque ispezioni

TAV. 6.11

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento
Aprile-Novembre 2016

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Controlli telefonici: 50 imprese di distribuzione del gas. Verifiche ispettive: due grandi imprese; una media impresa; sette 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. Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento gas ai sensi della RQDG.	Verificate alcune criticità nelle modalità di accesso al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice per due grandi, una media e sette piccole imprese. Verificata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento presso una media e sei piccole imprese. Avviati i primi cinque provvedimenti sanzionatori.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

TAV. 6.12

Verifiche ispettive nei confronti di esercenti le attività di distribuzione e di vendita del gas naturale, in materia di accesso al servizio di distribuzione del gas naturale

Febbraio-Marzo 2016

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa di vendita; tre medie imprese di distribuzione.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi di cui alla delibera 138/04.	Verificata la corretta attuazione della delibera 138/04 per una impresa di vendita e una impresa di distribuzione. Per due imprese di distribuzione sono state riscontrate violazioni alla delibera 138/04 e agli standard di comunicazione. Sono stati avviati due procedimenti sanzionatori.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

approvato con la delibera 27 novembre 2014, 582/2014/E/eel, nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in media tensione.

Le verifiche si sono rese necessarie a seguito dell'ampliamento, disposto dall'Autorità, del campo di funzionamento - in termini di frequenza e tensione - degli impianti di produzione di energia elettrica connessi alle reti di bassa e media tensione. In particolare, tali verifiche sono state inizialmente limitate ai casi di adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 50 kW connessi alla rete di media tensione ed entrati in esercizio entro il 31 marzo 2012. Ciò è stato determinato dal fatto che su tali impianti di produzione si erano rese necessarie un'azione del produttore e una successiva verifica dell'impresa distributrice.

Le verifiche, finalizzate alla constatazione della corretta applicazione da parte dei produttori delle nuove disposizioni in materia, in particolare previste dall'Allegato A70 al Codice di rete di Terna, come rese obbligatorie dalla delibera dell'Autorità 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel, sono state condotte presso gli impianti di produzione di energia elettrica, utilizzando opportuni strumenti atti a verificare il rispetto dei requisiti previsti, alla presenza dell'impresa distributrice territorialmente competente, quale soggetto coinvolto nella realizzazione, nell'attivazione e nell'esercizio della connessione.

Le verifiche svolte nel 2016 hanno interessato tre produttori di energia elettrica con impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 50 kW, connessi alla rete di media tensione ed entrati in esercizio entro il 31 marzo 2012. L'esito delle tre verifiche è stato conforme.

Verifiche ispettive e controlli documentali sugli impianti di produzione di energia elettrica incentivata

La ricognizione sulle convenzioni stipulate ai sensi del provvedimento CIP6, avviata con la delibera 4 settembre 2014, 436/2014/E/efr, si è conclusa con la delibera 7 aprile 2016, 170/2016/E/efr. La suddetta ricognizione, riscontrando limitate criticità, ha evidenziato che la platea degli impianti attivi per i quali è ancora in corso la corresponsione degli incentivi si è molto ridotta, anche se non è ancora del tutto esaurita. Allo scopo di completare le attività di verifica sugli impianti incentivati, che nel corso degli anni hanno consentito di recuperare importi significativi a riduzione della componente tariffaria A_3, l'Autorità, con la delibera 28 giugno 2016, 346/2016/E/efr, approvando un programma di verifiche pluriennale predisposto dal GSE, ha stabilito di completare l'attività di sorveglianza sulla erogazione della componente incentivante di cui al provvedimento CIP6 fino al suo completo esaurimento, previsto per i primi mesi del 2019.

TAV. 6.13

Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione

Gennaio-Febbraio 2016

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre produttori di energia elettrica connessi in MT.	Verifica del rispetto delle disposizioni previste dall'Allegato A70 al Codice di rete di Terna, come rese obbligatorie dalla delibera dell'Autorità 84/2012/R/eel.	Esito conforme.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

La riduzione del numero di impianti che beneficiano delle incentivazioni CIP6 ha comportato che, nell'ambito del programma approvato con la citata delibera 346/2016/E/efr, nel corso del 2016 siano state effettuate due verifiche sugli impianti incentivati a fronte delle 14 effettuate nel 2015.

Controlli documentali sul rispetto degli obblighi di separazione funzionale (unbundling) da parte delle imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas

Con la delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com, l'Autorità ha emanato nuove disposizioni in materia di obblighi di separazione funzionale (*unbundling*) per i settori dell'energia elettrica e del gas, approvando il relativo Allegato *Testo integrato di unbundling funzionale* (TIUF), in conformità con le disposizioni del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, e delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE.

Tra le novità introdotte dal TIUF, vi è l'obbligo, per i distributori di energia elettrica e gas naturale, di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione rispetto alle attività di vendita svolte dall'impresa verticalmente integrata o dalle altre società del gruppo, operativo a partire dal 30 giugno 2016.

Dal mese di luglio 2016 l'Autorità ha avviato controlli documentali nei confronti di un campione di soggetti tenuti al rispetto dei supposti obblighi di separazione. In particolare, è stato verificato che nei marchi e nelle denominazioni sociali di tale campione non fossero presenti elementi di collegamento con l'attività di vendita, idonei a generare confusione per gli utenti.

Ad oggi, sono in corso approfondimenti relativamente ad alcuni casi per i quali sono state riscontrate criticità nel corso delle verifiche.

Verifiche ispettive nei confronti dei gestori del servizio idrico integrato in materia di tariffe e su altri aspetti regolati

Nel corso del 2016 sono state effettuate 11 verifiche ispettive riguardanti il servizio idrico integrato:

- due sono state effettuate nel mese di marzo a completamento del programma approvato con la delibera 10 settembre 2015, 432/2015/E/idr, in materia di tariffe del servizio idrico integrato per il primo periodo regolatorio 2012-2015 (verifiche complete);
- tre sono state effettuate nei mesi di gennaio e febbraio a completamento del programma approvato con la delibera 10 settembre 2015, 433/2015/E/idr, in materia di determinazione delle tariffe d'ufficio e di esclusione dall'aggiornamento tariffario per il primo periodo regolatorio 2012-2015 (verifiche semplificate);
- quattro sono state effettuate nei mesi di settembre e novembre in attuazione del programma approvato con la delibera 24 giugno 2016, 328/2016/E/idr, in materia di determinazione delle tariffe d'ufficio e di esclusione dall'aggiornamento tariffario per il primo periodo regolatorio 2012-2015 e per il primo biennio 2016-2017 del secondo periodo regolatorio (verifiche semplificate);
- due sono state effettuate nel periodo da luglio a dicembre in attuazione del programma approvato con la delibera 24 giugno 2016, 329/2016/E/idr, in materia di regolazione tariffaria per il primo periodo regolatorio 2012-2015 e per il primo biennio 2016-2017 del secondo periodo regolatorio (verifiche complete).

Gli esiti delle verifiche ispettive svolte nel 2016 sono sintetizzati nella tavola 6.14.

Nel dettaglio, in esito alle verifiche effettuate ai sensi della citata delibera 432/2015/E/idr, l'Autorità ha disposto, con la delibera 28 luglio 2016, 432/2016/S/idr, l'avvio di un procedimento sanzionatorio, con procedura semplificata, per violazioni della regolazione in materia tariffaria del servizio idrico integrato, nei confronti di un gestore di grandi dimensioni, per violazioni nelle procedure di calcolo delle tariffe. Inoltre, con la delibera 15 settembre 2016, 496/2016/S/idr, è stato disposto l'avvio di un secondo procedimento sanzionatorio, con procedura semplificata, per violazioni della regolazione tariffaria del servizio idrico integrato nei confronti di un gestore di medie dimensioni, per alcuni errori nella determinazione dei fondi di ammortamento e delle poste rettificative dei costi operativi.

Delle tre verifiche ispettive, svolte ai sensi della delibera 433/2015/E/idr, due hanno avuto esito conforme; relativamente ad una di queste, sono state tuttavia riscontrate irregolarità nelle tariffe applicate da parte di un grossista e, pertanto, con la delibera 21 luglio 2016, 416/2016/S/idr, l'Autorità ha disposto, nei confronti di tale soggetto, l'avvio, con procedura semplificata, di un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi per violazioni della

TAV. 6.14

Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato

Gennaio-Dicembre 2016

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre grandi imprese. Cinque medie imprese. Tre piccole imprese	Verifica del rispetto degli adempimenti in materia di tariffe del servizio idrico integrato.	In esito alla verifiche effettuate ai sensi delle delibere 432/2015/E/idr e 433/2015/E/idr, sono riscontrate violazioni presso una grande impresa, due medie imprese e una piccola impresa. Sono stati avviati quattro procedimenti sanzionatori. In esito alla verifiche effettuate ai sensi delle delibere 328/2016/E/idr e 329/2016/E/idr, sono state riscontrate violazioni presso una media impresa e una piccola impresa. Sono stati avviati i relativi procedimenti sanzionatori. Esiti in fase di valutazione per le rimanenti quattro imprese.

(A) Grande impresa (o consorzio o gestione comunale): impresa con più di 100.000 utenze finali; media impresa: impresa con un numero di utenze finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenze finali.

regolazione tariffaria del servizio idrico integrato. La terza verifica, effettuata presso un Comune escluso temporaneamente dall'aggiornamento tariffario, in quanto interessato dalla procedura di riequilibrio finanziario pluriennale, pur non avendo trasmesso i dati richiesti all'Autorità, ha evidenziato diversi profili di violazione in materia di tariffe applicate, di deposito cauzionale e di componente perequativa. Di conseguenza, per tale Comune è stato avviato, con la delibera 14 luglio 2016, 390/2016/S/idr, con procedura semplificata, un provvedimento a carattere sanzionatorio e prescrittivo per violazioni della regolazione tariffaria del servizio idrico integrato.

La successiva delibera 328/2016/E/idr ha stabilito lo svolgimento di sei verifiche ispettive, da effettuare entro il 31 marzo 2017, con lo scopo di verificare:

- l'applicazione delle tariffe determinate d'ufficio dall'Autorità;
- il rispetto delle disposizioni in materia di esclusione dall'aggiornamento tariffario;
- il rispetto da parte degli Enti di governo dell'ambito dei compiti ai medesimi attribuiti dall'Autorità.

Nel corso di due delle quattro ispezioni già svolte, eseguite nei confronti di Comuni che ancora gestiscono il servizio in economia, sono stati riscontrati la mancata applicazione delle tariffe d'ufficio o il mancato rispetto dell'esclusione dall'aggiornamento tariffario e, in entrambi i casi, un incremento delle tariffe oltre i limiti ammissibili nelle more dell'approvazione delle tariffe. Con le delibere 19 gennaio 2017, 11/2017/S/idr, e 30 marzo 2017, 198/2017/S/idr, sono stati dunque avviati i relativi procedimenti sanzionatori. Gli esiti delle altre due ispezioni sono in fase di valutazione.

Con la delibera 329/2016/E/idr, infine, l'Autorità ha approvato un programma di quattro verifiche ispettive, da effettuare entro il 31 marzo 2017, in collaborazione con il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, con lo scopo di verificare:

- la correttezza dei dati e delle informazioni trasmessi all'Autorità ai fini della determinazione delle tariffe;
- le tariffe applicate all'utenza in conformità con le disposizioni dell'Autorità;
- l'efficienza del servizio di misura, ivi incluso lo stato delle connesse infrastrutture, ai sensi delle delibere 27 dicembre 2013, 643/2013/R/idr, e 5 maggio 2016, 218/2016/R/idr, per quanto attiene alla misura d'utenza.

Le risultanze delle ispezioni, già svolte ai sensi della suddetta delibera 329/2016/E/idr, effettuate presso due gestori di grandi dimensioni, sono attualmente in fase di valutazione.

Controlli documentali per l'accertamento della corretta contribuzione degli operatori regolati agli oneri di funzionamento dell'Autorità

L'attività di verifica sulla corretta contribuzione agli oneri di funzionamento dell'Autorità da parte degli operatori ha interessato il contributo versato nel 2015 dalle imprese dei settori elettrico, gas e idrico e si è sviluppata, in merito ai contributi versati nel 2016 con anno di riferimento 2015, in due distinte fasi:

- una fase di controllo formale (svolto su circa 13.600 soggetti), che si sostanzia nella verifica della corretta applicazione dell'aliquota del contributo sulla base imponibile dichiarata, nonché della corrispondenza degli importi dichiarati dalle imprese a titolo di contributo dovuto con quanto effettivamente versato;

- una fase di controllo sostanziale, finalizzato alla verifica della composizione della base imponibile sulla quale gli operatori hanno effettuato il calcolo del contributo dovuto, che ha interessato 117 imprese (di cui 72 operanti nei settori elettrico e gas e 45 nel settore idrico) che hanno contribuito per il 78% circa alla formazione del gettito complessivo per l'anno 2015.

Controlli documentali per l'accertamento della corretta iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità

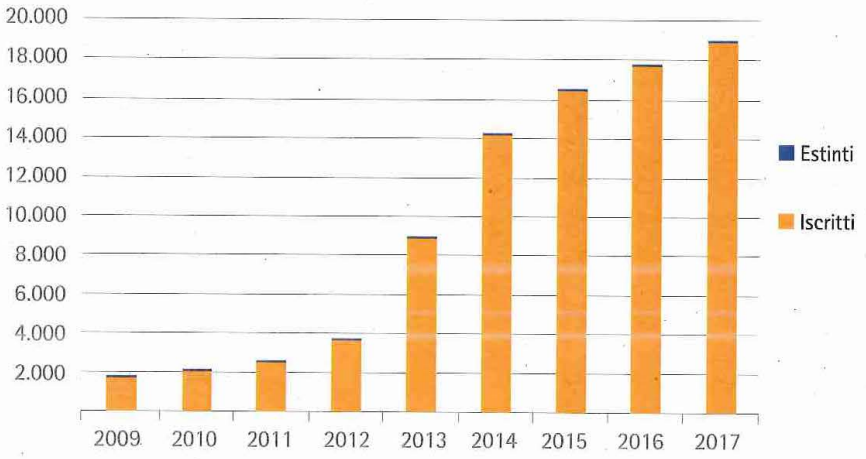
Nel corso del 2016 è stata attivata una collaborazione con il Nucleo speciale per l'energia e il servizio idrico della Guardia di Finanza per lo svolgimento dei controlli delle imprese iscritte nell'Anagrafica operatori (AO) dell'Autorità, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08. Nell'ambito di tale attività di cooperazione sono state scambiate notizie e informazioni su alcune imprese oggetto di controllo, grazie alle quali è stato possibile disporre di utili elementi informativi per successivi interventi e approfondimenti sul loro corretto operato.

A mero titolo esemplificativo, in alcuni casi ciò ha portato: all'individuazione di imprese inadempienti alla regolazione e, dunque, all'instaurazione di procedimenti prescrittivi e sanzionatori da parte dell'Autorità; alla segnalazione al Ministero dello sviluppo economico di casi di imprese che hanno perso i requisiti per l'autorizzazione alla vendita di gas naturale.

Negli ultimi anni i soggetti iscritti all'AO sono cresciuti mediamente di circa 1.200 unità all'anno (Fig. 6.1); al 31 marzo 2017 risultano accreditati circa 19.000 operatori.

FIG. 6.1

Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 marzo degli anni indicati.



Attuazione del regolamento REMIT

Con l'adozione del regolamento di esecuzione (UE) 1348/2014, della Commissione, del 17 dicembre 2014, relativo alla segnalazione dei dati sulle transazioni e delle informazioni di tipo fondamentale, 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) è pienamente entrato nella sua fase attuativa, a livello europeo e nazionale.

A livello europeo l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) ha, in particolare, avviato la raccolta dei dati sulle transazioni, a partire dall'ottobre 2015, inerenti ai contratti standard, e, dall'aprile 2016 ai contratti non standard. In linea con le disposizioni del citato regolamento (UE) 1348/2014, l'ACER ha escluso, con la lettera del 7 gennaio 2015 seguita poi dalla lettera del 15 dicembre 2016, l'intenzione di avanzare, almeno fino a dicembre 2017, richieste di trasmissione dei dati, ai sensi dell'art. 4 del medesimo regolamento, per quanto concerne i contratti conclusi al di fuori dei mercati così organizzati:

- infragruppo;
- per la consegna fisica dell'energia elettrica prodotta da un'unica unità di produzione con una capacità pari o inferiore a 10 MW o da diverse unità di produzione con una capacità complessiva pari o inferiore a 10 MW;
- per la fornitura fisica di gas naturale prodotto da un solo impianto di produzione di gas naturale con una capacità di produzione pari o inferiore a 20 MW;
- per i servizi di bilanciamento per l'energia elettrica e il gas naturale.

Nel corso del 2016, l'attività dell'Autorità è stata finalizzata all'adeguamento dei protocolli di sicurezza per la gestione interna dei dati in conformità con gli standard condivisi in ambito europeo. In particolare, con la delibera 17 marzo 2016, 108/2016/A, l'Autorità ha adottato i principi fondamentali per la gestione in sicurezza delle informazioni e dei dati ricevuti, anche al fine di avviare il percorso di conformità alle regole fissate dall'ACER per assicurare lo scambio di informazioni con le altre Autorità nazionali di regolazione, in attuazione del regolamento REMIT. Nel mese di settembre 2016, la soluzione adottata dall'Autorità è stata sottoposta alla verifica di conformità attraverso il processo di *Peer Review* in ambito ACER, superato positivamente, cui è seguita, nel dicembre 2016, la decisione dell'ACER di accordare all'Autorità l'accesso sia ai dati raccolti centralmente ai sensi dell'art. 8 del REMIT (c.d. *data sharing*) sia al sistema di gestione dei casi REMIT (c.d. *case management tool*).

Nel 2016 l'Autorità ha continuato a partecipare ai gruppi di lavoro dell'ACER e del Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER), al fine di promuovere un orientamento coordinato nell'implementazione del REMIT, contribuendo:

- al progetto di revisione del Registro europeo degli operatori di mercato (CEREMP), disciplinato dall'art. 9 del REMIT, anche attraverso le attività di supporto tecnico nell'ambito della consultazione pubblica concernente il funzionamento e l'utilità del registro, ai fini della predisposizione del documento di analisi delle risposte pubblicato dall'ACER il 6 dicembre 2016;
- all'aggiornamento costante del *Market Monitoring Handbook*, manuale ad uso interno dell'ACER e dei regolatori, volto a promuovere la cooperazione e il coordinamento nella gestione dei casi REMIT;
- alla condivisione di strumenti, metodologie e mezzi per la sorveglianza dei mercati all'ingrosso, nonché di problematiche relative al coordinamento dei casi di potenziale abuso di mercato di dimensione transfrontaliera;
- all'elaborazione di chiarimenti (Q&A) e di *Linee guida* per favorire la corretta e uniforme applicazione delle definizioni e delle disposizioni del regolamento REMIT, anche tenuto conto delle principali istanze e problematiche nazionali;
- al monitoraggio dell'evoluzione della normativa finanziaria e alla formazione delle posizioni CEER-ACER negli ambiti rilevanti per il corretto funzionamento dei mercati dell'energia.

Inoltre, in considerazione del fatto che l'adozione, da parte di alcuni utenti del dispacciamento titolari di unità di consumo o di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, di talune strategie di programmazione - non coerenti con i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza che dovrebbero caratterizzare il comportamento di un operatore nell'ambito del servizio di dispacciamento ai sensi dell'art. 14.6 della delibera 111/06, ai sensi dell'art. 5 del REMIT si configura come potenziale condotta abusiva, in ragione degli effetti o dei segnali inviati (o suscettibili di inviare) sull'offerta, sulla domanda o sul prezzo di prodotti energetici all'ingrosso, l'Autorità ha avviato una serie di procedimenti individuali nei confronti di altrettanti utenti del dispacciamento (delibere 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel, e 4 agosto 2016, 459/2016/E/eel). Per una disamina più approfondita dell'andamento dei suddetti procedimenti si rinvia al Capitolo 2 di questo Volume.

Anche nel corso del 2016 l'Autorità ha continuato a prestare assistenza agli operatori di mercato mediante seminari informativi, incontri e risposte alle richieste di informazioni. Al riguardo si segnala, in particolare, il chiarimento pubblico reso agli operatori il 29 novembre 2016, in merito ad una specifica fattispecie di operazioni circolari utilizzate di prassi sui mercati all'ingrosso dell'energia elettrica. Tale chiarimento rientra tra le attività conseguenti alle verifiche ispettive effettuate nel 2015, ai sensi della delibera 16 luglio 2015, 347/2015/E/eel.

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

Nel corso del 2016, l'attività riconducibile al potere sanzionatorio di tipo tradizionale (che richiede l'accertamento dell'infrazione e l'eventuale irrogazione della sanzione amministrativa pecuniaria) ha continuato a rivestire un ruolo rilevante a garanzia dell'attuazione della regolazione, registrando, da un lato, un significativo incremento del numero di avvii di procedimento rispetto alla media degli anni precedenti (55 nel 2016, 43 nel 2015, 40 nel 2014 e 39 nel 2013) pari ad un aumento del 35% e, dall'altro, un significativo aumento in termini di numero di provvedimenti sanzionatori adottati (69 contro i 54 provvedimenti adottati nel 2015, con una percentuale di incremento del 27,7%).

L'anno 2016, peraltro, ha visto procedere l'Autorità anche sul versante degli impegni presentati nell'ambito di procedimenti sanzionatori (previsti dall'art. 45 del decreto legislativo n. 93/11 e dagli artt. 16 e segg. della delibera 14 giugno 2012, 243/2012/E/com, con la quale l'Autorità ha approvato il *Nuovo regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni*). In particolare, l'Autorità ha adottato esclusivamente quattro provvedimenti, mediante i quali sono state approvate e rese obbligatorie le relative proposte ritenute utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme violate, superando un rigoroso vaglio, che si conferma pertanto severo, in ragione delle ambiziose finalità sottese all'istituto, richieste dallo stesso legislatore nel citato art. 45.

Nel complesso, e sotto diversi profili, si conferma la notevole crescita della c.d. "procedura semplificata" di irrogazione delle sanzioni pecuniarie di competenza dell'Autorità, prevista dal medesimo art. 45 e dall'art. 5 del suddetto regolamento. In particolare, l'applicazione dell'istituto ha evidenziato che, laddove il Collegio abbia impiegato tale strumento, la percentuale di adesione da parte degli interessati si è attestata a oltre il 74%.

I procedimenti avviati con la procedura semplificata nel 2016 si sono conclusi, in media, entro circa 30 giorni dalla comunicazione di avvio degli stessi agli operatori.

Nel 2016 sono stati gestiti 157 procedimenti di cui 55 atti di avvio, 26 comunicazioni delle risultanze istruttorie, 76 provvedimenti conclusivi tra provvedimenti sanzionatori, archiviazioni e dichiarazioni di approvazione di impegni.

Per 47 dei predetti procedimenti avviati, è stata utilizzata la procedura semplificata. Essi hanno riguardato le seguenti materie: sei

violazioni della regolazione del settore idrico, 27 violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche e 14 violazioni della regolazione dei mercati energetici. Di questi procedimenti, ben 35 si sono conclusi con il pagamento della sanzione pecuniaria in misura ridotta da parte degli operatori (con una adesione quindi di oltre il 74%, come detto).

Fra i 76 procedimenti conclusi, 69 sono culminati con l'accertamento delle responsabilità e la conseguente irrogazione di sanzioni per un importo complessivo di circa 15.003.047 €. In termini di sanzioni irrogate, questo dato registra un importante aumento, pari al 183% rispetto all'anno 2015, quando le sanzioni totali irrogate ammontavano a 5.287.000 €. Per tre procedimenti, invece, è stata accertata la non sussistenza delle violazioni inizialmente contestate, mentre quattro procedimenti si sono conclusi con l'approvazione degli impegni proposti e, dunque, senza accertamento delle infrazioni.

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 (pari a 28), 15 riguardano violazioni delle esigenze di sicurezza del sistema, otto si riferiscono a violazioni della disciplina tariffaria ed, infine, cinque scaturiscono da violazioni di obblighi informativi. Con riferimento, invece, ai procedimenti avviati in materia di violazione della regolazione dei mercati energetici (pari a 19), un procedimento riguarda la produzione di energia, cinque procedimenti derivano dalla violazione di obblighi posti a tutela della qualità commerciale e dei clienti finali, due procedimenti derivano da violazioni in materia di Titoli di efficienza energetica (TEE) ed, infine, ben 11 procedimenti scaturiscono da violazioni di obblighi informativi.

Anche nel 2016 i dati sintetici evidenziano una prevalenza dei procedimenti avviati per illeciti in materia di infrastrutture energetiche (nel complesso pari a circa il 51%) rispetto a quelli avviati per violazioni della regolazione dei mercati energetici e del settore idrico (i quali si attestano, rispettivamente, intorno al 34,5% e al 14,5%).

Violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche

Sicurezza del sistema

Nel 2016 l'Autorità ha avviato, con procedura semplificata, 12 procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante società per violazioni in materia di pronto intervento, nonché di sicurezza e di continuità del servizio di distribuzione del gas naturale. Dieci dei predetti procedimenti si sono conclusi per effetto dell'adesione degli operatori interessati alla procedura semplificata, mediante la cessazione delle condotte contestate ed il pagamento delle sanzioni in misura ridotta, per un totale di 127.100 €. Nelle medesime materie l'Autorità ha, altresì, concluso quattro procedimenti sanzionatori, di cui due con irrogazione della sanzione pari a 14.350 € e a 47.600 € e le altre due senza l'irrogazione della sanzione, in quanto relativamente a tali procedimenti, avviati rispettivamente nel 2013 e nel 2015, l'Autorità ha approvato e reso obbligatori gli impegni presentati dalle società, poiché ritenuti utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme violate.

Sempre in materia di sicurezza del sistema, l'Autorità ha avviato due procedimenti sanzionatori con procedura semplificata nei confronti di altrettante società per violazioni inerenti alla non corretta predisposizione dei Piani di emergenza relativi al servizio di distribuzione dell'energia elettrica, conclusi a seguito del pagamento delle sanzioni in misura ridotta per un totale di 512.900 €; nonché un procedimento, anch'esso in forma semplificata, per violazione degli obblighi previsti dalla regolazione in materia di registrazione delle interruzioni dell'erogazione dell'energia elettrica. Anche quest'ultimo procedimento si è concluso a seguito della documentata cessazione delle condotte contestate e del pagamento della sanzione in misura ridotta pari a 4.300 €.

Accesso, erogazione dei servizi di rete e misura

Nel 2016 l'Autorità ha irrogato dieci sanzioni, per complessivi 84.800 €, nei confronti di altrettanti distributori, per l'inadempimento agli obblighi di installazione dei misuratori elettronici di energia elettrica. Due procedimenti, avviati nei confronti di altrettanti distributori per l'inadempimento ai predetti obblighi di installazione dei misuratori elettronici di gas, sono stati chiusi dall'Autorità con l'archiviazione. Sempre con l'archiviazione è stato chiuso un procedimento sanzionatorio avviato in materia di misura del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale. L'Autorità ha, altresì, irrogato ad un esercente il servizio di distribuzione gas una sanzione amministrativa pari a 235.800 €, per il mancato rispetto dell'obbligo di sostituire, entro il 31 dicembre 2010, almeno il 50% delle condotte di ghisa, in esercizio al 31 dicembre 2003, con giunti di canapa e piombo.

Disciplina tariffaria

Con riferimento alla regolazione tariffaria, nel 2016 l'Autorità ha avviato, con procedura semplificata, sette procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettanti esercenti, per avere trasmesso informazioni non corrette in sede di determinazione delle tariffe per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Tutti i procedimenti si sono conclusi a seguito dell'adesione degli operatori alla procedura semplificata, avendo gli stessi pagato le sanzioni in misura ridotta per un importo totale di 167.050 € e dimostrato la cessazione delle condotte contestate. Si è, altresì, concluso, a seguito dell'adesione della società alla procedura semplificata, un procedimento sanzionatorio avviato per violazioni della regolazione tariffaria del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale. La sanzione finale pagata dalla società è stata di 3.700 €.

L'Autorità ha, altresì, chiuso, con l'irrogazione di una sanzione complessiva di 44.900 €, un procedimento avviato nei confronti di un Comune per violazioni in materia di tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, di tariffe per i servizi di connessione, installazione dei misuratori elettronici, compensazione della spesa per la fornitura dell'energia elettrica ai clienti disagiati e di trasparenza dei documenti di fatturazione.

L'Autorità ha, inoltre, irrogato ad un operatore una sanzione complessiva di 35.500 €, in seguito all'accertamento di violazioni in materia tariffaria e di compensazione per la spesa di fornitura di energia elettrica.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

Nel 2016 l'Autorità ha avviato, con procedura semplificata, quattro procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante imprese regolate, per la violazione degli obblighi di comunicazione all'Autorità di una serie di dati sulla qualità commerciale e sulla performance del servizio di misura del gas naturale, nonché sulla sicurezza e sulla continuità del servizio di distribuzione del gas naturale. Due dei predetti procedimenti si sono conclusi per effetto dell'adesione degli operatori interessati alla procedura semplificata, mediante la cessazione delle condotte contestate e il pagamento delle sanzioni in misura ridotta per un totale di 11.700 €.

Inoltre, l'Autorità ha irrogato due sanzioni, per un importo totale di 72.800 €, nei confronti di due imprese per la violazione degli obblighi informativi relativi al servizio di distribuzione del gas naturale.

Infine, l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio per accertare la correttezza delle informazioni inviate da un operatore, ritenute essenziali ai fini della verifica della corretta erogazione degli incentivi di cui al provvedimento CIP6.

Violazioni della regolazione dei mercati energetici

Produzione di energia

Nel 2016 l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio per accertare le violazioni in materia di adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica. Questo procedimento si è concluso nel medesimo anno in quanto la società ha dimostrato l'avvenuta cessazione delle condotte contestate e ha pagato la sanzione in misura ridotta pari a 8.600 €.

Certificati verdi

L'Autorità ha chiuso cinque procedimenti con l'irrogazione di sanzioni pari complessivamente a 11.015.200 €, di cui quattro nei confronti del medesimo esercente, per il mancato acquisto dei certificati verdi, relativi all'energia importata, rispettivamente, negli anni 2007, 2008, 2009 e 2010.

Titoli di efficienza energetica

In materia di TEE, l'Autorità ha avviato due procedimenti sanzionatori nei confronti del medesimo operatore, per non aver inviato alcuna comunicazione utile alla verifica del possesso dei TEE corrispondenti all'obiettivo specifico relativo agli anni 2014 e 2015, nonché ai fini della verifica della compensazione dell'inadempienza all'obiettivo specifico relativo all'anno 2013.

Mercati all'ingrosso

L'Autorità ha approvato gli impegni presentati nell'ambito di un procedimento sanzionatorio, avviato nei confronti di un'impresa distributrice, per violazioni in materia di aggregazione delle misure, ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica.

A seguito della sentenza del Consiglio di Stato, l'Autorità ha rideterminato in 980.000 € la sanzione irrogata ad una società importatrice di gas naturale per le violazioni di obblighi informativi relativi ai quantitativi acquistati ed ai prezzi medi mensili di

acquisto, per ciascun contratto di approvvigionamento stipulato nel periodo ottobre 2002 - settembre 2004.

Mercati retail e tutela dei clienti finali

Nel corso del 2016 sono stati avviati e si sono conclusi, con l'adesione da parte degli esercenti alla procedura semplificata (mediante pagamento delle sanzioni in misura ridotta, pari complessivamente a 18.747 €, e cessazione delle condotte contestate), due procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettanti distributori del gas naturale, per la violazione delle disposizioni in materia di *switching*.

È stato avviato, con procedura semplificata, anche un procedimento sanzionatorio in materia di violazione degli obblighi di comunicazione ai clienti finali, in caso di risoluzione del contratto di trasporto dell'energia elettrica, per inadempimento del venditore.

È stato, altresì, avviato un procedimento per la violazione degli obblighi informativi in caso di morosità dei clienti finali disalimentabili nel settore del gas naturale, che si è chiuso con l'adesione dell'esercente alla procedura semplificata, mediante la dimostrazione della cessazione della condotta e il pagamento della sanzione ridotta, pari a 306.500 €.

Per le violazioni in materia di condizioni contrattuali di fornitura dell'energia elettrica e del gas naturale ai clienti finali, è stato avviato un procedimento sanzionatorio.

Si è poi concluso un procedimento sanzionatorio con il quale sono state accertate diverse violazioni in materia di qualità commerciale del servizio di vendita, tra cui: l'errata classificazione dei reclami scritti e delle richieste di rettifica di fatturazione dei clienti finali come semplici richieste di informazioni; l'omessa o ritardata erogazione di indennizzi automatici a favore dei clienti finali nei casi di mancato rispetto degli standard previsti dalla regolazione; l'assenza di motivazioni adeguate nelle risposte ai reclami e alle richieste di rettifica di fatturazione. La sanzione finale irrogata è stata di 802.000 €.

Si è, altresì, concluso, con l'approvazione degli impegni presentati dall'esercente, un procedimento avviato per l'omessa o tardiva erogazione degli indennizzi automatici previsti dalla regolazione, per il mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale della vendita di energia elettrica.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

Nel corso del 2016 sono stati avviati nove procedimenti sanzionatori, in forma semplificata, per l'inosservanza degli obblighi di comunicazione di dati in materia di Anagrafiche dell'Autorità e di reclami presentati allo Sportello per il consumatore di energia (Sportello); tre di detti procedimenti si sono conclusi con l'adesione, da parte degli esercenti, alla procedura semplificata, mediante il pagamento della sanzione in misura ridotta, pari complessivamente a 33.100 €.

Sempre per violazioni in materia di obblighi di comunicazione di una serie di dati relativi alle Anagrafiche dell'Autorità e ai reclami presentati allo Sportello, l'Autorità ha altresì avviato dei procedimenti sanzionatori ordinari nei confronti di due esercenti sottoposti a procedura fallimentare.

Nell'ambito dell'attività di vigilanza sul divieto di traslazione della maggiorazione di imposta, stabilito dall'art. 81, comma 18, del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112 (c.d. *Robin Hood Tax*), l'Autorità ha concluso, con l'irrogazione di sanzioni per complessivi 360.700 €, dieci procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettanti operatori, che non hanno trasmesso le informazioni e i documenti richiesti.

Violazioni della regolazione del settore idrico

Con riferimento alla gestione del servizio idrico, nel 2016 l'Autorità ha avviato otto procedimenti sanzionatori. Le violazioni riguardano, in parte, la regolazione tariffaria del servizio idrico integrato nelle sue molteplici declinazioni. In particolare, si tratta sia dell'inadempimento alle prescrizioni dettate per la formulazione della proposta tariffaria che, in mancanza di dati forniti dai gestori, avevano determinato d'ufficio le tariffe applicabili da questi ultimi, sia della mancata applicazione della componente tariffaria istituita a copertura degli oneri derivanti dalle agevolazioni per le popolazioni colpite dagli eventi sismici. Ad alcuni operatori sono state contestate anche violazioni inerenti alle modalità di determinazione del deposito cauzionale. Di questi procedimenti, ben cinque si sono conclusi per effetto dell'adesione delle società interessate alla procedura semplificata e al conseguente pagamento della sanzione irrogata in misura ridotta, per un totale pari a 115.700 €

TAV. 6.15

Procedimenti gestiti nell'anno 2016

SETTORI		TIPOLOGIA DI VIOLAZIONI	PROCEDIMENTI GESTITI NELL'ANNO 2016					
			TIPOLOGIA DI ATTO					
			Avvii	Chiusure			Impegni	
				Archiviazioni	Sanzioni con procedura ordinaria	Sanzioni con procedura semplificata	Ammissibili	Inammissibili	Approvati
Energia elettrica e gas	Infrastrutture	Sicurezza di sistema	15		2	13			2
		Accesso, erogazione dei servizi di rete e misure		3	11				
		Disciplina tariffaria	8		2	8			
		Esigenze conoscitive	5		2	2			
	Mercati	Certificati verdi			5				
		Produzione di energia	1			1			
		Mercati all'ingrosso			1[A]				1
		Mercati *retail* e tutela dei clienti finali	5		1	3			1
		Titoli di efficienza energetica	2						
		Esigenze conoscitive	11		10	3			
Idrico			8			5			
Totale			55	3	34	35			4
							76		

(A) Si tratta di un caso di rideterminazione della sanzione.

Contenzioso

L'analisi degli esiti del contenzioso dell'anno 2016 (fino al 31 dicembre) consente di valutare gli effetti del sindacato giurisdizionale sugli atti di regolazione dell'Autorità nei settori di propria competenza, con riguardo sia ai profili sostanziali sia a quelli procedurali.

Per i dati relativi ai procedimenti giurisdizionali dinanzi al TAR Lombardia e al Consiglio di Stato nel periodo compreso tra il 1997 e il 2016 si rinvia alle tavole 6.16 e 6.17, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 6.18, dalla quale si può evincere, in termini statistici, l'indicazione sulla resistenza dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio del sindacato giurisdizionale.

TAV. 6.16

Esiti del contenzioso dal 1997 al 2016

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
su istanza di sospensiva	426	215	56
di merito	1.022	292	277
Decisioni del Consiglio di Stato			
su appelli dell'Autorità	204	157	37
su appelli della controparte	180	34	41

TAV. 6.17

Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2016

		SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
Anno	N° Ricorsi(A)	Accolti	Accolti in parte	Respinti	Accolti	Accolti in parte	Respinti	Accolti	Accolti in parte	Respinti	Accolti	Accolti in parte	Respinti
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
2014	169	5	0	15	14	18	70	5	1	2	0	0	15
2015	125	14	0	27	3	5	75	2	0	4	1	3	7
2016	199	2	1	14	18	9	101	5	0	19	3	0	9
Totale	2536	215	56	426	292	277	1022	157	37	204	34	41	180

(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.

(B) Il numero dei ricorsi respinti comprende anche quelli dichiarati perdenti.

Su un totale di 8.389 delibere approvate dall'Autorità sin dall'avvio della sua operatività (aprile 1997 – 31 dicembre 2016), ne sono state impugnate 817, pari al 9,7%, e ne sono state annullate (con sentenza passata in giudicato), in tutto o in parte, 119, pari al 14,6% del totale delle delibere impugnate e all'1,4% di quelle adottate. In termini statistici, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale continua ad attestarsi attorno al 98,6%.

Nell'anno 2016 si è registrato un aumento del contenzioso rispetto agli anni precedenti in termini di numero dei ricorsi: 199 nel 2016, rispetto ai 125 del 2015 (e ai 169 del 2014). La delibera oggetto del maggior numero di ricorsi è la delibera 342/2016/E/eel (con 29 ricorsi), relativa all'avvio di un procedimento per l'adozione di provvedimenti prescrittivi ovvero di regolazione asimmetrica per contrastare condotte potenzialmente abusive da parte degli utenti del dispacciamento nel mercato all'ingrosso di energia elettrica. A questa seguono: la delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr, relativa all'approvazione del Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (22 ricorsi); la delibera 28 luglio 2016, 444/2016/R/eel, per l'adozione di interventi prioritari in materia di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi nell'ambito del dispacciamento elettrico (21 ricorsi); la delibera 24 giugno 2016, 333/2016/R/eel, in materia di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per gli anni 2012, 2013 e 2014 nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica (19 ricorsi).

Per il settore idrico, il numero complessivo di ricorsi è stato pari a 34, in lieve aumento rispetto all'anno precedente (31 nel 2015).

Nel corso del 2016, il giudice amministrativo cui sono devolute, in sede di giurisdizione esclusiva, le materie di competenza istituzionale

TAV. 6.18

Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2016(A)

ANNO	N° DELIBERE EMESSE	N° DELIBERE(D)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N° DELIBERE ANNULLATE(C)	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE DELLE IMPUGNATE	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N° RICORSI(B)
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	13	32,5	3,9	255
2007	353	32	9,1	4	12,5	1,1	140
2008	482	56	11,6	12	21,4	2,5	131
2009	587	44	7,5	7	15,9	1,2	116
2010	656	53	8,1	9	17,0	0,0	204
2011	505	28	5,5	3	10,7	0,0	127
2012	589	64	10,9	5	7,8	0,0	176
2013	646	82	12,7	11	13,4	1,7	206
2014	677	80	11,8	3	3,8	0,4	169
2015	668	87	13,0	1	1,1	0,1	125
2016	823	68	0,0	0	0,0	0,0	199
Totale	8389	817	9,7	119	14,6	1,4	2536

(A) Dati disponibili al 31 dicembre 2016.

(B) Si intende il numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi quelli plurimi.

(C) Si intendono le delibere annullate in tutto o in parte in via definitiva.

(D) Si intende il numero di delibere emesse in quell'anno e impugnate nello stesso anno o in quello successivo con ricorso e motivi aggiunti.

dell'Autorità, si è pronunciato su alcune questioni di rilevante interesse per la regolazione tariffaria e dei mercati.

Con la sentenza n. 126/2016, il TAR Lombardia, in qualità di giudice dell'ottemperanza ha dichiarato la legittimità della delibera 23 ottobre 2014, 522/2014/R/eel, adottata in seguito all'annullamento definitivo della delibera 5 luglio 2012, 281/2012/R/efr, in materia di partecipazione dei produttori di fonti rinnovabili non programmabili ai costi del dispacciamento dell'energia elettrica. Secondo tale sentenza, il principio di non discriminazione tra le fonti è rispettato dalla delibera impugnata, in quanto i produttori di fonti non programmabili partecipano in modo diverso (tra loro e rispetto ai produttori di fonti programmabili) ai costi, in relazione al tipo di fonte e alla sua programmabilità.

In tema di misura e quantificazione del gas non contabilizzato (GNC) di pertinenza delle imprese regionali di trasporto del gas connesse ad altra rete di trasporto, con la sentenza n. 515/2016 il TAR Lombardia ha rilevato come il provvedimento impugnato fosse immune da critiche e adeguatamente motivato, in merito al rilievo che la determinazione, la quantificazione e la verifica della composizione dei quantitativi di gas rientrano nell'ambito degli accordi conclusi tra le imprese di trasporto. Inoltre, il giudice

amministrativo ha precisato che qualora vi sia un quadro regolatorio completo, come nel caso di specie, e un soggetto invochi una modifica della regolazione, l'intervento dell'Autorità può richiedersi ove vi sia *«una specificità che si imponga con tale evidenza da rendere manifestamente necessario un approfondimento istruttorio da parte dell'Autorità, finalizzato all'eventuale modifica della regolazione»*.

Con le sentenze nn. 1391, 1392, 1393, 1394 del 2016, il TAR Lombardia è nuovamente intervenuto sul tema dell'eliminazione della voce "Costo evitato certificati verdi" dal corrispettivo integrativo *Si* del c.d. *capacity payment* provvisorio, mutando il proprio orientamento rispetto al passato. Secondo il TAR, la formula di calcolo del corrispettivo *Si*, emendata del valore del costo evitato dei certificati verdi, pur in esecuzione del giudicato di annullamento della delibera 6 ottobre 2010, ARG/elt 166/10, non realizza lo scopo di sostegno finanziario, proprio del *capacity payment*, a favore dei produttori in maggiore sofferenza. Per i giudici di primo grado, le fonti tradizionali offrono maggiori continuità e potenza, ai fini del *capacity payment*, rispetto a quelle rinnovabili; non si può prescindere dal considerare la differenza che intercorre tra i produttori da fonti tradizionali, queste ultime sempre disponibili e tali da garantire un approvvigionamento consistente (come potenza in MW) e tendenzialmente perpetuo, e i produttori da fonti rinnovabili, risorse, al contrario, caratterizzate da una disponibilità più aleatoria rispetto alle prime. Secondo il TAR, la rilevanza data all'ambiente dal giudicato del Consiglio di Stato, formatosi sulla delibera ARG/elt 166/10, non può costituire carattere discriminante sul piano, eminentemente tecnico, dell'adeguatezza della capacità produttiva e della disponibilità di energia, finendo per svuotare di senso la notevole differenza intercorrente tra le fonti alternative e quelle tradizionali per il conseguimento del precipuo fine di cui all'art. 1, comma 1, del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379.

Nell'ambito dei procedimenti di verifica e di certificazione dei risparmi energetici, si pone in evidenza la sentenza n. 2661/2016 del Consiglio di Stato, nella parte in cui riflette sugli oneri probatori della parte privata in tali procedimenti e sui limiti del sindacato del giudice amministrativo. Al riguardo, la sentenza afferma che, sebbene l'istruttoria procedimentale amministrativa sia sorretta dal principio inquisitorio, al potere istruttorio dell'amministrazione corrisponde, tuttavia, un dovere di informazione a carico del privato, con la conseguenza che, qualora il privato non fornisca gli elementi in suo possesso o rientranti nella sua sfera di controllo, l'amministrazione debba respingere l'istanza del privato. Pertanto, la valutazione diretta, in sede giudiziale, dell'efficacia probatoria di un atto non prodotto nell'ambito del procedimento amministrativo sfociato nel provvedimento impugnato e la conseguente sostituzione dell'organo giurisdizionale nella valutazione riservata, almeno in prima istanza, all'amministrazione, costituisce un travalicamento dei poteri del sindacato giurisdizionale sugli atti dell'Autorità.

In merito all'applicazione differenziata estate/inverno del corrispettivo variabile CV^{os} del servizio di stoccaggio di gas di cui alla delibera 27 febbraio 2014, 85/2014/R/gas, il TAR Lombardia, con la sentenza n. 2411/2016, ha ritenuto che la scelta di diversificare il valore del corrispettivo per il periodo estivo e per quello invernale sia giustificata dall'esigenza di far aumentare il valore dei servizi di stoccaggio, in modo tale da indurre gli utenti del trasporto a massimizzarne l'utilizzo, effettuando le immissioni nel periodo estivo, quando il valore del CV^{os} è più conveniente, ed attuando la consegna in inverno, quando la risorsa è maggiormente richiesta.

Mercati retail

In tema di versamento e di riscossione degli oneri generali del sistema elettrico, è intervenuto il Consiglio di Stato che, con la sentenza n. 2182/2016, ha riformato la sentenza del TAR Lombardia n. 854/2015 (delibera 19 dicembre 2013, 612/2013/R/eel). In particolare, per il giudice di appello, l'art. 39, comma 3, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, pone a carico dei clienti finali, e non dei venditori di energia elettrica, gli oneri generali di sistema. Al riguardo, non vale richiamare l'art. 3, commi 10 e 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, perché si limita a prevedere solo un obbligo di adeguamento del corrispettivo per l'uso della rete, quale conseguenza dell'applicazione degli oneri generali di sistema ai clienti finali. Secondo il Consiglio di Stato, l'Autorità non ha un potere di eterointegrazione contrattuale nei rapporti tra distributori e *traders*, al fine di imporre garanzie nel caso di inadempimento dei clienti finali del pagamento degli oneri generali di sistema: né le finalità della lettera d) né quelle della lettera h), dell'art. 2, della legge n. 481/95, giustificano tale potere. Pertanto, in difetto di una previsione legislativa circa il soggetto che subisce le conseguenze dell'inadempimento dei clienti finali, è lasciato all'autonomia contrattuale delle parti, nella stipulazione

dei singoli contratti di trasporto, regolare eventualmente questo profilo. Ne seguirà la giurisdizione del giudice ordinario, in merito alle eventuali contestazioni relative alle modalità di esercizio del potere delle imprese di distribuzione.

Nell'ambito del servizio di *default*, servizio di ultima istanza del gas, il TAR Lombardia si è nuovamente occupato dell'obbligo di disalimentazione del punto di prelievo del cliente moroso, da parte dell'impresa di distribuzione. Con la sentenza n. 216/2016, il giudice di primo grado ha precisato che la delibera 21 novembre 2013, 533/2013/R/gas, ha "procedimentalizzato" le operazioni di disalimentazione del punto di prelievo, prevedendo, con una formula matematica, quando l'interruzione sia economicamente fattibile. Inoltre, l'obbligo di eseguire un nuovo tentativo di disalimentazione, pur dopo l'avvio del servizio di *default*, con lo scopo di limitare al massimo la durata del servizio di ultima istanza, ha anche il legittimo obiettivo di responsabilizzare pienamente il distributore. Secondo il TAR, infine, la scelta dell'Autorità di porre un limite al riconoscimento delle spese legali è giustificata dall'esigenza di promuovere comportamenti efficienti da parte dei distributori, che hanno piena discrezionalità nelle scelte attinenti all'*an* della promozione del contenzioso giudiziario e nel *quomodo*.

Nel settore elettrico, il TAR Lombardia, con la sentenza n. 1629/2016, ha qualificato come indennizzo automatico la previsione contenuta nell'art. 12 del *Testo integrato morosità elettrica* (TIMOE), Allegato A alla delibera 29 maggio 2015, 258/2015/R/com, secondo cui il distributore di energia elettrica, per il periodo di ritardo nel provvedere alla disalimentazione del punto del cliente finale moroso, oltre a corrispondere al venditore gli indennizzi di cui all'art. 11, debba fatturare al venditore solo il 50% dei corrispettivi previsti, una volta effettuata la sospensione. Secondo il TAR, la misura è pienamente legittima ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera g), della legge n. 481/95, nonché opportuna: «*può rivelarsi opportuna soprattutto nei casi in cui l'esercente possa ricavare un utile dalla violazione commessa e possa, quindi, essere indotto a commettere la violazione proprio al fine di lucrare un vantaggio*». Tuttavia, il TAR ne ravvisa la sua illegittimità per difetto di consultazione, in quanto introduce un elemento di assoluta novità che incide fortemente sugli interessi delle imprese di distribuzione e che, per questa ragione, avrebbe dovuto essere preventivamente sottoposta alla valutazione di queste ultime, attraverso una specifica consultazione.

Dopo un lungo contenzioso, il Consiglio di Stato, con la sentenza n. 4825/2016, ha definitivamente annullato la delibera 18 giugno 2010, ARG/gas 89/10, di determinazione del coefficiente di demoltiplicazione - il fattore k - applicato alle condizioni economiche di fornitura del gas. Basandosi sulla documentazione riservata depositata da Eni, il giudice di appello ha ritenuto che tale società avesse effettivamente rinegoziato le condizioni dei propri contratti di importazione di lungo termine, ma che, a causa delle penali pagate per effetto delle clausole *take or pay*, avesse conseguito un risultato utile pari solo alla metà del sacrificio patito a causa della introduzione del fattore k; ciò farebbe presumere che un pari pregiudizio abbiano patito anche tutti gli altri operatori concorrenti. Secondo il Consiglio di Stato, l'utilizzo di una tecnica previsionale da parte dell'Autorità nella determinazione del fattore k fa parte delle prerogative che la legge le riconosce, ma le ricadute "eccedentarie" di tale previsione rendono né plausibile né giustificabile il risultato pratico delle sue determinazioni, laddove hanno avuto un intendimento latamente ablatorio della ricchezza degli operatori, non consentita dalla legge. Peraltro, la sentenza fa salvi i poteri dell'Autorità in materia: «*restano ovviamente impregiudicati i poteri dell'AEEGSI di adottare ogni eventuale deliberazione che la stessa riterrà opportuna o necessaria in conseguenza dell'esito del presente giudizio*».

Regolazione tariffaria e delle infrastrutture

In tema di tariffe di distribuzione del gas, di particolare rilievo sono le sentenze nn. 162, 163, 164 e 165 del 19 gennaio 2016, con le quali il Consiglio di Stato ha accolto gli appelli proposti dall'Autorità avverso le sentenze del TAR Lombardia nn. 2553, 2554, 2555 e 2556 del 2014 di parziale annullamento della delibera 25 ottobre 2012, 436/2012/R/gas. Quanto ai parametri di determinazione del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), il Consiglio di Stato ha precisato che l'art. 23, comma 2, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, non si propone l'obiettivo della massimizzazione del rendimento delle imprese, bensì quello del contemperamento dei benefici tra clienti e imprese, prevedendo come limite alla discrezionalità dell'Autorità quello rappresentato dalla necessità di assicurare al capitale investito una remunerazione congrua: «*e non può esserci dubbio sul fatto che il risultato finale della determinazione tariffaria realizzi tale congrua remunerazione, assicurando al capitale investito un tasso di remunerazione persino superiore rispetto al periodo*

precedente». In merito al valore del parametro β, il Consiglio di Stato ha ritenuto che lo stesso è stato mantenuto ragionevolmente inalterato (e non uniformato a quello del settore elettrico), perché tale parametro esprime il rischio specifico dell'impresa in un determinato settore; per tale motivo l'Autorità ha ritenuto di non derivare tale parametro dal settore elettrico, ma di mantenere quello proprio della distribuzione e della misura del gas introdotto con la delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08: «*non è, quindi, automatica la correlazione tra il parametro β e il mutamento del rapporto D/E, specie in considerazione del fatto che nel caso di specie vengono in considerazione valori "virtuali", riferiti non ad una singola impresa, ma al mercato nel suo complesso ed utilizzati indirettamente come parametri di determinazione tariffaria*». In merito al sindacato giurisdizionale sulle valutazioni tecniche dell'Autorità, le sentenze in commento sono particolarmente rilevanti, laddove il giudice ha espressamente statuito che: «*a fronte di valutazioni tecnicamente complesse il sindacato giurisdizionale deve, infatti, avvenire "con gli occhi dell'esperto", ovvero riutilizzando le stesse regole tecniche impiegate dall'Autorità: il giudice deve valutare se, da un punto di vista tecnico-specialistico, la scelta dell'Autorità risulti attendibile e ragionevole, senza confondere il piano della difficile intelligibilità (che è il riflesso fisiologico della complessità tecnica della materia regolata) con quello della irragionevolezza o dell'inadeguatezza della motivazione. Certamente, infatti, molte scelte regolatorie se guardate "con gli occhi del profano" risultano di difficile comprensione e proprio in ragione di questa scarsa intelligibilità possono apparire non supportate da un adeguato supporto motivazionale volto ad esplicitare il percorso logico-argomentativo che ne ha preceduto l'adozione*».

Con le sentenze n. 814 e n. 815 del 27 aprile 2016, il TAR Lombardia ha respinto i ricorsi proposti da alcuni operatori per l'annullamento della delibera 296/2015/R/com, in particolare nella parte in cui l'Autorità ha imposto la separazione delle politiche di comunicazione e di marchio, nonché l'obbligo di svolgere l'attività di vendita utilizzando canali informativi, spazi fisici e personale separati (c.d. *debranding*) per le imprese verticalmente integrate. Secondo il TAR, alla luce del preminente perseguimento del risultato espressamente individuato nell'art. 26 delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, l'art. 41 del decreto legislativo n. 93/11 non può leggersi nel senso che l'Autorità sia titolare unicamente di una funzione di vigilanza postuma. Ad avviso dei giudici, infatti, la suddetta delibera ha ripristinato la centralità dell'interesse pubblico della clientela rispetto a quello delle imprese verticalmente integrate, in sintonia con gli obiettivi della normativa comunitaria e con prescrizioni congrue e immuni da irragionevolezza. Inoltre, la separazione delle politiche di comunicazione, rapportata al divieto di confusione dei clienti finali imposto dal decreto legislativo n. 93/11, sostanziata a fini interpretativi dall'applicazione del criterio della valutazione globale sulla percezione del consumatore medio, giustifica su un piano di adeguatezza e di proporzione le misure relative alla distinzione degli spazi commerciali e del personale rispettivamente dedicato alle attività di vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica e a quelli finali in maggior tutela (sul punto, si segnala anche la sentenza n. 1388/2016 del TAR Lombardia).

In tema di tariffa di trasporto dell'energia elettrica, con riguardo all'applicabilità del corrispettivo CTR ai punti di interconnessione tra Italia e Repubblica di San Marino, la sentenza del TAR Lombardia n. 843/2016 ha precisato che nessuna fonte normativa prevede la gratuità del trasporto dell'energia elettrica dalla frontiera italiana fino al territorio di San Marino. Né tale gratuità può ricavarsi dall'eliminazione del corrispettivo di vettoriamento internazionale, in quanto tale ultimo corrispettivo, quando era in vigore, aveva comunque la funzione di coprire un costo del tutto diverso rispetto a quello cui si riferisce la componente CTR. Pertanto, è perfettamente integrato nel caso di specie il presupposto previsto dalla regolazione perché trovi applicazione la componente tariffaria CTR, ossia che vi sia prelievo di energia elettrica dalla Rete di trasmissione nazionale da parte di un'impresa distributrice.

La sentenza n. 728/2016 del TAR Lombardia, inoltre, ha dichiarato legittima la regolazione dettata dalla delibera 23 aprile 2015, 182/2015/R/gas, per l'incentivazione delle prestazioni di punta dei siti di stoccaggio del gas. Secondo il TAR, l'Autorità «*ha agito in maniera del tutto razionale, da un lato, adempiendo agli obblighi impostile dall'art. 37 del d.l. n. 133/2014, cui evidentemente non poteva sottrarsi, ma prevedendo, da altro lato, misure cautelative volte a preservare l'operatività del sistema anche per il futuro (una volta cioè che saranno definite le necessità minime di stoccaggio) e sviluppando un meccanismo che prevede requisiti d'accesso non sproporzionati*». Pertanto, il requisito c.d. "di *duration*", che è funzionale a selezionare, come beneficiari degli incentivi, soltanto quei siti di stoccaggio che sono in grado di soddisfare la domanda di gas nel periodo di punta, è rispondente alla *ratio* legislativa, di premiare con

l'incentivo stesso, non tanto i giacimenti che assicurano, in termini assoluti, una maggiore capacità di punta, ma quelli che assicurano *«un alto rapporto tra prestazioni di punta e volume di stoccaggio»*.

In tema di regolazione della rinuncia all'esenzione dall'obbligo di accesso dei terzi da parte di un terminale di rigassificazione, con la sentenza n. 3552/2016 il Consiglio di Stato ha riformato la sentenza del TAR Lombardia n. 1360/2015. Non è stato ritenuto condivisibile il trattamento differenziato, in termini di riconoscimento dell'integrale copertura dei ricavi, riservato dalla regolazione al terminale soggetto all'obbligo di accesso dei terzi all'infrastruttura, perché ha rinunciato all'esenzione, rispetto a quello che non ha mai chiesto l'esenzione. La rinuncia all'esenzione avrebbe dovuto ricevere un trattamento differenziato dalla revoca, che ha un connotato punitivo o sanzionatorio, mentre invece la delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas, tratta i due istituti allo stesso modo. Inoltre, secondo il Consiglio di Stato, dalla rinuncia non potrebbe derivare un possibile comportamento abusivo da parte del terminale ex esente a danno del sistema.

Servizio idrico integrato

Sul piano processuale, si segnala la sentenza del Consiglio di Stato n. 2/2016, con la quale è stato chiarito che l'interesse a ricorrere avverso i criteri di determinazione delle componenti tariffarie contemplanti i costi delle immobilizzazioni e i relativi parametri di valorizzazione può ravvisarsi esclusivamente in capo ai gestori e non anche in capo ai proprietari delle reti, esulando il rapporto concessorio dalla disciplina tariffaria (come noto, gli impianti relativi al servizio idrico integrato sono beni demaniali che vengono trasferiti al gestore in concessione d'uso gratuita).

Riguardo al riconoscimento del canone patrimoniale concessorio non ricognitorio, con le sentenze nn. 1084, 1085 e 1086 del 2016, il TAR Lombardia ha dichiarato legittima la delibera 24 luglio 2014, 375/2014/R/idr, nella parte in cui esclude tale canone dalla remunerazione del servizio idrico integrato. Se il singolo gestore assume volontariamente l'obbligo di corrispondere il canone previsto dall'art. 27 del Codice della strada, attraverso la stipula della convezione con l'Autorità d'ambito, il peso economico ad esso relativo non può essere coperto dalla tariffa idrica, in quanto trattasi di onere improprio, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95; tale disposizione impone, infatti, di riconoscere in tariffa soltanto i costi effettivamente connessi e, dunque, necessari all'erogazione del servizio, in modo da evitare che attraverso la tariffa siano finanziate attività non strettamente funzionali all'attività svolta per effettuare l'erogazione stessa.

Con le sentenze nn. 1701, 1702, 1703, 1704, 1748, 1749, 1838, 1839, 1840, 1857 e 1858 del 2016, il TAR Lombardia si è pronunciato sulla determinazione d'ufficio della tariffa per il 2014 e il 2015 ponendo il valore massimo del moltiplicatore ϑ pari a 0,9 (delibera 2 luglio 2015, 324/2015/R/idr). Secondo il TAR, la determinazione forfettaria della tariffa (mediante l'applicazione del moltiplicatore ϑ 0,9) non può conseguire automaticamente alla mancata trasmissione di uno qualsiasi degli atti indicati nell'art. 5.4, lettera d), della delibera 643/2013/R/idr: *«il metodo di determinazione forfettaria costituisce soluzione di estrema ratio, percorribile solo nel caso in cui i dati disponibili non consentano di ricostruire i costi sostenuti per l'erogazione del servizio»*. Secondo il giudice amministrativo *«la necessità di assicurare la chiusura del sistema e di evitare comportamenti opportunistici degli operatori può giustificare l'applicazione di un metodo di determinazione basato su indici forfettari solo quando le informazioni in possesso dell'AEEGSI siano insufficienti al rilevamento dei costi»*.

Sempre in tema di determinazione d'ufficio della tariffa del servizio idrico integrato (delibera 21 maggio 2015, 244/2015/R/idr), con la sentenza n. 2009/2016, il TAR Lombardia ha affermato che nel caso in cui, per via della mancanza della Carta dei servizi, la tariffa non possa subire incrementi, il gestore non è comunque esonerato dal dimostrare l'effettiva corrispondenza della tariffa praticata ai costi sostenuti. In altri termini, l'Autorità deve essere messa, comunque, in condizione di verificare che la tariffa, pur essendo rimasta invariata, non sia in concreto esorbitante rispetto a quanto necessario per la copertura dei costi. Pertanto, non è consentito al gestore sottrarsi agli obblighi informativi confidando nell'invarianza della tariffa, disposta a causa della mancata predisposizione della Carta dei servizi. Più in generale, con tale sentenza si conferma anche che il potere regolatorio dell'Autorità non è sottoposto a termini temporali e che i provvedimenti regolatori riferiti ad annualità precedenti non sono propriamente qualificabili come ad effetti retroattivi; si tratta, infatti, di atti che, piuttosto, dispongono "ora per allora" con un tipico fenomeno di retrodatazione, nel quale il regolatore ha valutato la situazione di fatto e di diritto esistente alla data in

cui i provvedimenti stessi sono destinati a produrre effetto, sulla scorta delle informazioni e dei dati relativi agli anni di riferimento delle tariffe.

In tema di versamento del contributo all'Autorità per la regolazione dei servizi idrici da parte della Provincia autonoma di Trento, si segnalano le sentenze nn. 2351 e 2352 del 2016 del TAR Lombardia, ad avviso del quale, il contributo per il funzionamento dell'Autorità ha la natura di prestazione patrimoniale imposta, ai sensi dell'art. 23 della Costituzione, e costituisce espressione dell'esercizio di una competenza esclusiva statale, come tale non derogabile.

Con riguardo alle pratiche commerciali scorrette nell'ambito del servizio idrico integrato, si segnala la sentenza n. 5450/2016 del TAR Lazio, in merito ad una sanzione irrogata dall'AGCM per condotte risultate conformi alla regolazione dell'Autorità. Al riguardo, il giudice di primo grado ha rilevato che le inefficienze nella gestione del servizio idrico integrato, contestate dall'AGCM, non sono pratiche commerciali scorrette, in quanto comportamenti conformi alla regolazione di settore, come puntualmente segnalato dall'Autorità nel parere reso. Pertanto, l'Antitrust avrebbe dovuto fornire adeguata e idonea motivazione delle ragioni per le quali non ha ritenuto condivisibili le osservazioni rese dall'Autorità di regolazione.

Contenzioso post risoluzione stragiudiziale delle controversie

In materia di risoluzione delle controversie con oggetto la determinazione del corrispettivo di connessione alla rete elettrica, ex art. 13 della delibera 19 dicembre 2005, 281/05, il TAR Lombardia, con le sentenze nn. 356/2016 e 357/2016, ha ritenuto rilevante la circostanza che, nel caso di specie, le parti avessero concluso un accordo implicito di assunzione dei maggiori oneri dei lavori di connessione a carico del produttore e che tale accordo, in deroga alla previsione del citato art. 13, avrebbe dovuto essere tenuto in considerazione ai fini della decisione del reclamo sulla quantificazione del corrispettivo.

In tema di obbligo del gestore della rete elettrica di accettare garanzie diverse da quelle previste dal Codice di rete, si segnala la sentenza n. 1841/2016 del TAR Lombardia, con cui si è affermato che, sulla base del canone di buona fede ex art. 1375 C.c., l'impresa di distribuzione è comunque tenuta ad accettare la diversa forma di garanzia proposta dall'utente, sebbene non conforme a quella richiesta, quando l'apprezzamento della solvibilità del garante costituisca attività che non comporti alcun apprezzabile sacrificio, neppure per un soggetto non dotato di competenze specifiche. Identico ragionamento vale nell'ipotesi in cui la stessa impresa di distribuzione rifiuti immotivatamente, in uno specifico caso, una forma di garanzia generalmente accettata.

Contenzioso post sanzioni

In tema di sanzioni per violazione del divieto di traslazione dell'addizionale Ires, con le sentenze nn. 893, 894, 895, 896, 897 e 898 del 2016, il Consiglio di Stato, con riferimento alla nota sentenza n. 10 del 2015 con cui la Corte costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale delle previsioni dell'art. 81 del decreto legislativo n. 112/08 (si veda in proposito la *Relazione Annuale 2015*), ha precisato che la "irragionevolezza normativa" delle previsioni in tema della c.d. *Robin Hood Tax* si risolve in una "irragionevolezza amministrativa" per mancanza di un'istruttoria idonea a dimostrare con certezza l'avvenuta traslazione. In altri termini, i "difetti strutturali" della disposizione attributiva del potere, rilevati dalla Corte costituzionale, hanno comportato "difetti funzionali", rilevati nella fase di applicazione della stessa.

In tema di ricorso avverso la comunicazione delle risultanze istruttorie, con la sentenza n. 2862/2016, il Consiglio di Stato ha confermato il proprio orientamento circa la non impugnabilità degli atti endoprocedimentali e in materia di non immediata e autonoma tutelabilità degli interessi meramente procedimentali, come quello alla conclusione nei termini del procedimento sanzionatorio.

Contenzioso post verifiche ispettive

Le sentenze pubblicate in questo ultimo anno confermano gli orientamenti giurisprudenziali affermatisi in materia di verifiche ispettive sugli impianti beneficiari degli incentivi CIP6. In particolare, con la sentenza n. 439/2016, il TAR Lombardia ha ribadito l'orientamento, già reiteratamente espresso, secondo il quale la determinazione, nella convenzione per la cessione di energia, della misura forfettaria di assorbimento

dei servizi ausiliari non assume carattere vincolante ai fini della quantificazione della misura dell'energia ammessa a beneficiare dell'incentivo. Inoltre, secondo il TAR, il riconoscimento degli incentivi è sempre soggetto al potere di controllo dell'Autorità, volto ad accertare l'effettiva sussistenza dei presupposti previsti nella convenzione di cessione dell'energia elettrica e autodichiarati e documentati dall'operatore ammesso all'incentivazione.

Sempre riferita a tale ambito, si segnala la sentenza n. 1672/2016 sulla nozione di servizi ausiliari, ove si afferma che, per quantificare l'energia assorbita dai servizi ausiliari di centrale, rileva il rapporto di "oggettiva funzionalità" tra struttura servente e impianto servito (sul tema anche la sentenza non definitiva del Consiglio di Stato n. 900/2016).

Sul piano procedimentale, la sentenza n. 1428/2016 del TAR Lombardia investe il tema della permanenza del potere ispettivo dell'Autorità anche al tempo in cui le convenzioni CIP6 siano scadute. Secondo la sentenza, la delibera 14 dicembre 2004, 215/04, non contiene preclusioni esplicite allo svolgimento di verifiche successive alla vigenza delle convenzioni. Peraltro, una siffatta preclusione si porrebbe in contrasto con il principio generale di buon andamento della pubblica amministrazione, sancito dall'art. 97 della Costituzione, atteso che si frapporrebbe un ostacolo ingiustificato al recupero degli incentivi indebitamente corrisposti (incentivi che sono finanziati dall'utenza tenuta a corrispondere la componente tariffaria A_3).

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

Le direttive comunitarie di prima generazione e i relativi decreti legislativi di recepimento n. 79/99 e n. 164/00 avevano già attribuito all'Autorità il potere di risoluzione delle controversie tra imprese che operano a diversi livelli della filiera energetica, in relazione alle modalità e ai termini di accesso alla rete. In seguito, la funzione giustiziale dell'Autorità è stata ulteriormente rafforzata dalle direttive di seconda e terza generazione, che attribuiscono all'Autorità il potere di dirimere, con decisione vincolante, le controversie infrastrutturali che insorgono nei mercati dell'energia elettrica e del gas. Dall'entrata in vigore della *Disciplina per la trattazione dei reclami presentati dagli operatori contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione*, approvata con la delibera dell'Autorità 18 maggio 2012, 188/2012/E/com, sono stati presentati 311 reclami. Di questi:

- 113 sono stati archiviati: per irricevibilità (14), per mancata regolarizzazione del reclamo entro i termini prescritti (6), per inammissibilità (52), per intervenuta transazione tra le parti nel corso del procedimento (10), ovvero per improcedibilità per sopravvenuta carenza di interesse (9) o per aver il gestore di rete soddisfatto, nel corso del procedimento, l'istanza del reclamante (20) o, ancora, per sostanziale coincidenza delle questioni devolute alla cognizione dell'Autorità giudiziaria e dell'Autorità (1) o per l'avvio, per la fattispecie oggetto dell'istanza, di un procedimento per l'esercizio dei poteri di cui alla lettera c), dell'art. 2, comma 20, della legge n. 481/95 (1);
- 37 sono in corso di trattazione;
- 161 sono stati oggetto di decisione.

La durata media di tali procedure gestite dall'Autorità e, quindi, il tempo medio necessario per la risoluzione delle

controversie tra operatori economici è di 5 mesi e 20 giorni; la percentuale di rispetto delle decisioni assunte dall'Autorità è del 100%. In particolare, l'86% delle decisioni è stato immediatamente ottemperato dalle parti, mentre nel restante 14%, l'ottemperanza è avvenuta a seguito dell'intervento dell'Autorità.

Settore elettrico

Con riferimento al settore elettrico, le decisioni adottate dall'Autorità nel corso dell'ultimo anno si riferiscono alle tematiche di seguito illustrate.

Con le delibere 1 aprile 2016, 153/2016/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla Società Lucon nei confronti di Enel Distribuzione, pratiche di connessione 79603730, 79130075, T0730802, T0718843, 79437394 e 75204322,* 28 aprile 2016, 199/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione relativo alla pratica di connessione 79684298,* e 28 aprile 2016, 200/2016/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla Società Eurogreen nei confronti di e-distribuzione, pratiche di connessione 80729713, 80727171 e 71345274,* l'Autorità ha respinto i reclami con i quali si contestava il mancato accoglimento, da parte del gestore della rete di distribuzione, delle richieste di modifica dei preventivi di connessione alla rete di distribuzione di alcuni impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. L'Autorità ha ritenuto il rifiuto del gestore legittimo e adeguatamente motivato, poiché le richieste di modifica dei preventivi, prevedendo lo spostamento dell'impianto di produzione su una particella catastale diversa e non adiacente alla particella catastale precedentemente indicata, erano in contrasto con il criterio stabilito dal gestore di rete (Guida per le connessioni di Enel Ed. 5.0).

Con le delibere 19 maggio 2016, 240/2016/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla Società Energika nei confronti di e-distribuzione, pratiche di connessione T0675270 e T0675271,* 19 maggio 2016, 241/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Eurogreen nei confronti di e-distribuzione, pratica di connessione T0684338,* 8 settembre 2016, 481/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Ditta individuale Mele Claudio nei confronti di e-distribuzione, relativo alla pratica di connessione T0711107* e 24 marzo 2017, 173/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Eurogreen nei confronti di Enel Distribuzione, relativo alla pratica di connessione 110712242,* l'Autorità ha, invece, accolto i reclami con i quali veniva contestato il diniego, opposto dal gestore della rete di distribuzione dell'energia elettrica, alla modifica di preventivi di connessione alla rete di impianti di produzione da fonti rinnovabili, ritenendo inadeguata la motivazione fornita dal gestore al rifiuto di elaborare un nuovo preventivo di connessione, basata esclusivamente sulla circostanza che la richiesta di modifica del preventivo contiene la contestuale istanza di spostamento dell'impianto e la modifica della soluzione tecnica per la connessione. Ciò in quanto ogni modifica del preventivo di connessione, che implichi lo spostamento del relativo impianto di produzione, comporta, necessariamente, il cambiamento anche della soluzione tecnica di connessione.

Del pari, con la delibera 30 marzo 2017, 197/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Eurogreen nei confronti di e-distribuzione, relativo alla pratica di connessione 114414041,* l'Autorità ha accolto il reclamo con il quale si contestava il rifiuto del gestore di rete di modificare il preventivo di connessione alla rete di un impianto di produzione da fonte rinnovabile, ritenendo inadeguata la motivazione fornita dal gestore, basata esclusivamente sull'imposizione, da parte del gestore medesimo, del vincolo di invarianza del "tronco di linea".

Infine, con la delibera 16 febbraio 2017, 55/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Lucon nei confronti di Enel Distribuzione, pratica di connessione T0723983,* l'Autorità ha accolto il reclamo, limitatamente alla richiesta del reclamante di vedersi corrisposto l'indennizzo previsto dall'art. 14, comma 1, del TICA, per il ritardo nella messa a disposizione del preventivo di connessione.

Con la delibera 29 luglio 2016, 429/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Confederazione Liberi Agricoltori Regionale Molise nei confronti di e-distribuzione, relativo alla pratica di connessione T0657501*, l'Autorità ha respinto il reclamo con il quale si contestava la soluzione tecnica minima contenuta nel preventivo di connessione, avendo ritenuto idonea la proposta formulata dal gestore della rete di valutare una modifica dell'assetto di esercizio della propria rete, in modo da poter connettere l'impianto di produzione del richiedente sulla linea elettrica più prossima all'ubicazione di tale impianto, invitando, nel contempo, quest'ultimo a presentare una nuova richiesta di connessione, essendo il precedente preventivo di connessione nel frattempo decaduto.

Del pari, con la delibera 14 luglio 2016, 388/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Ditta individuale Mele Claudio nei confronti di e-distribuzione, relativo alla pratica di connessione 104079607*, l'Autorità ha rigettato il reclamo, con il quale si contestava il mancato accoglimento della richiesta di modifica del preventivo di connessione, ritenendo corretto il comportamento del gestore, che ha valutato una richiesta di nuova connessione e una richiesta di modifica di un preventivo di connessione già emesso secondo l'ordine cronologico di presentazione delle relative istanze.

Con la delibera 28 giugno 2016, 345/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Eurogreen nei confronti di e-distribuzione, relativo alla pratica di connessione 104770507 (ex T0727441)*, l'Autorità ha accolto un reclamo in cui si contestavano le modalità di emissione, le tempistiche e i contenuti di un preventivo di connessione alla rete di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile. L'Autorità ha accertato che la modifica del codice di rintracciabilità della pratica di connessione, operata dal gestore di rete nel corso della procedura di connessione, si poneva in aperta violazione dell'art. 7, comma 3, lettera g), del *Testo integrato delle connessioni attive* - TICA (Allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08), la cui *ratio* è di fornire un riferimento univoco, in ordine all'identificazione della pratica stessa durante tutto il proprio iter. Nella specie, la modifica del codice di rintracciabilità, operata dal gestore unilateralmente e senza avvisare il titolare della pratica, aveva, invece, di fatto impedito al medesimo di rintracciare, univocamente e immediatamente, le prestazioni rese nel corso dell'iter di connessione.

Con la delibera 16 giugno 2016, 309/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Benedini Costruzioni nei confronti di Azienda Energetica Reti*, dato che l'impianto di produzione di energia elettrica non è stato realizzato per cause indipendenti dalla volontà del produttore, l'Autorità ha ritenuto equo che il gestore, per un verso, trattenesse la parte di corrispettivo a copertura dei costi già sostenuti in relazione alla pratica e, per l'altro, restituisse gli importi non ancora utilizzati per remunerare eventuali attività strettamente funzionali rispetto alla connessione dell'impianto di produzione.

Con la delibera 16 giugno 2016, 310/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Zecca Prefabbricati nei confronti di e-distribuzione, relativo al POD IT001E71948548*, l'Autorità ha accolto il reclamo avente ad oggetto la cessione della titolarità di uno dei due POD inerenti alla medesima pratica di connessione alla rete elettrica di un impianto di produzione, non avendo rilevato ragioni ostative a che l'efficacia dell'assegnazione del POD retroagisse al momento dell'accordo di assegnazione stipulato in una delle fasi che precedono l'immissione in rete dell'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile.

Con la delibera 4 agosto 2016, 451/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Triera Power nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha accolto il reclamo con il quale si contestava la condotta del gestore, in merito al completamento dell'iter per la connessione di un impianto di produzione da fonte rinnovabile. Infatti, il gestore, avendo attivato la connessione e proceduto all'entrata in esercizio dell'impianto, senza che tale impianto avesse prima ottenuto l'*Abilitazione ai fini dell'attivazione e dell'esercizio* sul sistema di Gestione delle anagrafiche uniche degli impianti di produzione e delle relative unità (GAUDÌ), ha violato l'obbligo di cui all'art. 10, comma 11, del TICA; il gestore, inoltre, non avendo ottemperato all'obbligo di confermare, entro cinque giorni lavorativi dall'attivazione della connessione, l'entrata in esercizio dell'impianto sul sistema GAUDÌ, inserendo la data di attivazione della connessione ed entrata in esercizio dell'Unità di produzione e del relativo impianto, ha violato anche l'art. 10, comma 12, del TICA.

Con la delibera 29 luglio 2016, 430/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Elettrica Italiana nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, accogliendo il reclamo con cui si

contestava l'annullamento della pratica di connessione, ha stabilito che deve considerarsi regolarmente accettato il preventivo di connessione nel caso in cui il produttore, entro il termine di validità dello stesso, alleghi alla comunicazione di accettazione la ricevuta di bonifico rilasciata dal proprio istituto bancario (art. 7, comma 6, lettera a), del TICA. La prova del pagamento della quota del corrispettivo di connessione dovuta all'atto di accettazione del preventivo può ritenersi, infatti, soddisfatta dalla trasmissione al gestore di rete della ricevuta di bonifico, dalla quale si evince che il 45° (ultimo) giorno di validità del preventivo di connessione, il pagamento a favore del gestore di rete è stato addebitato sul conto corrente del produttore.

Con la delibera 20 ottobre 2016, 579/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Eurogreen nei confronti di e-distribuzione, relativo alla pratica di connessione 108387025*, l'Autorità, rigettando il reclamo, ha ritenuto giustificata la limitazione di potenza applicata dal gestore di rete di distribuzione alla richiesta di connessione di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile, nel punto di connessione indicato dal richiedente, ex art. 6, comma 4, del TICA, in quanto motivata dalla necessità di contenere le variazioni della tensione in regime permanente e transitorio sulla rete in media tensione interessata dalla connessione entro i livelli previsti dalle norme tecniche di riferimento.

Con le delibere 16 settembre 2016, 494/2016/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla Ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di e-distribuzione, in relazione alle pratiche di connessione 103574740 e 92263386*, 16 settembre 2016, 493/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Lucon nei confronti di e-distribuzione, relativo alla pratica di connessione 86373511*, e 4 novembre 2016, 620/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di e-distribuzione, relativo alla pratica di connessione T0711118*, l'Autorità ha respinto i reclami con i quali si contestavano i dinieghi di modifica del preventivo di connessione alla rete di distribuzione elettrica di quattro impianti di produzione, avendo ritenuto adeguate, in tutti i casi, le motivazioni addotte dal gestore, poiché la saturazione della rete di distribuzione di energia elettrica e della capacità di trasporto non consentiva l'immissione dell'intera potenza richiesta dal produttore.

Nel caso della delibera 1 dicembre 2016, 697/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Eurogreen nei confronti di e-distribuzione relativo alla pratica di connessione T0660443*, l'Autorità ha rigettato il reclamo, poiché la richiesta di modifica del preventivo di connessione alla rete elettrica di un impianto di produzione non è stata sottoscritta dal titolare della pratica di connessione, ma da persona fisica alla quale il titolare del preventivo di connessione aveva in precedenza revocato il mandato con rappresentanza e, pertanto, non più autorizzata ad avanzare alcuna richiesta in nome e per conto del titolare del preventivo medesimo.

Con la delibera 15 dicembre 2016, 752/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Energyka nei confronti di e-distribuzione, relativo alla pratica di connessione 106930069*, l'Autorità ha accolto il reclamo con il quale veniva contestata l'eccessiva complessità della soluzione tecnica di connessione contenuta nel preventivo trasmesso dal gestore di rete, avendo accertato la violazione, da parte del gestore medesimo, dell'art. 7, comma 3, lettera b), del TICA (soluzione tecnica di connessione non al minimo tecnico).

Con la delibera 16 febbraio 2017, 54/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dall'Azienda agricola Le Comete nei confronti di Enel Distribuzione*, l'Autorità ha accolto il reclamo in ragione dell'ingiustificata negligenza del gestore di rete che, in violazione dell'art. 9, comma 6, del TICA, non ha fornito al richiedente la connessione le dovute informazioni in merito allo stato di avanzamento della procedura di connessione alla rete di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, con particolare riferimento allo stato di avanzamento dell'iter autorizzativo relativo alla realizzazione dell'impianto di rete per la connessione.

Infine, con la delibera 26 gennaio 2017, 24/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Lucon nei confronti di Enel Distribuzione, pratica di connessione 109494371 (ex 78279238)*, l'Autorità ha accolto il reclamo con il quale si contestava la decadenza del preventivo di connessione, avendo accertato la violazione, da parte del gestore, dell'art. 7, comma 3, lettera g), del TICA, avendo lo stesso gestore modificato il codice di rintracciabilità della pratica di connessione nella titolarità del richiedente, e attribuito al nuovo preventivo un codice di rintracciabilità diverso da quello precedentemente assegnato alla pratica, impedendo in tal modo al

richiedente di perfezionare l'accettazione del preventivo tramite il portale dei produttori.

Servizio di misura

Con la delibera 12 maggio 2016, 224/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Europe Energy Gas & Power nei confronti di Amet*, l'Autorità ha accolto il reclamo avente ad oggetto il mancato invio, da parte del gestore della rete di distribuzione elettrica, dei dati di misura relativi a punti di prelievo secondo le modalità e le tempistiche definite dall'Autorità. In particolare, l'Autorità ha ritenuto che l'inadeguatezza del software in dotazione non potesse giustificare la mancata o ritardata trasmissione dei dati di misura da parte del gestore della rete, in considerazione della qualifica professionale di esercente l'attività di trasporto, propria del gestore di rete.

Con la delibera 26 maggio 2016, 259/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Cooperativa SEA nei confronti di Selnet*, l'Autorità ha accolto il reclamo avente ad oggetto la mancata consegna delle *digital keys* (ovvero delle password necessarie per effettuare la telelettura dei dati di misura archiviati nei contatori installati presso i clienti finali e nei concentratori installati presso le cabine secondarie della rete di distribuzione) per la telelettura dei misuratori elettronici e dei concentratori ricompresi nel ramo di azienda relativo alla distribuzione dell'energia elettrica, ceduto al reclamante. Ciò in quanto l'Autorità, avendo accertato l'impossibilità, in assenza delle *digital keys*, di esercire il servizio di misura in conformità alle regole dettate dall'Autorità, ha evidenziato come le *digital keys* costituiscano parte integrante del ramo di azienda relativo alla distribuzione di energia elettrica e non possano non essere comprese tra i beni oggetto di una cessione del ramo d'azienda (rete di distribuzione elettrica), pena l'impossibilità stessa di esercire il servizio di misura conformemente alle regole definite dall'Autorità.

Con la delibera 14 luglio 2016, 386/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Amarossi Energia & C nei confronti di e-distribuzione, relativo ai POD IT001E49682132 e IT001E496259823*, l'Autorità ha stabilito che il gestore di rete, in qualità di soggetto responsabile dell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, al fine di garantire la corretta erogazione del servizio medesimo, è tenuto ad eseguire, su richiesta e in contraddittorio con il produttore, la verifica dei trasformatori voltmetrici (TV) e/o di quelli amperometrici (TA), nonché del contatore installato sul punto di immissione.

Con le delibere 8 settembre 2016, 480/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Servizi Unindustria Multiutilities nei confronti di e-distribuzione*, e 15 dicembre 2016, 753/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalle società Ascotrade, Estenergy e dalla Società Veritas Energia nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, in entrambi i casi, ha parzialmente accolto il reclamo nella parte avente ad oggetto l'errata determinazione delle misure di energia elettrica stante il malfunzionamento del gruppo di misura. Infatti, l'Autorità, nelle decisioni, ha ritenuto che il comportamento tenuto dal gestore, a seguito del rilevamento dell'errore di misura, fosse conforme alla regolazione, avendo lo stesso gestore fornito un'accurata spiegazione in merito alla ricostruzione delle misure dell'energia elettrica prelevata nel periodo di malfunzionamento del contatore.

Con la delibera 19 gennaio 2017, 9/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Exergia nei confronti di Enel Distribuzione*, l'Autorità ha accolto il reclamo con il quale l'utente della rete di trasporto lamentava di aver ricevuto, dal gestore di rete, numerose comunicazioni di rettifica delle fatture relative al servizio di trasporto dell'energia elettrica, per importi maggiori di quelli precedentemente fatturati. Nella fattispecie, l'Autorità ha accertato la violazione dell'obbligo di cui all'art. 21 del TIT (per il periodo di regolazione 2008-2011) e all'art. 4 del TIME (per il periodo di regolazione 2012-2015), non avendo il gestore di rete, in esecuzione del contratto di trasporto e di misura dell'energia elettrica, erogato correttamente il servizio di misura a causa dell'errata impostazione della costante di lettura "K" dei misuratori.

Interruzione della fornitura

Con le delibere 4 agosto 2016, 450/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società VRD 12 nei confronti di e-distribuzione*, e 3 marzo 2017, 93/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società VRD 13 nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha accertato l'inadempimento all'obbligo previsto dall'art. 48, comma 1, del TIQE, non avendo l'impresa di distribuzione avvisato l'utente interessato con modalità idonee ad assicurarne

un'adeguata informazione, in occasione di interruzioni dovute all'esecuzione di interventi e manovre programmati sulla propria rete di distribuzione in media tensione.

Con la delibera 29 settembre 2016, 526/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Amarossi Energia & C nei confronti di e-distribuzione, relativo a due impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica, connessi alla rete in corrispondenza dei POD IT001E49682132 e IT001E49625982*, l'Autorità, avendo rilevato dai dati di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica riferiti al reclamante (utente connesso alla rete di distribuzione in media tensione) il mancato rispetto, da parte dell'impresa di distribuzione, dei livelli specifici di continuità nell'erogazione del servizio, essendosi registrato un numero di interruzioni senza preavviso, lunghe e brevi, che superano il limite stabilito dalla regolazione, ha imposto alla impresa di distribuzione di corrispondere un indennizzo automatico a favore dell'utente in media tensione.

Infine, con la delibera 22 dicembre 2016, 770/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società VRD 8 nei confronti di Distribuzione Elettrica Adriatica*, l'Autorità, accogliendo il reclamo, ha stabilito che non è conforme all'obbligo di cui all'art. 48, comma 1, del TIQE, la condotta del distributore il quale, in occasione di interruzioni con preavviso per l'esecuzione di interventi e di manovre programmati sulla propria rete di distribuzione non dovuti a guasti o emergenze, non dia agli utenti interessati un preavviso di almeno tre giorni lavorativi. Nella specie, il gestore non ha rispettato il suddetto termine, avendo comunicato all'utente interessato la data e gli orari di interruzione dell'erogazione di energia elettrica con un solo giorno di anticipo rispetto alla data di sospensione della fornitura.

Agevolazioni tariffarie

Con la delibera 526/2016/E/eel, l'Autorità ha ribadito che spetta al gestore, in qualità, sia di soggetto responsabile del servizio di misura, che di soggetto responsabile dell'applicazione dell'art. 19 del *Testo integrato trasporto per il periodo regolatorio 2012-2015* (TIT), il compito di monitorare la potenza massima prelevata sui punti di connessione interessati dall'esenzione dei corrispettivi di trasporto, al fine di verificare l'eventuale superamento della potenza dichiarata dal produttore. Il gestore deve, quindi, attivarsi tempestivamente nei confronti del produttore, ogni volta che riscontri un superamento del livello di potenza dichiarata. Pertanto, l'Autorità ha ritenuto, con riferimento al caso di specie, che il notevole lasso di tempo trascorso prima che il gestore effettuasse i dovuti conguagli fosse eccessivo e non giustificabile, considerata la diligenza richiesta ad un operatore economico professionale, esercente un servizio di pubblica utilità, nell'adempimento dei propri obblighi.

Con le due identiche delibere, 27 ottobre 2016, 599/2016/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla Società Nepos Energia nei confronti di e-distribuzione*, e 27 ottobre 2016, 598/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Arxel Energia nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha respinto i reclami aventi ad oggetto l'applicazione delle agevolazioni tariffarie per i prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e, più nel dettaglio, il momento a partire dal quale il distributore deve riconoscere al produttore le agevolazioni tariffarie. Nella specie, infatti, il distributore ha correttamente applicato le condizioni tariffarie agevolate a partire dal primo giorno del secondo mese successivo a quello in cui è entrato nella disponibilità della certificazione asseverata da perizia indipendente. Ciò perché la FAQ con cui l'Autorità ha chiarito che gli operatori che inviano, oltre la data del 30 giugno 2008, la certificazione attestante la potenza dell'impianto di produzione destinata ai servizi ausiliari di generazione, hanno diritto all'applicazione delle condizioni tariffarie agevolate per i predetti servizi ausiliari entro il primo giorno del secondo mese successivo a quello in cui la certificazione viene resa disponibile all'impresa distributrice, è da ritenersi applicabile anche alla disciplina contenuta nell'art. 19 del TIT 2012-2015.

Reti interne di utenza

Con la delibera 10 novembre 2016, 643/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Exergia nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, con riferimento alla Rete interna di utenza (RIU) di Torviscosa (UD), ha accertato il diritto del reclamante al conguaglio della differenza fra il *quantum* dei corrispettivi tariffari di trasporto, calcolato sulla base dell'energia elettrica consumata dalle singole utenze, e il *quantum* da calcolarsi sulla base

dell'energia elettrica prelevata nei punti di connessione con la rete pubblica. Nondimeno, quanto all'obbligo del gestore di effettuare da subito il conguaglio richiesto, l'Autorità, una volta accertato che la RIU di Torviscosa è gestita in "configurazione aperta" sin dal 2009, ha rilevato come nella specie, con la delibera 10 marzo 2016, 101/2016/R/eel, non abbia consentito ad oggi di riconoscere l'esistenza di un obbligo, in capo al gestore, di immediata restituzione dei corrispettivi di trasporto da questi versati descritte nel seguito.

Mercato all'ingrosso

Con la delibera 15 dicembre 2016, 751/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società E.JA nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, respingendo il reclamo, ha stabilito che l'inclusione degli oneri generali nel calcolo della garanzia finanziaria si giustifica, essendo detta garanzia, richiesta dal gestore per l'accesso alla rete, stata prevista dalle condizioni generali di contratto precedentemente praticate dal gestore della rete di distribuzione, accettate dal reclamante ed eventualmente rinegoziate tra le parti, in forza di quanto previsto dalla sentenza del Consiglio di Stato, sezione VI, 24 maggio 2016, n. 2182/2016. Infatti, nei contratti di trasporto tra il gestore della rete di distribuzione e gli utenti della rete, l'autonomia contrattuale si esprime nella predisposizione, da parte del gestore, di condizioni generali di contratto e nella successiva accettazione o meno delle stesse da parte degli utenti della rete. In altri termini, l'assetto delle condizioni generali di contratto in tema di garanzie praticate dal distributore prima della delibera 612/2013/R/eel, dovrebbe trovare applicazione anche con riferimento alle posizioni maturate nel periodo successivo a tale provvedimento, e sino al 31 dicembre 2015. In definitiva, ciò perché la predetta sentenza n. 2182/2016 ha disposto l'annullamento della citata delibera 612/2013/R/eel, sulla base della ravvisata carenza di potere dell'Autorità a integrare i contratti di trasporto nel punto in questione, e non perché il divieto di computare gli oneri generali costituisca una norma imperativa di legge.

Settore gas

Con riferimento al settore del gas naturale, le decisioni adottate dall'Autorità hanno riguardato le tematiche descritte nel seguito.

Accesso per sostituzione nella fornitura ai clienti finali (switching)

Con la delibera 26 gennaio 2017, 25/2017/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Goldenergy nei confronti di Ireti*, l'Autorità ha accolto il reclamo con il quale un esercente il servizio di vendita contestava la mancata accettazione, da parte del gestore, della revoca della richiesta di accesso per sostituzione nella fornitura del gas naturale presso un punto di riconsegna. In particolare, l'Autorità ha accertato la violazione, da parte del gestore, dell'art. 39-*ter* dell'Allegato A alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane* (TIVG), con riferimento sia al contenuto della comunicazione di revoca della richiesta di accesso per sostituzione nella fornitura inviata al gestore sia alla individuazione del termine per l'esercizio della revoca della richiesta di accesso.

Allocazione dei volumi di gas

Con la delibera 14 luglio 2016, 387/2016/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Pomi Gas & Power nei confronti di Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas*, l'Autorità ha ricordato che, qualora il distributore non inserisca nella apposita piattaforma informatica i dati di prelievo relativi ai punti di riconsegna e l'utente della distribuzione (UdD), in conseguenza di tale condotta omissiva, paghi una penale per il superamento della capacità di trasporto contrattualmente impegnata con il proprio utente del bilanciamento, la regolazione vigente non prevede il conguaglio di quanto indebitamente versato a titolo di penale. Nondimeno, nel caso di specie, l'Autorità ha ritenuto equo che l'importo della penale

già corrisposta dall'UdD, venisse ripartito nella misura di 2/3 a carico del distributore, per il mancato inserimento dei dati di prelievo nella piattaforma informatica, e nella misura di 1/3 a carico dell'UdD, per non avere quest'ultimo né comunicato né tempestivamente segnalato al distributore le anomalie riscontrate in relazione ai prelievi allocati. La *ratio* complessiva ricavabile dalla regolazione vigente è, infatti, nel senso che entrambi i soggetti - impresa di distribuzione e UdD - sono tenuti a porre in essere comportamenti sinergicamente diretti al rispetto della disciplina regolatoria.

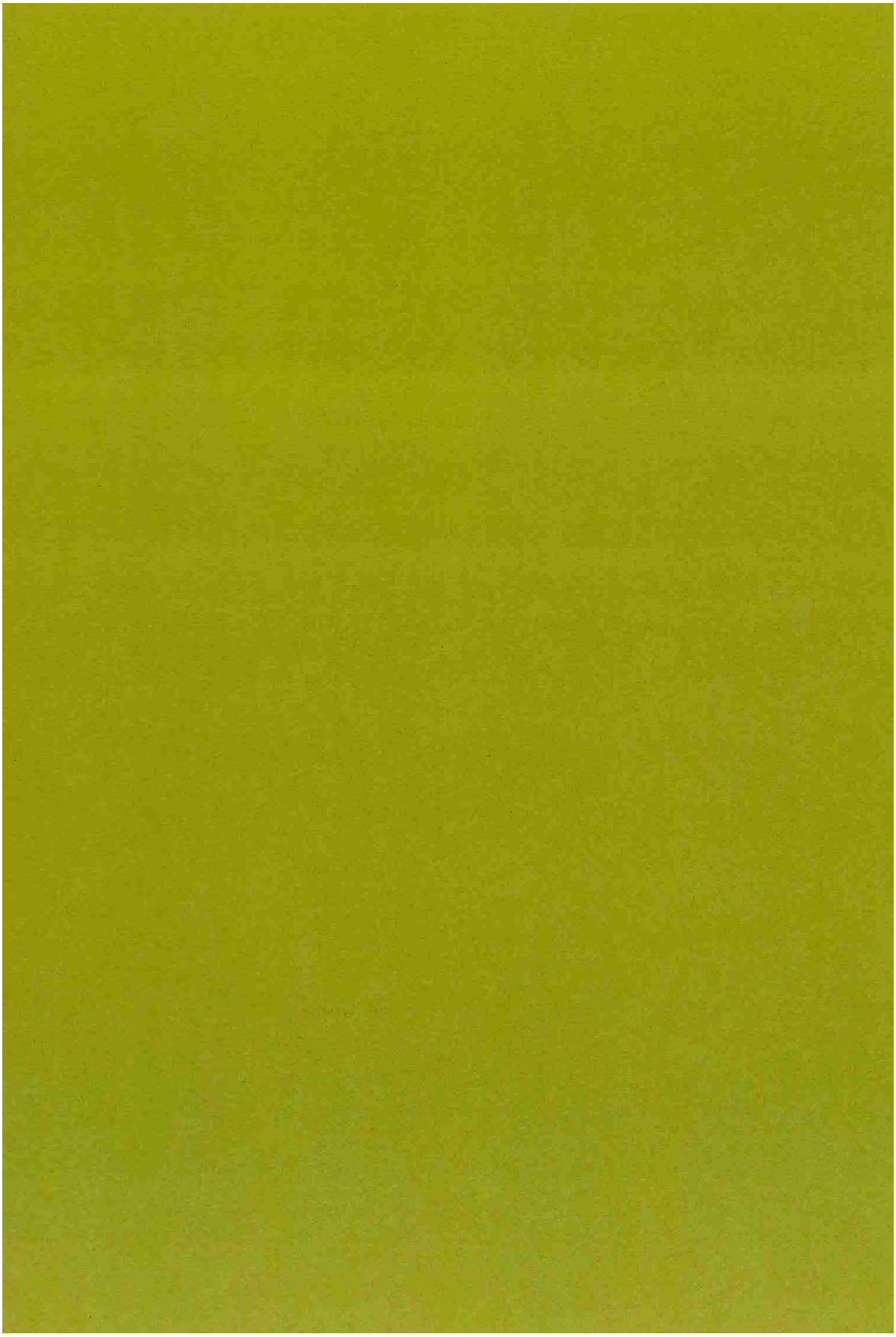
Codici di rete

Con la delibera 6 dicembre 2016, 728/2016/E/gas, *Decisione del reclamo presentato da Estra Energie nei confronti del Consorzio Simegas*, l'Autorità ha stabilito che, in applicazione del fondamentale principio di libero accesso alle infrastrutture di rete, non è legittimo far sottoscrivere all'utente della rete di distribuzione un contratto integrativo del contratto di distribuzione, avendo il distributore aderito al Codice di rete tipo. Pertanto, ogni diversa condizione contrattuale apposta dal gestore, per esempio, come nel caso di specie, in materia di garanzia finanziaria, è da ritenersi in contrasto con la vigente regolazione.

Con la delibera 16 febbraio 2017, 56/2017/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Velga nei confronti di Snam Rete Gas*, l'Autorità ha rigettato il reclamo con il quale si contestava la mancata accettazione, da parte del gestore di rete, delle garanzie presentate a copertura dei corrispettivi di conferimento della capacità di trasporto per l'anno termico 2016-2017. Nella specie, le garanzie bancarie necessarie a consentire il conferimento di capacità, oltre ad essere state trasmesse con una modalità di notifica diversa da quella specificata sul sito del gestore di rete, sono state redatte su un modello non conforme a quello previsto dal Codice di rete del gestore medesimo. Nel rigettare il reclamo, l'Autorità ha ricordato che il gestore di rete, nell'esercizio della propria autonomia imprenditoriale, dispone di un certo margine di apprezzamento discrezionale nell'applicare gli istituti previsti dalla regolazione e attuati nel Codice di rete a tutela del credito maturato nell'ambito del servizio di trasporto e di bilanciamento; ciò posto, l'Autorità non ha ravvisato violazioni, da parte del gestore di rete, del proprio Codice di rete, né inefficienze tali da pregiudicare i diritti del reclamante, ben rientrando l'applicazione rigorosa delle clausole del Codice di rete nella piena disponibilità del gestore medesimo.

Trasmissione dei dati di misura

Con la delibera 9 marzo 2017, 121/2017/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Sorgenia nei confronti della Società Italiana per il Gas. – Italgas*, l'Autorità ha accolto il reclamo, con il quale un esercente la vendita di gas naturale ha contestato il mancato invio, da parte del gestore di rete, dei flussi di misura TML, TGL, TAL, SW 0300/0350/0351 in formato *xml*.



7.

Tutela dei consumatori

Intersettoriale

Regolazione del mercato elettrico e del gas

Mercato elettrico

Nel settore dell'energia elettrica, la legge 3 agosto 2007, n. 125, ha completato la liberalizzazione del mercato *retail* ed ha al contempo istituto il servizio di maggior tutela, disciplinato dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico e destinato ai clienti domestici e alle piccole imprese che non scelgono un venditore nel mercato libero. Il servizio di maggior tutela assolve a una duplice finalità consistente nell'assicurare, da un lato, la continuità del servizio elettrico (funzione di servizio universale) e, dall'altro, una qualità (contrattuale) specifica a prezzi ragionevoli (funzione di controllo di prezzo). La regolazione del servizio da parte dell'Autorità avviene in ossequio ai principi di temporaneità rispetto al processo di apertura del mercato e di proporzionalità, individuati dalla Corte di giustizia europea[1].

In relazione al contesto di mercato discendente dalle innovazioni introdotte nel 2007, anche tenuto conto del principio di temporaneità, l'Autorità ha condotto il procedimento, avviato con la delibera 4 giugno 2015, 271/2015/R/com, per la definizione di un percorso di riforma (c.d. *Roadmap*) con l'obiettivo generale di sviluppo di un mercato efficiente della vendita di energia elettrica al dettaglio, attraverso il consolidamento della fornitura del mercato libero, quale unica modalità ordinaria di approvvigionamento anche per i clienti di piccole dimensioni (clienti domestici e piccole imprese).

Anche in ossequio al principio di proporzionalità, che si sostanzia nell'adozione di misure coerenti con l'effettiva evoluzione della situazione che caratterizza il mercato di riferimento, la valutazione delle opzioni di intervento è avvenuta rispetto non solo alle condizioni dell'offerta, bensì anche a quelle della domanda. In altre parole, gli interventi sono stati calibrati per tenere conto dell'effettiva capacitazione dei clienti di piccole dimensioni e della sua evoluzione nel tempo.

L'intervento dell'Autorità ha, pertanto, seguito due linee di intervento.

La prima ha previsto la riforma del servizio di maggior tutela, al fine di renderlo via via più coerente con il ruolo di servizio universale che esso è destinato ad assumere, con l'affermazione del mercato quale unica normale modalità di approvvigionamento di energia elettrica per la generalità dei clienti. Ciò ha richiesto di rivalutare, tra l'altro, le modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela, in particolare per quanto riguarda i corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento[2] e dei costi di commercializzazione, per i quali è ragionevole attendersi - una volta che il servizio di maggior tutela si evolva, assumendo la connotazione di servizio universale utilizzato da un numero sempre più limitato di clienti - che i valori unitari per cliente aumentino rispetto a quelli attuali, allontanandosi dalle condizioni di prezzo cui i clienti hanno normalmente accesso approvvigionandosi sul mercato libero.

La seconda linea di intervento è finalizzata a supportare la maturazione del mercato *retail* nel segmento dei clienti di piccole dimensioni, facilitando l'accesso di tale clientela al mercato, attraverso un'evoluzione dei meccanismi di tutela "guidata e vigilata" dall'Autorità, con il superamento dell'attuale alternanza tra il servizio di maggior tutela e il mercato libero, tramite l'introduzione della *Tutela SIMILE*.

Nel corso del 2016, sono stati definiti gli interventi sia per favorire il graduale assorbimento dei meccanismi di tutela di prezzo sia per consentire la maturazione di un mercato *retail* di massa e, quindi, l'uscita volontaria e consapevole dei clienti finali dagli attuali servizi di tutela verso il mercato libero.

1 Sentenza della Corte di Giustizia europea - Grande Sezione, 20 aprile 2010, procedimento C-265/08.

2 Tali costi sono determinati dall'Autorità al termine di ciascun trimestre per il trimestre successivo e, dunque, necessariamente basati sulle stime dei costi di approvvigionamento da parte dell'Acquirente unico, inclusivi delle eventuali coperture contro la volatilità dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica.

Tutela SIMILE

Nell'ambito del procedimento di riforma dei meccanismi di mercato per la tutela di prezzo, nel corso del 2016 è stato emanato il documento per la consultazione 25 febbraio 2016, 75/2016/R/eel, che ha sviluppato gli orientamenti finali dell'Autorità in tema di servizio di maggior tutela riformato, con l'introduzione della *Tutela SIMILE*, in altre parole di una tutela simile ad una fornitura del mercato italiano libero di energia elettrica.

La disciplina del nuovo regime è stata approvata con la delibera 7 luglio 2016, 369/2016/R/ eel, e si sostanzia in un ambiente di negoziazione sorvegliato, atto ad agevolare la partecipazione del cliente al mercato libero; in particolare, si prevede che:

- la partecipazione dei clienti finali abbia carattere facoltativo e sia riservata ai clienti serviti in maggior tutela (o ai clienti che richiedono una voltura o una nuova attivazione aventi diritto al servizio di maggior tutela);
- possano erogare la *Tutela SIMILE* solo i fornitori in possesso di predeterminati requisiti e a tal fine abilitati, identificati a valle di una apposita procedura di selezione condotta dall'Acquirente unico in qualità di amministratore della medesima *Tutela SIMILE*, sulla base dei criteri e delle tempistiche definite dalla delibera 369/2016/R/eel e secondo quanto stabilito dal regolamento a tal fine predisposto dallo stesso Acquirente unico, approvato con la delibera 29 settembre 2016, 541/2016/R/eel;
- l'Acquirente unico conduca un monitoraggio trimestrale in ordine al mantenimento dei requisiti necessari all'abilitazione del singolo fornitore e svolga attività di reportistica nei confronti dell'Autorità;
- il contatto tra il cliente finale e il fornitore ammesso avvenga mediante un sito internet predisposto dall'Acquirente unico (www.portaletutelasimile.it), dove i clienti possono acquisire informazioni generali sul nuovo regime, confrontare le offerte dei fornitori ammessi e contattare il fornitore prescelto;
- il cliente che intende scegliere un fornitore di *Tutela SIMILE* venga reindirizzato a una specifica pagina web predisposta dal medesimo fornitore e interamente dedicata a tale servizio, anch'essa soggetta al monitoraggio dell'Acquirente unico;
- il contratto possa essere sottoscritto nel periodo 1 gennaio 2017 – 30 giugno 2018 e preveda condizioni standard, definite dall'Autorità, con oggetto la sola fornitura di *Tutela SIMILE* (è, pertanto, esclusa la possibilità di fornire servizi aggiuntivi); le condizioni economiche siano pari a quelle del servizio di maggior tutela, al netto di uno sconto espresso in euro da corrispondere nella prima fattura (c.d. "bonus *una tantum*"); lo sconto sia differenziato tra clienti domestici e clienti non domestici e sia liberamente definito da ciascun fornitore ammesso in sede di istanza di abilitazione al nuovo regime. La scelta di definire condizioni contrattuali standard e condizioni economiche uguali a quelle del servizio di maggior tutela, al netto dello sconto, mira a massimizzare la comparabilità delle offerte di *Tutela SIMILE* tra di loro e rispetto a quelle della maggior tutela, al fine di facilitare la scelta del cliente e, quindi, il suo passaggio al mercato libero;
- il cliente possa accedere al nuovo regime solo una volta ed il contratto abbia durata di un anno a partire dalla data di *switching* e non sia rinnovabile;
- al termine della *Tutela SIMILE*, il cliente possa scegliere se continuare ad essere servito nel mercato libero dal fornitore ammesso o da un altro venditore liberamente scelto oppure se rientrare nel servizio di maggior tutela; in mancanza di una scelta espressa, il cliente continuerà ad essere servito dal fornitore di *Tutela SIMILE*, che gli applicherà le condizioni previste dalla c.d. "offerta PLACET", per una descrizione più approfondita della quale si rimanda al relativo paragrafo di questo Capitolo;
- per accedere al nuovo regime, il cliente finale possa avvalersi dell'aiuto dei facilitatori, soggetti deputati a coadiuvare il cliente nella comprensione ed eventualmente nella sottoscrizione del contratto. Possono operare come facilitatori, previo accreditamento presso l'Acquirente unico, soltanto le associazioni dei consumatori riconosciute nell'ambito del Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU), di cui al decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206, c.d. "Codice del consumo", e le associazioni aderenti al Protocollo di intesa tra l'Autorità e le organizzazioni di rappresentanza delle piccole e medie imprese in qualità di consumatori di energia elettrica e di gas naturale, di cui alla delibera 20 dicembre 2012, 549/2012/E/com. In particolare, risultano accreditate 14 associazioni dei consumatori e quattro organizzazioni di rappresentanza delle piccole e medie imprese;
- il ricorso al facilitatore da parte del singolo cliente finale sia gratuito. Tuttavia i facilitatori, a fronte di ogni contratto di *Tutela SIMILE* concluso con il loro supporto, ricevono un

contributo forfettario il cui importo, definito dalla delibera 24 novembre 2016, 689/2016/R/eel, risulta pari a 15 €, in caso di contratto concluso da un cliente domestico, e a 25 €, in caso di contratto concluso da un cliente non domestico; il contributo è erogato a valere sul Conto qualità dei servizi elettrici e promozione selettiva degli investimenti, di cui all'art. 48, comma 48.1, lettera f), del *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica* (TIT 2016-2019, Allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel).

I fornitori ammessi alla *Tutela SIMILE*[3] sono riportati nella tavola 7.1, con l'indicazione dei bonus *una tantum* da loro offerti[4], differenziati per clienti domestici e non domestici.

TAV. 7.1

Elenco dei fornitori ammessi alla Tutela SIMILE

FORNITORE AMMESSO	BONUS PER I CLIENTI DOMESTICI €	BONUS PER I CLIENTI NON DOMESTICI €
A.I.M. Energy	50,00	100,00
A2A Energia	40,00	80,00
Agsm Energia	60,00	110,00
Alperia Energy	25,00	10,00
Ascotrade	33,00	70,00
Axpo Italia	40,00	80,00
Bluenergy Group	65,00	100,00
Dolomiti Energia	31,00	61,00
E.On Energia	70,00	120,00
Edison Energia	55,00	40,00
Enel Energia	33,00	90,00
Enercom	20,00	40,00
Enerxenia	30,00	50,00
Engie Italia	115,00	200,00
Eni	106,00	106,00
Estenergy	35,00	50,00
Gas Natural Vendita Italia	75,00	150,00
Gelsia	33,00	70,00
Green Network	40,20	82,80
Hera Comm	80,00	30,00
Illumia	65,15	81,15
Iren Mercato	12,00	20,00
Linea Più	65,00	80,00
Sgr Servizi	40,80	96,60
Sinergas	10,00	30,00
Sorgenia	36,00	52,00
Vivigas	84,00	102,00

3 Elenco fornitori aggiornato alla data del 9 marzo 2017.

4 Il bonus *una tantum* è fisso per tutta la durata della *Tutela SIMILE* dall'1 gennaio 2017 al 30 giugno 2018.

Servizio di maggior tutela: revisione delle condizioni di erogazione del servizio

La revisione delle condizioni di erogazione del servizio di maggior tutela, attuata con la delibera 4 novembre 2016, 633/2016/R/eel, ed operativa dall'1 gennaio 2017, persegue l'obiettivo di rendere le caratteristiche di questo servizio maggiormente coerenti con quelle di servizio universale, ruolo che la maggior tutela è destinata ad assumere con il progressivo affermarsi del mercato libero come modalità ordinaria di approvvigionamento dell'energia elettrica.

In particolare, con la citata delibera l'Autorità è intervenuta sia sulle condizioni contrattuali sia su quelle economiche del servizio di maggior tutela.

Con riferimento al primo aspetto, è stata rivista la disciplina della rateizzazione del deposito cauzionale nei casi di nuova attivazione del servizio, superando la precedente impostazione e stabilendo che tale deposito, ove previsto, debba essere versato in un'unica soluzione.

In merito alle condizioni economiche, sono state modificate le modalità per la determinazione dei corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica. Nello specifico:

- è stato previsto che il costo di acquisto dell'energia elettrica (elemento PE del corrispettivo PED) sia determinato con esclusivo riferimento al prezzo nei mercati a pronti all'ingrosso dell'energia elettrica;
- per il costo complessivo di approvvigionamento dell'energia elettrica (elementi PE e PD del corrispettivo PED), è stata estesa a tutti i clienti finali la logica di determinazione di tipo trimestrale, in luogo di quella annuale fino a quel momento utilizzata per i clienti domestici e per una quota residuale dei clienti non domestici. Pertanto, a partire dall'1 gennaio 2017, il corrispettivo PED è determinato con riferimento alla stima dei costi per l'approvvigionamento dell'energia elettrica nel trimestre oggetto di aggiornamento, ponderata con il profilo di prelievo dei clienti appartenenti a ciascuna tipologia contrattuale.

È stata confermata la metodologia per il calcolo del recupero relativo alla differenza tra la stima dei costi e la stima dei ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela nell'anno solare in cui gli aggiornamenti hanno luogo. La metodologia prevede che la stima dei predetti importi sia recuperata nei successivi sei mesi, mediante un'aliquota unitaria il cui valore viene cumulato all'importo derivante dalla stima dei costi di acquisto e dispacciamento relativa alla quantificazione degli elementi PE e PD.

La menzionata delibera 633/2016/R/eel ha poi disposto interventi finalizzati alla confrontabilità e al coordinamento con la disciplina della *Tutela SIMILE*. Al riguardo, in particolare:

- sono stati definiti i corrispettivi per il servizio di dispacciamento che concorreranno alla determinazione dell'elemento PD per l'anno 2017, prevedendo tra l'altro la determinazione, per tutto l'anno 2017, del corrispettivo a copertura degli oneri di sbilanciamento a partire dal valore storico dei costi di sbilanciamento dell'Acquirente unico ed effettuando una stima secondo un approccio prudenziale;
- è stato aggiornato il livello del corrispettivo PPE a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela, prevedendo che il suo livello sia predeterminato e mantenuto fisso per tutto l'anno 2017. Ciò è risultato necessario poiché il corrispettivo PPE non trova applicazione nei contratti di *Tutela SIMILE*, per i quali è tuttavia prevista l'applicazione del corrispettivo PCR a copertura dei rischi connessi alle modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso; ai sensi della disciplina relativa alla *Tutela SIMILE*, è previsto che i predetti corrispettivi assumano il medesimo valore e possano essere rivisti al rialzo a partire dal 2018;
- è stato aggiornato il corrispettivo PCV relativo all'attività di commercializzazione al dettaglio dell'energia elettrica, applicato in egual misura sia nel regime di maggior tutela sia nel regime di *Tutela SIMILE*. Al riguardo è stata effettuata la determinazione del corrispettivo per tutto il periodo di durata della *Tutela SIMILE* (vale a dire fino al 30 giugno 2018), con riferimento ai costi di un operatore efficiente del mercato libero e tenendo al contempo conto della stima dei costi sostenuti o che si prevede saranno sostenuti nel corso degli anni 2016 e 2017, relativi ad interventi avviati (o da avviare) dovuti a nuovi provvedimenti regolatori (per un esame più dettagliato in merito alle modalità di determinazione del corrispettivo PCV, si rimanda al paragrafo successivo relativo alle modifiche delle componenti di commercializzazione al dettaglio).

Servizio di maggior tutela: modifiche delle componenti di commercializzazione al dettaglio

Con le delibere 633/2016/R/eel e 29 dicembre 2016, 816/2016/R/eel, l'Autorità ha aggiornato i livelli delle componenti di commercializzazione al dettaglio del servizio di maggior tutela. In particolare, sono stati aggiornati i valori:

- del corrispettivo PCV relativo ai costi di commercializzazione di un operatore efficiente del mercato libero, definito per il periodo 1 gennaio 2017 - 30 giugno 2018;
- della componente RCV per la remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela, definita per il periodo 1 gennaio 2017 – 31 dicembre 2017;
- della componente $DISP^{BT}$, a restituzione del differenziale tra quanto complessivamente pagato dai clienti finali in maggior tutela a titolo di corrispettivo PCV e quanto riconosciuto agli esercenti mediante le componenti RCV. Tale componente è di norma soggetta ad aggiornamento all'inizio dell'anno, ma può subire successive modifiche, in occasione degli aggiornamenti trimestrali delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela.

Ai fini del suddetto aggiornamento, a partire dall'1 gennaio 2017 l'Autorità ha confermato le modalità di definizione delle singole componenti relative alla commercializzazione previste, per l'anno 2016, dalla delibera 28 dicembre 2015, 659/2015/R/eel, provvedendo alla quantificazione delle medesime, sulla base di analisi effettuate a partire dalle informazioni messe a disposizione da un campione rappresentativo di venditori del mercato libero e di esercenti la maggior tutela che operano in regime di separazione societaria.
Nel dettaglio, in merito al corrispettivo PCV, è stata confermata la differenziazione tra le diverse tipologie di clientela; i livelli fissati sono stati definiti considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, il livello di *unpaid ratio* riconosciuto definito sulla base del tasso di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi dalla loro emissione, rilevato dai venditori sul mercato libero, considerando il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e di gestione del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari al 2,6772%, differenziato per tipologie di clienti (2,2217% per i clienti domestici e 2,9314% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi);
- per gli altri costi operativi, i valori di costo dell'anno 2015, desumibili dai conti annuali separati inviati dagli operatori ai sensi della normativa sull'*unbundling*, comprensivi dei costi connessi con le politiche di marketing e di acquisizione della clientela, opportunamente rettificati, al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche;
- per la remunerazione del capitale investito netto, l'adozione di una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un venditore deve far fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 55 giorni. È stato, altresì, previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la metodologia *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), utilizzando il tasso di interesse nominale di livello pari a quello dell'anno precedente e non considerando, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

La necessità di definire il corrispettivo PCV fino al 30 giugno 2018 è connessa con l'esigenza di coordinamento con la durata del regime di *Tutela SIMILE*. Per tale motivo, la definizione del corrispettivo PCV è avvenuta, come in passato, facendo riferimento ai costi di un operatore efficiente del mercato libero e tenendo parimenti conto, nell'ambito della definizione dei costi operativi, della stima dei costi sostenuti o che si prevede saranno sostenuti nel corso degli anni 2016 e 2017 per interventi avviati (o da avviare) dovuti a nuovi provvedimenti regolatori.
Per quanto riguarda la remunerazione degli esercenti la maggior tutela, con la delibera 816/2016/R/eel è stata confermata la differenziazione delle componenti, al fine di rispecchiare le differenziazioni di costo unitario dei diversi esercenti, ascrivibili alla potenziale presenza di economie di scala presumibilmente connesse con l'ottimizzazione sia dei costi fissi sia della gestione dei processi (indicato come effetto dimensione). In particolare, è confermata l'applicazione di tre distinte componenti: la componente RCV da riconoscere agli esercenti societariamente separati che servono un numero rilevante

di clienti finali (superiore a 10 milioni), la componente RCV_{sm} per gli altri esercenti societariamente separati e la componente RCV_i per gli esercenti non societariamente separati. Trova altresì conferma la differenziazione di ciascuna di queste componenti per tipologia di clienti finali e per zone territoriali (Centro-Nord e Centro-Sud), dipendente quest'ultima dal riconoscimento differenziato degli oneri della morosità, fenomeno che mostra andamenti differenziati sul territorio nazionale. La quantificazione dei livelli delle singole componenti è stata effettuata secondo una metodologia di riconoscimento analoga a quella usata per il corrispettivo PCV. In particolare:

- per gli oneri relativi alla morosità, si è riconosciuto il livello di *unpaid ratio* a 24 mesi, differenziato per zona geografica e tipologia di clienti, determinato a partire dalle informazioni trasmesse dagli esercenti la maggior tutela e tenendo conto di una gestione efficiente del credito da parte dei singoli esercenti; nello specifico il livello del tasso è risultato pari a:
  - 0,4198% per i clienti domestici, zona Centro-Nord;
  - 1,0893% per i clienti domestici, zona Centro-Sud;
  - 1,3250% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi, zona Centro-Nord;
  - 3,1250% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi, zona Centro-Sud;
- per gli altri costi operativi, sono stati presi a riferimento i valori di costo 2015, opportunamente rettificati, in linea con quanto disposto per il corrispettivo PCV, ed escludendo i costi relativi al marketing e all'acquisizione dei clienti, in quanto funzioni non inerenti all'attività di commercializzazione al dettaglio del servizio di maggior tutela;
- per la remunerazione del capitale investito netto, si è effettuata la quantificazione parametrica del capitale circolante netto ed è stata utilizzata, anche in questo caso, la metodologia WACC, confermando un tasso di interesse nominale pari a quello previgente.

In merito alla remunerazione degli esercenti la maggior tutela, sono stati confermati due meccanismi di riconoscimento ulteriori rispetto all'applicazione della componente RCV, atti alla copertura di costi non inclusi nella definizione della suddetta componente. Tali meccanismi sono applicabili ai soli esercenti che presentino detti costi e sono finalizzati, da un lato, al riconoscimento dei costi sostenuti da alcuni esercenti la maggior tutela in ragione dell'effetto dimensione e, dall'altro, alla compensazione della morosità legata a prelievi fraudolenti dei clienti finali.

Infine, con la delibera 16 febbraio 2017, 69/2017/R/eel, è stato introdotto, a partire dall'anno 2016, un ulteriore meccanismo volto a compensare l'esercente la maggior tutela della mancata copertura di eventuali costi fissi, che potrebbero manifestarsi nell'ipotesi di un'uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela superiore ai livelli fisiologici, già considerati dall'Autorità nell'ambito dell'aggiornamento annuale delle componenti RCV. Tale meccanismo trova applicazione, pertanto, nei soli casi in cui il tasso di uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela registrato dal singolo esercente sia superiore al valore soglia definito dall'Autorità, in base a quanto assunto al momento dell'aggiornamento annuale delle componenti RCV.

Servizio di salvaguardia: selezione dei nuovi esercenti a partire dall'1 gennaio 2017

Il servizio di salvaguardia è 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 2017, alla luce dell'esperienza maturata in materia e dell'evoluzione del contesto normativo e regolatorio, l'Autorità ha ritenuto necessario perfezionare alcuni degli elementi di disegno delle gare e del servizio di salvaguardia; ciò al fine di garantire la massima partecipazione da parte degli operatori in possesso di predeterminati requisiti.

Nello specifico, con la delibera 29 settembre 2016, 538/2016/R/eel, sono stati rivisti i requisiti per la partecipazione alle procedure di selezione, prevedendo che, in assenza di un singolo soggetto in posizione di controllo, il giudizio sulla rischiosità futura (*rating* creditizio) possa essere soddisfatto anche da società non controllanti, che però detengano una partecipazione nella società che intende aderire a dette procedure sufficiente ad esercitarne, congiuntamente, il controllo, a patto che la società che partecipa sia in possesso di una lettera di garanzia, rilasciata congiuntamente da tali società, che esprima l'impegno, da parte di queste ultime, di far fronte alle obbligazioni in nome e per conto dell'istante.

Inoltre, sempre in tema di requisiti per la partecipazione a tali procedure, è stato specificato quello relativo al versamento delle

garanzie richieste da Terna per l'accesso al servizio di dispacciamento, in caso di non coincidenza tra il soggetto istante e l'utente del dispacciamento.

Gli ulteriori aspetti affrontati dalla citata delibera riguardano la revisione delle modalità di messa a disposizione delle informazioni propedeutiche allo svolgimento delle procedure concorsuali, al fine di tenere conto del fatto che alcune delle predette informazioni risultano ormai nella disponibilità del Sistema informativo integrato (SII) che, pertanto, può provvedere alla loro messa a disposizione in luogo dell'esercente la salvaguardia uscente, nonché delle modalità per l'operatività del nuovo esercente la salvaguardia, al fine di tenere conto del ruolo che il SII è andato acquisendo nell'ambito della gestione dei processi *retail*.

Infine, sono state rideterminate le scadenze relative all'esecuzione delle procedure concorsuali, per tenere conto delle modifiche regolatorie intervenute in merito ai tempi per la richiesta di *switching* e alla centralizzazione del processo presso il SII.

Le procedure concorsuali, che si sono svolte in coerenza con quanto previsto dal regolamento predisposto dall'Acquirente unico, approvato con la delibera 4 novembre 2016, 632/2016/R/eel, hanno avuto ad oggetto l'assegnazione del servizio per gli anni 2017-2018, superando pertanto, coerentemente con gli indirizzi del Ministro dello sviluppo economico, la precedente durata dell'assegnazione, pari a tre anni. Il 24 novembre 2016, l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di salvaguardia per il biennio 2017-2018.

Nella tavola 7.2 sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente il servizio prescelto e il valore del parametro Ω che, sommato al valore del Prezzo unico nazionale (PUN), contribuisce alla determinazione del prezzo relativo alla componente di acquisto dell'energia elettrica per i clienti del servizio di salvaguardia di ciascuna area territoriale.

Servizio di salvaguardia – Oneri non recuperabili per morosità di clienti non disalimentabili

Con il decreto 21 ottobre 2010, il Ministro dello sviluppo economico ha previsto l'adozione di uno specifico meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti il servizio di salvaguardia, relativi al mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili (meccanismo di reintegrazione degli oneri). In particolare, tale provvedimento ha stabilito che l'Autorità debba definire le modalità di attuazione delle procedure di recupero e di gestione del credito, che gli esercenti la salvaguardia sono tenuti a implementare per accedere al citato meccanismo.

Il suddetto meccanismo di reintegrazione prevede 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 ad una gestione efficiente del credito.

In merito alle modalità di copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione, il menzionato decreto ha stabilito che tali

TAV. 7.2

Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro Ω

AREA GEOGRAFICA	OPERATORE	VALORE DEL PARAMETRO Ω (€/MWH)
Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige	Enel Energia	19,00
Lombardia	Enel Energia	16,00
Veneto, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia	Hera Comm	18,65
Toscana, Umbria, Marche	Hera Comm	23,44
Sardegna	Hera Comm	25,87
Lazio	Enel Energia	19,89
Campania, Abruzzo	Hera Comm	34,98
Puglia, Molise, Basilicata	Enel Energia	26,91
Calabria	Hera Comm	84,79
Sicilia	Hera Comm	74,86

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 da tempo ritenuto opportuno differenziare il corrispettivo da applicare ai clienti serviti in regime di salvaguardia e quello destinato agli altri clienti che, pur avendo diritto al servizio, sono serviti nel mercato libero.

Con la delibera 538/2016/R/eel l'Autorità ha confermato, anche per gli esercizi della salvaguardia a partire dal 2017, i criteri e le modalità applicative già definiti per gli anni 2014-2016 con la delibera 17 ottobre 2013, 456/2013/R/eel. Infine, la delibera 20 ottobre 2016, 587/2016/R/eel, ha fissato, coerentemente con le modalità già individuate dalla delibera 456/2013/R/eel, i parametri rilevanti per la determinazione dell'ammontare relativo al meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili relativi all'anno 2014.

Disciplina del sistema indennitario

Dall'entrata in operatività della disciplina del sistema indennitario[5] (luglio 2011) al dicembre 2016, emerge che gli esercenti la vendita uscenti hanno emesso più di 691.000 richieste di indennizzo, la cui correttezza è stata accertata dal gestore, per corrispettivi C^{MOR} totali di 200,1 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di 321,1 milioni di euro. In media, dunque, gli esercenti la vendita hanno ottenuto indennizzi per 6,5 milioni di euro al mese (in crescita rispetto alla media di 4,8 milioni di euro mensili rilevati nel mese di gennaio 2016). 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), gli esercenti la vendita sono riusciti a ridurre del 63% (+1% rispetto a quanto rilevato a gennaio 2016) gli oneri del mancato pagamento relativi ai crediti, relativamente ai quali hanno presentato richiesta di indennizzo.

Le attività di monitoraggio del gestore hanno anche avuto ad oggetto il comportamento dei clienti che utilizzano ripetutamente lo *switching* per non pagare le fatture relative agli ultimi mesi della fornitura. I risultati di tali analisi sono evidenziati nella tavola e nel grafico seguenti.

L'analisi degli indennizzi riconosciuti conferma il trend crescente dell'incidenza delle richieste dei clienti finali che già ne avevano ricevuti, rispetto ai nuovi indennizzi riconosciuti nello stesso periodo, tale da raggiungere il 34,4% tra gennaio e dicembre 2016, con un aumento di 3,5 punti percentuali rispetto a quanto rilevato per dicembre 2015.

Il gestore del sistema indennitario, su richiesta e in coordinamento con l'Autorità, ha inoltre realizzato delle attività periodiche di verifica e di controllo, sia a tappeto sia a campione, volte a monitorare costantemente il corretto funzionamento del sistema e la corretta applicazione della relativa disciplina, nonché ad individuare aspetti che necessitano di miglioramento per il suo corretto funzionamento.

TAV. 7.3

Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti switching hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo

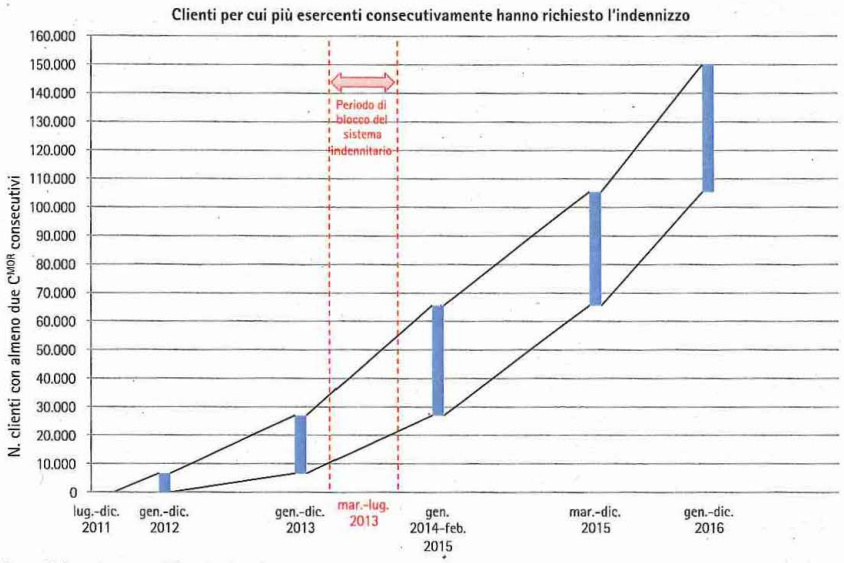
INCIDENZA	LUG.-DIC. 2011(B)	GEN.-DIC. 2012(B)	GEN.-DIC. 2013(B),(C)	GEN. 2014 - FEB. 2015(B)	MAR.-DIC. 2015	GEN.-DIC. 2016
Nel periodo analizzato	0,3%	5,8%	18,7%(A)	22,2%	30,8%	34,4%
Cumulate	0,3%	4,9%	11,0%	15,6%	19,2%	22,1%

(A) Dati nel periodo marzo-dicembre 2013 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 negli altri 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 (la cui media dei mesi precedenti è pari allo 0,1%).

(B) Dati al lordo delle richieste di indennizzo annullate in seguito, per errore, a febbraio 2015. Tale fenomeno, tuttavia, non inficia l'andamento della serie storica in quanto del tutto trascurabile rispetto al totale delle richieste di indennizzo.

(C) Sistema non operativo nel periodo marzo-luglio 2013.

5 La disciplina del sistema indennitario è stata introdotta con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, e integrata con la delibera 22 marzo 2012, 99/2012/R/eel (per maggiori dettagli si rinvia alla *Relazione Annuale 2013*).



Fonte: Elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 7.1

Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario

Mercato del gas

Servizio di tutela: modifiche delle componenti di commercializzazione al dettaglio

Con la delibera 29 dicembre 2016, 817/2016/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, a partire dall'1 gennaio 2017, i livelli della componente QVD attinente alla commercializzazione al dettaglio del servizio di tutela, confermando i criteri adottati per la definizione e la quantificazione della componente relativa all'anno 2016. In particolare, l'aggiornamento della componente QVD è stato effettuato sulla base dell'analisi dei dati e delle informazioni forniti da un campione di operatori di maggiori dimensioni e considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, il livello di *unpaid ratio* riconosciuto, definito sulla base del tasso di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi dalla loro emissione e rilevato dai venditori sul mercato libero, considerando, inoltre, il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e gestione del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari a 2,50%, non differenziato per tipologie di clienti;
- per gli altri costi operativi, i valori di bilancio consuntivo riferiti all'anno 2015, a disposizione dell'Autorità in virtù della disciplina *unbundling*, comprensivi dei costi connessi con le politiche di marketing e di acquisizione della clientela, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione del gas naturale e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche;
- per la remunerazione del capitale investito netto, l'adozione di una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un venditore deve far fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 51 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto

che la remunerazione sia definita, in continuità con quanto già avviene, mediante la metodologia WACC, utilizzando il tasso di interesse nominale di livello pari a quello del precedente anno e non considerando, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

Servizi di ultima istanza: servizio di default di trasporto

Con riferimento al periodo 1 ottobre 2015 – 30 settembre 2016, Snam Rete Gas ha deciso di erogare direttamente il servizio di *default* trasporto (SdD_T)[6] e di non voler esercitare, pertanto, la facoltà di individuare, mediante procedura a evidenza pubblica, uno o più fornitori transitori (FT_T). Tenuto conto anche dell'esperienza maturata nel primo anno di erogazione diretta del servizio da parte dell'impresa maggiore di trasporto, con la delibera 4 agosto 2016, 466/2016/R/gas, l'Autorità ha esteso anche a Snam Rete Gas l'ambito soggettivo di applicazione di parte della regolazione applicabile agli FT_T, tra cui il meccanismo di copertura della morosità, al fine di garantire parità di condizioni e un livello adeguato e proporzionato di efficienza nella gestione dei crediti nei confronti degli utenti dell'SdD_T, in coerenza coi principi di diligenza specifica e di contenimento degli oneri per il sistema.

Con la delibera 29 settembre 2016, 540/2016/R/gas, l'Autorità è, infine, intervenuta per garantire alle imprese regionali di trasporto la possibilità di identificare con urgenza un soggetto alternativo, in mancanza degli FT_T, che assicuri l'erogazione dell'SdD_T con riferimento ai prelievi di gas sui punti di riconsegna allacciati alle reti regionali di trasporto, con effetto dal primo giorno gas del mese di ottobre 2016.

Servizi di ultima istanza: servizio di fornitura di ultima istanza e servizio di default di distribuzione

Nel settore del gas naturale, relativamente ai clienti finali connessi alla rete di distribuzione, sono previsti due specifici servizi di ultima istanza: il servizio di fornitura di ultima istanza (servizio FUI) e il servizio di *default* di distribuzione (servizio di *default* o FD_D). Il servizio FUI garantisce unicamente la continuità della fornitura ai clienti vulnerabili, tra i quali si possono annoverare i clienti domestici, i condomini uso domestico, i clienti altri usi con consumi fino a 50.000 S(m^3)/anno, nonché le utenze che svolgono attività di servizio pubblico[7]. Il servizio di *default* ha, invece, l'unica finalità di garantire il bilanciamento della rete e possono usufruirne i clienti che non hanno diritto al servizio FUI, poiché non rientranti nelle tipologie di clienti sopra richiamate[8]. Il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, stabilisce, infatti, che 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 le modalità e le condizioni definite dall'Autorità. La disciplina applicabile ai servizi di ultima istanza nel corso degli ultimi anni è stata oggetto di ulteriori affinamenti e, in particolare, il servizio di *default* ha avuto pieno avvio con riferimento all'anno termico 2013-2014[9]. Le condizioni di erogazione dei servizi di ultima istanza sono definite dal ***Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane*** (TIVG). Nello specifico, sono disciplinate le modalità e le tempistiche di attivazione e di cessazione del servizio, nonché le procedure di subentro nelle capacità di trasporto e di distribuzione di gas naturale.

6 L'Autorità sin dal 2012 disciplina nel settore del gas naturale l'SdD_T per quanto riguarda i punti di riconsegna allacciati alla rete di trasporto. Tale servizio è finalizzato a garantire il bilanciamento della rete di trasporto in relazione ai prelievi di gas che si possono verificare presso punti di riconsegna che restano privi dell'utente di trasporto e di bilanciamento (UdB), al quale imputare i predetti prelievi, a seguito della risoluzione del contratto di trasporto o del mancato conferimento della relativa capacità.

7 Rientrano nella tipologia di attività di servizio pubblico: gli ospedali, le case di cura e di riposo, le carceri, le scuole e le altre strutture pubbliche e private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza.

8 L'attivazione dell'FD_D è altresì prevista per i clienti che hanno diritto al servizio FUI, ma per i quali l'attivazione di questo servizio risulta impossibile (per esempio, in quanto il FUI non è stato selezionato).

9 La sentenza n. 2986/2014 del Consiglio di Stato, in accoglimento degli appelli dell'Autorità avverso le sentenze del TAR Lombardia di annullamento della regolazione del servizio di *default*, ha infatti confermato la legittimità dell'intero assetto anche con riferimento alle previsioni che stabiliscono che le attività funzionali alla fornitura del medesimo servizio possono essere effettuate dall'impresa di distribuzione.

Inoltre, sono fissate le condizioni economiche che i soggetti sono tenuti ad applicare ai clienti finali serviti. Infine, sono stabiliti specifici meccanismi di copertura degli oneri relativi alla morosità, inerenti, per il FUI, ai clienti non disalimentabili (corrispondenti ai clienti appartenenti alla tipologia utenze del servizio pubblico) e, per l'FD_D, ai clienti morosi.

Servizio di ultima istanza: individuazione dei fornitori di ultima istanza e dei fornitori del servizio di default distribuzione

In vista del termine dei servizi di ultima istanza, FUI e FD_D, svolti dai fornitori individuati tramite procedura ad evidenza pubblica nel mese di settembre 2014, con la delibera 24 giugno 2016, 337/2016/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento diretto a modificare la disciplina applicabile a tali servizi a partire dal mese di ottobre 2016. Con il documento per la consultazione 24 giugno 2016, 338/2016/R/gas, l'Autorità ha illustrato i possibili interventi regolatori tesi a favorire la partecipazione dei soggetti interessati alle procedure ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori dei servizi di ultima istanza, nonché le possibili modifiche e integrazioni della regolazione applicabile ai suddetti servizi. Con riferimento al primo aspetto, tenuto conto del contesto evolutivo del mercato ***retail*** nonché delle previsioni contenute nel c.d. "DDL concorrenza", l'Autorità ha previsto la possibilità, in merito alla cessazione dei regimi di tutela, di rivedere la durata dei servizi che verranno erogati a partire dall'1 ottobre 2016 - in precedenza fissata in 2 anni termici - anche eventualmente passando all'anno solare. Sempre al fine di stimolare la partecipazione alle procedure, si è proposto, in alternativa alla conferma delle aree individuate in precedenza, di indicare una configurazione territoriale che garantisca la massima omogeneità possibile tra le medesime, valutando complessivamente: il bacino potenziale, in termini di numero di punti e di consumo medio, da un lato, dei clienti aventi diritto al FUI e, dall'altro, di quelli che, non avendone il diritto, rientrano nell'ambito di applicazione dell'FD_D; i clienti effettivamente serviti in FUI e in FD_D nel corso del 2015, sempre in termini di numero di punti e di consumo medio, verificando in particolare anche, con riferimento al FUI, le utenze relative ad attività di servizio pubblico e, con riferimento all'FD_D, le attivazioni del servizio per cause riconducibili a morosità. Si è, altresì, considerata la possibilità di condizionare l'ammissione delle offerte relative ad un'area geografica al fatto che il proponente presenti offerte per almeno un'altra area dello stesso ambito tariffario. Inoltre, si è prospettato di incrementare i requisiti di ammissibilità alle procedure, prevedendo requisiti di onorabilità per gli amministratori e i legali rappresentanti dell'impresa di vendita, nonché ipotizzando l'esclusione degli esercenti la vendita che, nei 12 mesi precedenti la data di presentazione delle istanze, siano stati oggetto di risoluzione del contratto di trasporto da parte di Snam Rete Gas, ovvero di risoluzione del contratto di distribuzione da parte di un'impresa di distribuzione. Da ultimo, sempre con l'obiettivo di incoraggiare la partecipazione alle procedure, si è proposto di rendere disponibili ai soggetti interessati maggiori informazioni, rispetto al passato, in relazione alla c.d. "dimensione storica" del servizio erogato, fornendo, per l'individuazione dei FUI, i dati relativi alla condizione di disalimentabilità o di non disalimentabilità dei clienti finali.

Con riferimento, invece, alla modifica e all'integrazione della regolazione applicabile ai suddetti servizi a partire dall'1 ottobre 2016, si è posta in consultazione la possibilità di interventi tesi alla riduzione della "potenziale permanenza" in tali servizi (quali, per esempio, la riduzione delle attuali tempistiche di attivazione e di cessazione dei servizi e l'incremento del segnale di prezzo pagato dai clienti in tali servizi, modificando l'attuale struttura di prezzo con l'introduzione, tra l'altro, di una differenziazione in base al tempo di permanenza nel servizio e, per l'FD_D, l'eventuale morosità del cliente finale, oltre che incrementando la frequenza di fatturazione). Da ultimo, si è proposto di modificare la regolazione vigente relativa alle iniziative giudiziarie previste, abolendone l'obbligatorietà per l'impresa di distribuzione, in caso di mancata disalimentazione dei punti di riconsegna non morosi disalimentabili, forniti nell'ambito dell'FD_D, dopo cinque mesi dall'attivazione per cause diverse dalla morosità.

Con la delibera 4 agosto 2016, 465/2016/R/gas, l'Autorità ha, tra l'altro, dato attuazione alle disposizioni contenute nel decreto 22 luglio 2016 del Ministro dello sviluppo economico, allo scopo di consentire l'operatività dei FUI a partire dall'1 ottobre 2016. Con il medesimo provvedimento, è stata modificata la disciplina applicabile ad entrambi i servizi, armonizzando ove possibile le disposizioni in materia di FUI e FD_D. In particolare, sono stati definiti:

- gli indirizzi per lo svolgimento, da parte dell'Acquirente unico, delle procedure concorsuali per la selezione dei suddetti servizi, integrando, rispetto alle precedenti gare, i requisiti di ammissione e le informazioni messe a disposizione dei soggetti interessati per partecipare alle suddette gare, confermando le precedenti modalità di determinazione delle garanzie;

- le aree geografiche per lo svolgimento dei servizi (confermando quelle previste nel 2014);
- le condizioni di erogazione dei servizi, incrementando la frequenza minima di fatturazione e prevendendo condizioni economiche differenziate in base al tempo di permanenza, tenendo altresì conto dell'esigenza di tutelare i clienti, relativamente al primo periodo di fornitura del servizio opportunamente allungato e, per l'FD_D, in base all'eventuale morosità del cliente finale;
- con particolare riferimento alla disciplina applicabile all'FD_D, le modifiche agli obblighi posti in capo all'impresa di distribuzione, nei casi in cui il servizio di *default* distribuzione sia stato attivato per motivi diversi dalla morosità del cliente finale, allorché il cliente continui ad essere fornito nell'FD dopo sei mesi di permanenza nell'ambito di tale servizio. In tal caso, l'impresa di distribuzione è sollevata dall'obbligo di compiere i tentativi di disalimentazione del punto e di esperire le iniziative giudiziarie, fintantoché il cliente continui ad adempiere alle sue obbligazioni di pagamento. Inoltre, allo scopo di ridurre gli oneri per il sistema legati ai costi connessi alle azioni giudiziarie, è stato previsto che l'impresa di distribuzione sia tenuta a porre in essere tali azioni solo qualora i consumi storici del punto di riconsegna (PdR) lascino ritenere che il costo della morosità riferita alle forniture imputabili a una mancata disalimentazione sia superiore al costo delle iniziative medesime. Da ultimo sono state adottate specifiche disposizioni in materia di voltura.

TAV. 7.4

Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione dei FUI per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1 ottobre 2016 – 30 settembre 2018

AREE DI PRELIEVO	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	VALORE DEL PARAMETRO B IN TERMINI DI VARIAZIONE DI PREZZO RISPETTO ALLA PARTE VARIABILE DELLA COMPONENTE RELATIVA ALLA COMMERCIALIZZAZIONE DELLA VENDITA AL DETTAGLIO QVD DI CUI ALL'ART. 7 DEL TIVG, ESPRESSA IN c€/S(m³)	QUANTITATIVO DI GAS NATURALE CHE SI DICHIARA DISPONIBILE A FORNIRE IN QUALITÀ DI FUI PER L'INTERA DURATA DEL SERVIZIO ESPRESSO IN S(m³) A PCS 38,1 MJ/ S(m³)
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1°	Enel Energia	3,00	120.000.000
	2°	Hera Comm	18,53	120.000.100
2. Lombardia	1°	Enel Energia	3,70	120.000.000
	2°	Hera Comm	35,12	120.000.100
3. Trentino Alto Adige e Veneto	1°	Enel Energia	2,10	120.000.000
	2°	Hera Comm	10,57	120.000.100
4. Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna	1°	Hera Comm	1,98	120.000.100
	2°	Enel Energia	2,40	120.000.000
5. Toscana, Umbria e Marche	1°	Enel Energia	4,10	120.000.000
	2°	Hera Comm	6,97	120.000.100
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	1°	Enel Energia	3,00	120.000.000
	2°			
7. Lazio e Campania	1°	Enel Energia	5,00	120.000.000
	2°			
8. Sicilia e Calabria	1°	Enel Energia	4,10	120.000.000
	2°			

TAV. 7.5

Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione degli FD_0 per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1 ottobre 2016 – 30 settembre 2018

AREE DI PRELIEVO	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	VALORE DEL PARAMETRO γ QUALE VARIAZIONE DI PREZZO RISPETTO ALLA PARTE VARIABILE DELLA COMPONENTE RELATIVA ALLA COMMERCIALIZZAZIONE DELLA VENDITA AL DETTAGLIO QVD DI CUI ALL'ART. 7 DEL TIVG ESPRESSA IN c€/S(m^3)
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1°	Hera Comm	47,82
	2°	Enel Energia	55,00
2. Lombardia	1°	Hera Comm	19,75
	2°	Enel Energia	55,00
3. Trentino Alto Adige e Veneto	1°	Hera Comm	36,94
	2°	Enel Energia	55,00
4. Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna	1°	Hera Comm	24,47
	2°	Enel Energia	35,00
5. Toscana, Umbria e Marche	1°	Hera Comm	39,72
	2°	Enel Energia	40,00
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	1°	Enel Energia	80,00
	2°		
7. Lazio e Campania	1°	Enel Energia	80,00
	2°		
8. Sicilia e Calabria	1°	Enel Energia	80,00
	2°		

Nel mese di settembre 2016 l'Acquirente unico ha svolto le procedure concorsuali per l'individuazione dei fornitori dei servizi di ultima istanza.

Le tavole 7.4 e 7.5 mostrano, per ciascuna macroarea, la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FUI e il relativo quantitativo annuo di gas offerto, nonché la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FD_0.

L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio gas

I clienti finali connessi alle reti di distribuzione locale di gas o alle reti di trasporto usufruiscono di una copertura assicurativa contro i rischi (infortuni, incendio e responsabilità civile) derivanti dall'uso del gas a valle del punto di consegna. L'assicurazione è disciplinata dal 2004 dall'Autorità, che ne ha affidato la gestione, in qualità di contraente per conto dei clienti finali assicurati, al Comitato italiano gas (CIG).

Dall'1 ottobre 2004, data di prima attivazione della copertura assicurativa, al 31 dicembre 2016 sono state ricevute 664 denunce di sinistro, che hanno comportato complessivamente l'apertura di 1.420 pratiche di rimborso/risarcimento; nello stesso periodo risultano effettuati pagamenti da parte delle imprese assicuratrici per circa 42,7 milioni di euro per 405 pratiche. Al 31 dicembre 2016 risultano poste complessivamente a riserva provviste per circa 10,5 milioni di euro, a fronte di 191 pratiche ancora aperte con riserva di provvista. Le pratiche chiuse senza pagamenti o in *stand by* senza provviste di riserva ammontano a 824.

Per quanto riguarda la sola polizza in vigore per il triennio 2014-2016, sono state aperte 422 pratiche, per le quali sono stati

corrisposti circa 7,5 milioni di euro per 131 pratiche chiuse con pagamenti, e risultano poste a riserva provviste per circa 10 milioni di euro, a fronte di 140 pratiche ancora aperte con riserva di provvista. L'esposizione complessiva (importi pagati e provviste a riserva) risulta generata per il 53% dalla sezione responsabilità civile, per il 27% dalla sezione infortuni e per il restante 20% dalla sezione incendio. Per l'anno 2016 l'attivazione della clausola di riduzione incentivante del premio (*profit sharing*), introdotta per la prima volta nella polizza in vigore per il triennio 2014-2016, ha consentito all'Autorità di ridurre il costo complessivo dell'assicurazione per singolo PdR assicurato da 65 a 60 c€/anno.

Con la delibera 10 marzo 2016, 92/2016/R/gas, in vista della scadenza al 31 dicembre 2016 della polizza assicurativa in vigore, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti relativi alla disciplina dell'assicurazione a partire dal 2017, e ha contestualmente pubblicato il documento per la consultazione 10 marzo 2016, 93/2016/R/gas, che illustra gli orientamenti in merito alle possibili modifiche e integrazioni della disciplina in vigore, finalizzati all'introduzione di elementi migliorativi a vantaggio degli assicurati improntati a maggiori efficienza e trasparenza della gestione nel suo complesso.

In esito al processo di consultazione, con la delibera 12 maggio 2016, 223/2016/R/gas, l'Autorità ha approvato la nuova disciplina in materia di assicurazione a favore dei clienti finali del gas[10] per il quadriennio 2017-2020, affidando al CIG il compito di stipulare una nuova polizza, previo espletamento delle relative procedure di gara, per conto dei clienti finali assicurati.

La nuova polizza conferma tutti i miglioramenti apportati nel corso degli anni ai precedenti contratti e introduce ulteriori punti qualificanti, tra i quali:

- l'aumento dei massimali previsti per la sezione incendio, sia per i danni a beni immobili (501.000 € per ogni sinistro, rispetto ai precedenti 180.000 €) sia per i danni a beni mobili (150.000 €, rispetto ai precedenti 80.000 €);
- l'aumento dei massimali per la sezione infortuni, fino a 301.000 € (210.000 € in precedenza) per il caso di morte o invalidità permanente totale;
- l'operatività delle garanzie per le sezioni responsabilità civile e incendio, indipendentemente dall'esistenza di altre polizze operanti per il medesimo rischio, con conseguente liquidazione dei danni da parte dell'impresa assicuratrice nei tempi e nei modi previsti dal contratto, fatta salva la facoltà di regresso verso gli altri assicuratori;
- per la sezione incendio, l'obbligo per l'impresa assicuratrice di erogare un acconto nei termini previsti al cliente finale assicurato che ne faccia richiesta, anche qualora ricorrano gli impedimenti indicati nel contratto.

Per quanto riguarda il costo dell'assicurazione, con la delibera 24 novembre 2016, 678/2016/R/gas, l'Autorità ha ridotto a 50 c€/anno il valore del corrispettivo applicato a partire dal 2017 a ciascun punto di consegna assicurato[11]. Tale valore potrà essere ulteriormente aggiornato dall'Autorità con cadenza annuale, in relazione alle disponibilità del Conto assicurazione gestito dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e alle relative esigenze di gettito.

10 La nuova assicurazione copre tutti i PdR relativi alle utenze domestiche e ai condomini con uso domestico, come definiti dal TIVG, e i PdR relativi ad attività di servizio pubblico e alle utenze per usi diversi, come definiti dal medesimo TIVG, dotati di misuratori di classe non superiore a G25. Sono esclusi i PdR di gas naturale con utilizzo del gas per autotrazione.

11 La nuova disciplina dell'assicurazione ha previsto che per i PdR del gas naturale, così come già stabilito in precedenza per i PdR di gas diversi, sia addebitato in bolletta l'intero costo unitario dell'assicurazione, garantendo in tal modo la piena trasparenza della relazione tra il beneficio della copertura assicurativa e il relativo costo.

Mercato elettrico e del gas

Bolletta 2.0

La Bolletta 2.0, approvata con la delibera 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com, è entrata in vigore l'1 gennaio 2016 (per una illustrazione più approfondita dei contenuti della medesima, si rimanda alla *Relazione Annuale 2016*, Capitolo 7).

L'Autorità, al fine di incentivare l'abbandono del formato cartaceo delle bollette, ha altresì previsto che, a partire dalla stessa data, a tutti i clienti serviti in regime di tutela che abbiano attivato una modalità di addebito automatico e scelto di ricevere la bolletta in formato elettronico, sia riconosciuto uno sconto, il cui livello è stato definito con la delibera 11 dicembre 2015, 610/2015/R/com.

Nel corso del 2016 sono state apportate alcune modifiche alla Bolletta 2.0, inerenti:

- all'aggregazione degli importi fatturati, per il settore del gas naturale, nella voce *Spesa per il trasporto e la gestione del contatore*, che deve ricomprendere anche l'eventuale componente "canoni comunali" a copertura dei maggiori oneri derivanti dall'incremento dei canoni di concessione di distribuzione (delibera 30 marzo 2016, 143/2016/R/com);
- alle modalità espositive ed informative relative all'inserimento del canone di abbonamento alla televisione nelle bollette dei clienti domestici residenti del settore elettrico (delibere 24 maggio 2016, 256/2016/R/eel, e 7 luglio 2016, 378/2016/R/eel).

Fatturazione

Nel corso del 2016 l'Autorità ha portato a compimento il processo avviato in merito alla fatturazione dei consumi ai clienti finali del mercato *retail* di energia elettrica e di gas naturale.

L'Autorità è dapprima intervenuta con la delibera 10 marzo 2016, 100/2016/R/com, per disciplinare la fattura di chiusura che contabilizza i consumi effettuati fino all'ultimo giorno del rapporto contrattuale; successivamente, con la delibera 4 agosto 2016, 463/2016/R/com, ha disciplinato le fatture di periodo emesse nel corso del rapporto contrattuale tra venditore e cliente finale. Con quest'ultimo provvedimento l'Autorità ha approvato il *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in materia di fatturazione del servizio di vendita al dettaglio per i clienti di energia elettrica e di gas naturale* (TIF, Allegato A alla delibera 463/2016/R/com), che ha il medesimo ambito di applicazione della disciplina relativa alla fattura di chiusura, di cui integra le disposizioni.

Con il TIF, l'Autorità ha inteso definire un testo unico contenente tutte le disposizioni relative alla fatturazione di vendita al dettaglio, che i venditori sono tenuti a rispettare nell'ambito dei contratti con i propri clienti finali nei regimi di tutela e/o nel mercato libero e nell'ambito dei contratti in regime di *Tutela SIMILE*. Con riferimento al libero mercato, i venditori hanno l'obbligo di ricomprendere, nel proprio paniere di offerte, un contratto con le clausole relative alla fatturazione uguali a quelle dei regimi di tutela, mentre per le altre offerte sono liberi di derogare a dette clausole secondo quanto indicato nel TIF; in tali casi, tuttavia, sono previsti obblighi informativi a beneficio del cliente finale.

Il TIF è stato oggetto di modifiche (delibera 6 dicembre 2016, 738/2016/R/com), finalizzate alla correzione di alcuni errori materiali e all'interpretazione di alcune disposizioni, anche a seguito di segnalazioni pervenute da parte dei venditori.

La disciplina della fattura di chiusura è entrata in vigore nel mese di giugno 2016 e si applica in tutti i casi di cessazione della fornitura, ossia nei casi in cui, per qualunque ragione (cambio del venditore, disattivazione del punto e voltura), viene meno il contratto di fornitura tra il venditore e il cliente finale connesso in bassa tensione, ad esclusione delle forniture destinate all'illuminazione pubblica, per il settore elettrico, e con consumi inferiori a 200.000 S(m^3)/anno, per il settore del gas naturale.

Nello specifico, sono definiti gli obblighi dei venditori e dei distributori relativamente:

- al termine di emissione della fattura, prevedendo che sia emessa al più tardi otto giorni prima dello scadere delle sei settimane dalla data di cessazione della fornitura o entro due giorni prima dello scadere delle sei settimane, nel caso di recapito immediato (per esempio, tramite la bolletta elettronica);
- ai dati di misura da utilizzare in fattura, prevedendo che il venditore utilizzi prioritariamente i dati di misura effettivi ricevuti dal distributore e le autoletture validate da quest'ultimo[12] e, solo in assenza di essi, i dati di misura stimati. In assenza di dati effettivi, il venditore potrà procedere ad emettere una fattura di chiusura basata sui dati stimati, informando il cliente che tale fattura sarà oggetto di ulteriore conguaglio a seguito della messa a disposizione del dato da parte del distributore;
- alle procedure per l'utilizzo dell'autolettura, al fine di incrementare la disponibilità dei dati effettivi, l'Autorità ha previsto e disciplinato la comunicazione dell'autolettura nei casi di cambio del venditore e di voltura, in particolare per i clienti di entrambi i settori che non dispongono di misuratori abilitati alla telelettura[13];
- alle disposizioni in merito ai processi informativi tra venditore e distributore inerenti alla trasmissione dei dati di misura funzionali alla cessazione della fornitura;
- all'introduzione di indennizzi a beneficio dei clienti finali, erogati dal venditore, nei casi di emissione tardiva della fattura di chiusura, o dal distributore, nei casi in cui il dato di misura non sia messo a disposizione del venditore in tempo utile per emettere la fattura di chiusura;
- all'introduzione di un ulteriore indennizzo, che il distributore deve riconoscere al venditore, qualora non sia rispettato il termine di messa a disposizione dei dati, in tutti i casi di cessazione della fornitura.

L'Autorità ha, inoltre, avviato un monitoraggio dei venditori, con l'obiettivo di valutare la possibile modifica della struttura e del livello degli indennizzi introdotti. In tale contesto, sono inoltre acquisite informazioni da parte dei distributori, al fine di verificare l'efficienza nella messa a disposizione dei dati di misura funzionali alla cessazione della fornitura.

In merito alla c.d. "fatturazione di periodo", il TIF definisce, per ciascun settore e per ciascuna tipologia di cliente, la frequenza di emissione delle fatture, prevedendo al contempo che il venditore del mercato libero possa modificarla ma solo in aumento[14]. È, inoltre, introdotto un vincolo temporale all'emissione della fattura, pari a 45 giorni dall'ultimo giorno di consumo addebitato in fattura, vincolo che nel mercato libero può essere differente.

In analogia con quanto disposto per le fatture di chiusura, anche per la fatturazione di periodo è previsto l'obbligo per il venditore di rispettare un ordine di priorità nell'utilizzo dei dati di misura nelle fatture, che privilegi i dati di misura effettivi messi a disposizione dal distributore e le autoletture comunicate dal cliente finale e validate dall'impresa di distribuzione[15], stabilendo altresì che nei casi di utilizzo di proprie stime, il venditore debba determinare il dato di misura stimato sulla base delle informazioni disponibili sui consumi storici effettivi del cliente, in modo da ridurre al minimo lo scostamento tra i consumi effettivi e i consumi stimati. Il venditore dovrà, comunque, procedere ai necessari ricalcoli, in presenza di dati effettivi, e ad emettere una fattura basata su consumi effettivi almeno una volta l'anno e potrà fatturare i consumi successivi alla data di emissione della fattura solo a condizione che sia garantita un'adeguata informazione al cliente finale.

Al fine di consentire una più facile comprensione dei documenti di fatturazione, l'Autorità ha stabilito che, in caso di fatturazione con periodicità mensile e se il dato di misura finale del periodo è

12 La medesima delibera ha disciplinato anche le attività che il distributore dovrà portare a termine in caso di autolettura, prevedendone la validazione e la riconduzione alla data di cessazione della fornitura.

13 Si tratta in particolare dei punti di prelievo trattati monorari per il settore dell'energia elettrica e dei punti di riconsegna non dotati di misuratori *smart meter* per il settore del gas.

14 Per esempio, per i clienti domestici del settore elettrico è prevista una frequenza di fatturazione bimestrale; nel mercato libero il venditore può derogare a tale regola prevedendo una frequenza mensile.

15 Nel mercato libero il venditore può stabilire un diverso ordine di priorità, purché almeno una volta all'anno emetta una fattura che contabilizzi i consumi effettivi.

un'autolettura, non è possibile fare ricorso alle fatture miste, ossia alle fatture contenenti sia i consumi effettivi sia quelli stimati.

Anche per la fatturazione di periodo, l'Autorità ha ritenuto opportuno incentivare l'utilizzo dell'autolettura per i clienti di entrambi i settori che non dispongono di misuratori abilitati alla telelettura[16], introducendo l'obbligo per tutti i venditori di acquisirla, in periodi ben definiti e indicati dai medesimi, e prevedendo specifiche modalità affinché il cliente finale sia messo al corrente dell'opportunità di ricorrere alla medesima. Peraltro, con il TIF si è estesa la possibilità di comunicare l'autolettura anche ai clienti finali di entrambi i settori dotati di misuratori abilitati alla telegestione, qualora abbiano ricevuto fatture contabilizzanti dati stimati per due mesi consecutivi ed è stato introdotto l'obbligo di prendere in carico e di trasmettere all'impresa di distribuzione anche le autoletture eventualmente pervenute attraverso un reclamo scritto o una segnalazione telefonica. A fronte degli obblighi imposti ai venditori, in tema di autolettura, sono stati definiti per i distributori i corrispondenti obblighi di validazione e di trasmissione degli esiti al venditore, con specifiche tempistiche.

L'Autorità ha inoltre previsto, a favore del cliente, ulteriori indennizzi:

- in capo ai venditori, in caso di emissione della fattura di periodo oltre il termine di 45 giorni[17] dall'ultimo giorno di consumo addebitato in fattura;
- in capo ai distributori, nel caso in cui i dati di misura siano stati stimati per due mesi consecutivi a clienti con misuratori telegestiti.

L'Autorità svolgerà, inoltre, un'attività di monitoraggio della fatturazione di periodo (oltre a quella già avviata relativa alla fatturazione di chiusura), che comprende, tra l'altro, la verifica del rispetto dello standard di qualità delle stime dei consumi contabilizzati in fattura, introdotto con l'obiettivo di individuare criticità legate a sovra o sotto stime particolarmente rilevanti.

Con la medesima delibera, l'Autorità ha approvato interventi specifici sia inerenti alla misura e alla disciplina della rateizzazione, sia finalizzati a rendere coerenti le attuali previsioni regolatorie alla nuova disciplina del TIF[18]. Nel dettaglio:

- in materia di misura per il settore elettrico, è stata aumentata la periodicità di rilevazione dei dati di misura per i punti trattati monorari, con potenza non superiore ai 16,5 kW, introducendo anche un obbligo di reitero del tentativo di lettura per massimizzare le possibilità di acquisire i dati effettivi;
- ancora in materia di misura, per entrambi i settori, sono stati introdotti l'obbligo di registrare le cause (opportunamente codificate) dei falliti tentativi di lettura e l'obbligo di erogare gli indennizzi automatici, da parte dei distributori al venditore, in caso di ritardo nella messa a disposizione dei dati di misura;
- è stato introdotto l'obbligo, in capo agli esercenti la maggior tutela, di rateizzazione degli importi fatturati, anche nei casi di fatturazione di importi anomali e di mancato rispetto, pure episodico, della periodicità di fatturazione prevista nel TIF; tale obbligo è altresì fissato per i venditori del mercato libero, i quali possono offrire modalità di rateizzazione anche migliorative.

Ad eccezione di alcune disposizioni per le quali è prevista una diversa tempistica[19], la disciplina del TIF e gli altri interventi definiti con la delibera 463/2016/R/com sono entrati in vigore l'1 gennaio 2017.

Nuova disciplina del recesso dai contratti di fornitura

Con il documento per la consultazione 4 febbraio 2016, 40/2016/R/com, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in tema di modifiche dell'attuale regolazione per quel che attiene alle modalità e

16 Si tratta in particolare dei punti di prelievo trattati monorari per il settore dell'energia elettrica e dei punti di riconsegna non dotati di misuratori *smart meter per* il settore del gas.

17 O altro termine eventualmente indicato dal venditore del mercato libero.

18 In particolare, sono apportate modifiche alle delibere 28 dicembre 1999, 200/99, 18 ottobre 2001, 229/01, 29 luglio 2004, 138/04, al *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73* (TIV), come successivamente modificato e integrato, Allegato A alla delibera 27 giugno 2007, 156/07, al TIVG, come successivamente modificato e integrato, all'Allegato A alla delibera 501/2014/R/com, agli Allegati A e B alla delibera 30 aprile 2015, 200/2015/R/com, all'Allegato C alla delibera 14 ottobre 2015, 487/2015/R/eel, e alla delibera 100/2016/R/com.

19 In particolare, gli obblighi inerenti all'autolettura dei clienti del settore elettrico con misuratori telegestiti e all'acquisizione delle autoletture tramite reclamo o segnalazione telefonica entreranno in vigore ad aprile 2017.

alle tempistiche di recesso dei clienti finali, al fine di adeguare la suddetta disciplina al contesto di evoluzione del mercato *retail*.
Nello specifico, la nuova disciplina del recesso per i clienti finali di piccole dimensioni di energia elettrica e gas, approvata con la delibera 9 giugno 2016, 302/2016/R/com, ha allineato le tempistiche di recesso, in caso di cambio fornitore, con le nuove tempistiche di *switching*.
Il provvedimento, entrato in vigore l'1 gennaio 2017, in merito al recesso dei clienti finali domestici, dei clienti finali in bassa tensione e/o con consumi di gas naturale non superiori ai 200.000 S(m^3)/anno, è intervenuto relativamente:

- al termine di preavviso per l'esercizio del diritto di recesso, che viene fissato in circa tre settimane per tutti i clienti di piccole dimensioni; il preavviso deve giungere all'esercente la vendita uscente entro il giorno in cui è avviata la procedura di *switching* (giorno coincidente con la trasmissione della richiesta al SII, per il settore elettrico, o all'impresa distributrice, per il settore gas);
- alle modalità per l'esercizio del diritto di recesso. L'obiettivo perseguito dall'Autorità è quello di favorire sempre più i flussi informatici, riducendo al contempo i gravosi adempimenti burocratici a carico del cliente. L'onere dell'invio della comunicazione di recesso, infatti, è posto in capo all'esercente la vendita entrante per tutte le tipologie di clienti di piccole dimensioni;
- ad altri interventi; per esempio, nel caso di cessazione del servizio di maggior tutela o di uscita dal servizio di salvaguardia, è previsto che non debba essere trasmessa all'esercente la maggior tutela o la salvaguardia la comunicazione del recesso, in quanto il medesimo può venirne a conoscenza attraverso la consultazione del Registro centrale ufficiale (RCU) (nell'ambito del SII).

Disciplina della morosità

Con la delibera 29 maggio 2015, 258/2015/R/com, l'Autorità ha disciplinato il fenomeno della morosità per entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas naturale regolando, tra l'altro, la costituzione in mora e la rateizzazione delle fatture. Un'impresa di distribuzione ha proposto ricorso al TAR Lombardia nei confronti di detta delibera, formulando una serie di censure, di carattere sia sostanziale sia procedurale, con esclusivo riferimento al settore dell'energia elettrica, in merito a specifiche previsioni relative alla fatturazione del servizio di trasporto nei casi di applicazione degli indennizzi per ritardo negli interventi di riduzione di potenza, di sospensione della fornitura e di interruzione dell'alimentazione; ad alcuni obblighi di comunicazione, in capo alle imprese di distribuzione, relativi all'esito degli interventi appena citati nei confronti del cliente finale moroso; all'obbligo, per le imprese di distribuzione, di comunicare all'utente del trasporto, in caso di esito negativo dell'intervento di sospensione, l'eventuale fattibilità tecnica dell'intervento di interruzione; all'obbligo, per l'impresa di distribuzione, di comunicare all'utente del trasporto, la data in cui verranno effettuati gli interventi.
Il TAR Lombardia, con la sentenza 6 settembre 2016, Sez. II, n. 1629, ha accolto il ricorso esclusivamente con riferimento alle doglianze di natura procedurale concernenti le previsioni di cui ai primi tre punti. In particolare, l'accoglimento si fonda sulla mancata attivazione delle garanzie partecipative nell'ambito del procedimento di regolazione, confermando, in sostanza, la validità del merito delle misure censurate. In esecuzione della suddetta sentenza, l'Autorità ha emanato il documento per la consultazione 1 dicembre 2016, 712/2016/R/com, che illustra gli orientamenti finalizzati a modificare e a integrare l'attuale disciplina relativa al contenimento della morosità nei mercati *retail* dell'energia elettrica, con un contenuto analogo alle disposizioni annullate per difetto di istruttoria. Oltre a rinnovare la disciplina della fatturazione del servizio di trasporto, da parte dell'impresa di distribuzione, nei casi di applicazione degli indennizzi, il documento ha esposto alcuni ulteriori orientamenti in materia di attivazione dei servizi di ultima istanza, in caso di risoluzione dei contratti di fornitura, in cui la parte acquirente sia un'impresa esercente i servizi energetici, nonché in merito al riconoscimento della possibilità, in capo all'impresa di distribuzione, di proporre un piano migliorativo della disciplina afferente ai termini per l'esecuzione dell'intervento di chiusura del PdR per la sospensione della fornitura a causa della morosità, in funzione di specifiche caratteristiche della propria rete di distribuzione.

Interventi di riforma dei processi finalizzati alla gestione dei clienti finali nel SII

Con la delibera 10 marzo 2016, 102/2016/R/com, come successivamente modificata ed integrata dalla delibera 465/2016/R/gas, l'Autorità ha approvato le disposizioni funzionali all'implementazione, per il tramite del SII, del processo di voltura anche per il settore del gas naturale - in analogia a quanto già definito per il

settore elettrico con la delibera 31 luglio 2014, 398/2014/R/eel - attribuendo priorità al processo di voltura semplice, anche al fine di consentire l'aggiornamento completo e tempestivo dell'RCU, necessario per la futura gestione del processo di *switching*. La definizione del processo di voltura con contestuale cambio di fornitore è stata, quindi, rimandata ad un periodo successivo.
In particolare, è stato disciplinato:

- il caso in cui la precedente controparte commerciale (PCC) dia seguito alla richiesta del nuovo cliente finale, individuando le modalità e le tempistiche per la gestione del processo di attivazione contrattuale;
- il caso di diniego da parte della PCC e il processo di attivazione contrattuale nel caso di richiesta di voltura formulata da una nuova controparte commerciale, con le relative modalità e tempistiche di gestione, nonché quelle inerenti all'attivazione dei servizi di ultima istanza di cui al Titolo IV del TIVG. In considerazione delle specificità del settore del gas naturale, la regolazione prevede che, in caso di non accettazione, il cliente finale possa rivolgersi a qualsiasi altra controparte commerciale o, qualora ne abbia diritto, all'esercente il servizio FUI di cui al Titolo IV, Sezione 1, del TIVG, sulla base dei riferimenti indicati dalla PCC stessa nella comunicazione di non accettazione della voltura. Nel caso in cui il cliente finale richiedente non possegga i requisiti per l'accesso al servizio FUI e qualora non intervenga un'attivazione contrattuale con una nuova controparte commerciale, l'utente della distribuzione (UdD) associato alla PCC deve richiedere all'impresa di distribuzione la disattivazione della fornitura, comunicando le informazioni necessarie all'eventuale attivazione del servizio di *default* distribuzione, riferite al cliente finale che ha presentato la richiesta di voltura;
- la rilevazione e la successiva messa a disposizione agli UdD interessati dei dati di misura raccolti in occasione della voltura, in coerenza con le disposizioni in tema di fatturazione di chiusura.

Con specifico riferimento ai punti di riconsegna non letti mensilmente con dettaglio giornaliero, la disciplina in tema di misura prevede, tra l'altro, che:

- in caso di autolettura del cliente finale richiedente, comunicata già in fase di richiesta, la controparte commerciale debba trasmettere il dato di misura direttamente al SII nell'ambito della comunicazione funzionale all'attivazione della fornitura, con le altre informazioni previste; diversamente, la controparte commerciale è tenuta a rendere disponibile l'autolettura del cliente finale all'impresa di distribuzione, per il tramite del proprio UdD, entro un giorno lavorativo dal ricevimento o, se acquisita prima della comunicazione di attivazione contrattuale, entro il giorno lavorativo successivo alla data di attivazione indicata nella medesima comunicazione, utilizzando i flussi informativi standardizzati previsti dalla regolazione in materia;
- l'impresa di distribuzione è, comunque, tenuta ad effettuare la rilevazione del dato di misura alla data di attivazione contrattuale, così come a procedere alla validazione dell'autolettura e a comunicarne l'esito, utilizzando i flussi informativi standardizzati previsti dalla normativa in materia, al più tardi entro il termine di messa a disposizione del dato di misura (fissato in cinque giorni lavorativi dalla data di attivazione contrattuale) all'UdD associato alla PCC, all'UdD associato alla nuova controparte commerciale e contestualmente al SII.

Con la determina 19 aprile 2016, 6/2016 - DMEG, si è provveduto alla standardizzazione dei flussi informativi connessi allo scambio dei dati di misura con riferimento al processo di voltura nel settore del gas

Le offerte PLACET

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 463/2016/R/com, l'Autorità ha approvato il documento per la consultazione 30 marzo 2017, 204/2017/R/com, per l'adozione di provvedimenti diretti alla definizione di offerte a Prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (c.d. "offerta PLACET") ed alla revisione della disciplina delle condizioni contrattuali non economiche applicabili alle forniture di energia elettrica e di gas naturale nel mercato libero. L'obiettivo perseguito è quello di delineare, in coerenza con l'evoluzione del contesto normativo tratteggiato dal c.d. "DDL concorrenza" e con il conseguente affermarsi del mercato libero come modalità ordinaria di approvvigionamento, un assetto dei mercati *retail*, in cui si configureranno:

- offerte PLACET per l'energia elettrica e per il gas naturale, caratterizzate da condizioni contrattuali fissate dall'Autorità, al netto delle sole condizioni economiche, i cui livelli sono liberamente

definiti tra le parti, sebbene in accordo con una struttura predefinita di corrispettivi;
- altre offerte di mercato libero, caratterizzate da prezzi e da condizioni contrattuali liberamente definiti dai venditori, ad eccezione di alcune condizioni contrattuali determinate dall'Autorità (c.d. "condizioni non derogabili").

In tal modo l'Autorità intende favorire la comprensione delle offerte commerciali presenti sul mercato libero da parte dei clienti finali, attraverso due linee di intervento: da un lato, con la definizione di un'offerta facilmente intelligibile e comparabile tra quelle proposte dai diversi venditori (offerta PLACET) e, dall'altro, mediante la formulazione di condizioni contrattuali minime inderogabili da inserire in tutte le offerte del mercato libero, a tutela del cliente finale.
Tali disposizioni saranno applicate ai clienti di piccole dimensioni serviti nel mercato libero identificati, per il settore elettrico, con tutti i clienti (domestici e non domestici) connessi alla rete in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, con i clienti finali (domestici e non domestici) titolari di PDR con consumi annui inferiori a 200.000 S(m^3), ad eccezione dei clienti che esercitano attività di pubblico servizio.
In particolare, l'Autorità intende introdurre le offerte PLACET, differenziate in base alla tipologia di cliente (domestico e piccola impresa), che prevedano:

- condizioni generali di fornitura, c.d. "uniche", definite dall'Autorità;
- livelli di prezzo liberamente determinati dalle parti per i soli corrispettivi associati all'approvvigionamento della materia prima (energia elettrica e gas naturale) e alla sua commercializzazione, senza la possibilità di includere servizi, bonus o oneri aggiuntivi;
- due possibili formule di prezzo, a scelta del cliente, per la parte a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione della materia prima: prezzo fisso, determinato *ex ante* dalla negoziazione tra venditore e cliente finale e mantenuto invariato per 12 mesi, e prezzo variabile, aggiornabile periodicamente solo in base ad un'indicizzazione predeterminata dall'Autorità e collegata al valore all'ingrosso della *commodity*.

Le offerte PLACET dovranno essere obbligatoriamente inserite tra le offerte commerciali di ciascun operatore del mercato libero da proporre a tutti i clienti di piccole dimensioni.

L'offerta PLACET rappresenta, dunque, uno strumento di tutela del cliente finale, innovativo rispetto al controllo di prezzo, nonché propedeutico alla prosecuzione della *Tutela SIMILE*, per quanto riguarda le condizioni applicabili al termine del relativo contratto. Infatti, i clienti finali serviti in regime di *Tutela SIMILE*, entro il terzo mese antecedente la scadenza del contratto, dovranno ricevere una apposita comunicazione scritta da parte del proprio fornitore che indichi, tra le altre informazioni, che, nel caso in cui il cliente non scelga le altre opzioni a sua disposizione, gli sarà applicata l'offerta PLACET definita dall'Autorità (ad eccezione dei prezzi).

Riforma della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale

Con la delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com, l'Autorità ha riformato significativamente il *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV) e alcune parti strettamente correlate alle attività di scambio di dati fra venditori e distributori, ai fini della risposta ai reclami dei clienti finali del *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016 - 2023* (TIQE), e della *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019* (RQDG). La delibera citata si è inserita nel procedimento avviato con la delibera 7 agosto 2014, 410/2014/E/com, per la razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali in materia di trattamento dei reclami e di risoluzione extragiudiziale delle controversie, che ha comportato la pubblicazione di due successivi documenti per la consultazione (15 dicembre 2015, 614/2015/E/com, e 12 maggio 2016, 225/2016/E/com) e che aveva già visto l'approvazione della delibera 5 maggio 2016, 209/2016/E/com, *Testo integrato in materia di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati* (TICO), che regola il tentativo obbligatorio di conciliazione, e della delibera 14 luglio 2016, 383/2016/E/com, *Regolamento per l'attuazione da parte della società Acquirente unico delle attività in avvalimento di cui all'art. 7, comma 5, e all'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11*.
Gli interventi di riforma attuati sul TIQV sono orientati ad attribuire maggiore centralità alla prima fase di gestione del reclamo, nel tentativo di ridurre il numero di reclami non estinti nel rapporto diretto tra i clienti finali (o loro delegati) e le imprese di fornitura. Una maggiore

incisività di questa prima fase, oltre a migliorare il livello di soddisfazione del cliente finale, può determinare impatti positivi anche sulla gestione delle controversie e sui costi ad esse associati, attualmente a carico di tutti i clienti elettrici e gas.

L'obiettivo delineato viene perseguito attraverso una semplificazione dei processi e una maggiore responsabilizzazione dei soggetti della filiera coinvolti nella gestione del reclamo. Con la previsione di un articolato percorso temporale, si è altresì provato a bilanciare esigenze non sempre compatibili fra loro, come quelle, manifestate dai clienti finali, di ottenere risposte tempestive ma al contempo complete e risolutive. Nel periodo individuato andranno, infatti, a regime altri strumenti e processi, che renderanno più facilmente accessibili le informazioni necessarie per fornire risposte adeguate al reclamo.

Nello specifico, la nuova regolazione interviene sulla Parte II del TIQV che regola i reclami, le richieste di informazioni e le rettifiche di fatturazione e, nell'ottica della semplificazione e della responsabilizzazione già citate, prevede principalmente:

- l'eliminazione della distinzione fra reclamo scritto e richiesta scritta di rettifica di fatturazione; quest'ultima fattispecie è stata infatti ricondotta al reclamo scritto e sottoposta a standard specifico. Nel nuovo TIQV sono pertanto definiti quattro livelli di qualità della vendita, di cui tre sottoposti a standard specifico (tempo di risposta a reclami scritti, tempo di rettifica di fatturazione e tempo di rettifica di doppia fatturazione) e uno a standard generale (tempo di risposta a richieste scritte di informazioni);
- l'eliminazione della distinzione fra reclamo semplice e reclamo complesso, con la conseguente eliminazione della risposta "interlocutoria" e l'affermazione del principio che, anche qualora per rispondere al cliente finale il venditore debba richiedere dati specifici al distributore, il cliente ha diritto di ottenere una risposta completa entro 40 giorni;
- la previsione di un percorso triennale per giungere ad una riduzione dei tempi di risposta ai reclami e di esecuzione delle rettifiche di fatturazione. Il percorso temporale previsto e illustrato nella tavola 7.6 è coerente con la semplificazione degli obblighi dei venditori, che ha comportato la modifica della periodicità di comunicazione dei dati all'Autorità da semestrale ad annuale;
- la definizione di due standard generali volontari, che prevedono che il 95% delle risposte motivate sia fornito entro 30 giorni dal ricevimento del reclamo e che il 95% delle rettifiche di fatturazione sia effettuato entro 60 giorni dal ricevimento del reclamo (con un'eccezione per i clienti con fatturazione quadrimestrale, in modo da ridurre i casi in cui sia necessario erogare l'indennizzo con rimessa diretta);
- una modifica alla disciplina degli indennizzi automatici, che riduce il tempo massimo per l'erogazione dell'indennizzo, il quale passa da otto a sei mesi;
- l'introduzione, a partire dall'1 gennaio 2018, della classificazione per argomento e subargomento dei reclami e delle richieste di informazioni sia per i venditori sia per i distributori. Tale classificazione omogenea aiuta gli operatori e il regolatore ad individuare i punti di maggiore criticità/interesse del rapporto di fornitura. La medesima classificazione viene poi adottata nei moduli da predisporre per l'invio dei reclami e anche nella reportistica che riguarda le controversie gestite sia dall'Acquirente unico sia dagli sportelli delle associazioni dei clienti finali, parti di specifici progetti riconosciuti dall'Autorità (cfr. il paragrafo "Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici");
- il rafforzamento delle misure atte a favorire la completezza dei reclami inviati dai clienti finali agli operatori, attraverso la pubblicazione dei moduli reclamo nei siti web degli operatori ed un più ampio utilizzo della posta elettronica e di strumenti on line per l'invio del reclamo stesso;

TAV. 7.6

Livelli specifici di qualità commerciale della vendita di energia elettrica o di gas naturale

INDICATORE	STANDARD SPECIFICO 2017-2018	STANDARD SPECIFICO 2019
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	40 giorni solari	30 giorni solari
Tempo massimo di rettifica di fatturazione	90 giorni solari	60 giorni solari 90 giorni solari per le fatture con periodicità quadrimestrale
Tempo massimo di rettifica di doppia fatturazione	20 giorni solari	20 giorni solari

- la pubblicazione di un *Rapporto Annuale* sui reclami e sulle controversie, che si affianchi al *Rapporto Annuale* sulla qualità dei *call center* e contenga, oltre ai dati comunicati dagli operatori sui reclami e sulle richieste di informazioni ricevuti nell'anno, anche gli esisti di una indagine di *customer satisfaction*, che verifichi la soddisfazione dei consumatori in relazione alle risposte ricevute ai reclami scritti e alle richieste di informazioni presentate agli operatori;
- una modifica della periodicità di comunicazione dei dati da parte dei venditori all'Autorità, con riferimento alle fattispecie di cui al primo punto, da semestrale ad annuale, in analogia a quanto avviene per i dati di qualità commerciale relativi al servizio di distribuzione. I dati comunicati, a partire da quelli riferiti al 2018, dovranno essere classificati per argomento e subargomento (sia per i venditori sia per i distributori).

Sono confermate le disposizioni in merito alla regolazione della qualità telefonica (Parte III) e all'ambito di applicazione del TIQV (Parte I).

Con riferimento all'eliminazione della distinzione fra reclamo semplice e reclamo complesso, si è altresì intervenuti sul TIQE e sull'RQDG e, in particolare, sulla disciplina della qualità commerciale relativa all'attività di distribuzione. La delibera 413/2016/R/com ha rivisto, infatti, anche la disciplina relativa alla prestazione "Tempo di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore", che regola i tempi di risposta dei distributori alle richieste dati che i venditori avanzano per rispondere a un reclamo o a una richiesta di informazione scritta di un loro cliente, estendendola ai reclami telefonici (con previsione di uno standard generale) e alle richieste in sede di conciliazione paritetica (con previsione di standard specifico). Si è proceduto anche all'unificazione per entrambi i settori dell'indennizzo (pari a 25 €) da corrispondere, nei casi di ritardo nella messa a disposizione dei dati al venditore, da parte del distributore (prima era differenziato per settore).

Sono stati, inoltre, previsti un percorso di riduzione degli standard specifici associati alla messa a disposizione dei dati da parte del distributore e una diversa articolazione della stessa prestazione, oggi suddivisa in "Tempo di messa a disposizione di dati acquisibili con lettura del gruppo di misura" (M01) e "Tempo di messa a disposizione di altri dati tecnici" (M02), prevedendo una categoria "Altri dati tecnici complessi" (M02C) (Tav. 7.7). Tale segmentazione ha lo scopo di ridurre le tempistiche di messa a disposizione dei dati da parte dei distributori, lasciando associato al solo M02C lo standard di 15 giorni lavorativi oggi associato all'M02, e confermando lo standard di 10 giorni lavorativi sia per l'M01 sia per il nuovo M02.

Con la delibera 28 dicembre 2016, 795/2016/R/com, si è provveduto ad una più completa articolazione della prestazione M02C.

TAV. 7.7

Livelli specifici e generali di qualità commerciale riferiti al tempo di messa a disposizione del venditore di dati tecnici

TIPOLOGIA DEI DATI TECNICI	MOTIVAZIONE RICHIESTA DA PARTE DEL VENDITORE	TIPOLOGIA LIVELLO	LIVELLO DALL'1 GENNAIO 2017	LIVELLO DALL'1 LUGLIO 2017	LIVELLO DALL'1 GENNAIO 2019
Dati acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01)	Reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	Specifico	10 giorni lavorativi	10 giorni lavorativi	6 giorni lavorativi
Altri dati tecnici (M02)	Reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	Specifico	15 giorni lavorativi	10 giorni lavorativi	6 giorni lavorativi
Altri dati tecnici complessi (M02C)	Reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	Specifico	n.a.	15 giorni lavorativi	12 giorni lavorativi
Dati acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01)	Reclami e richieste ricevuti dal venditore per telefono	Generale	n.a.	10 giorni lavorativi nel 95% dei casi	6 giorni lavorativi nel 95% dei casi
Altri dati tecnici (M02)	Reclami e richieste ricevuti dal venditore per telefono	Generale	n.a.	10 giorni lavorativi nel 95% dei casi	6 giorni lavorativi nel 95% dei casi

TAV. 7.8

Categorie di richieste di dati ricomprese in "Altri dati tecnici complessi" (M02C)

ELETTRICO	• Richieste relative alla ricostruzione dei consumi per malfunzionamento del gruppo di misura. • Richieste relative a dati di misura per periodi superiori a due anni. • Richieste relative a POD trattati orari. • Verifiche relative a dati anagrafici del punto di prelievo inerenti a periodi in cui la rete era gestita da un diverso operatore. • Verifiche relative a dati anagrafici del punto di prelievo inerenti a periodi anteriori di più di 12 mesi alla data della richiesta. • Richieste relative ad interruzioni del servizio di distribuzione. • Richieste relative a contestazioni del cliente in sede di esecuzione lavori di aspetti tecnici.
GAS	• Richieste relative alla ricostruzione dei consumi per malfunzionamento del gruppo di misura. • Richieste relative a dati di misura per periodi superiori a due anni. • Richieste relative a PDR con misuratori di classe superiore a G40. • Richieste relative ad errato abbinamento PDR/matricola/cliente. • Verifiche relative a dati anagrafici del punto di prelievo inerenti a periodi in cui la rete era gestita da un diverso operatore. • Verifiche relative a dati anagrafici del punto di prelievo inerenti a periodi anteriori di più di 12 mesi alla data della richiesta. • Richieste relative a contestazioni del cliente in sede di esecuzione lavori di aspetti tecnici.

Essa individua, all'interno delle fattispecie comprese in M02, quelle complesse (Tav. 7.8) e specifica gli obblighi di registrazione ulteriori in capo ai distributori, derivanti dalla nuova classificazione e dall'estensione della prestazione "Messa a disposizione di dati tecnici" anche ai reclami e alle richieste di informazioni telefoniche, già prevista dalla delibera 413/2016/R/com.

Monitoraggio dei mercati al dettaglio

Il decreto legislativo n. 93/11, in attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, ha stabilito che l'Autorità effettui il monitoraggio dei mercati al dettaglio, con riferimento sia al settore elettrico sia al settore del gas naturale[20]. Tale attività è stata avviata dall'Autorità, per entrambi i settori del mercato della vendita alla clientela di massa[21], con il *Testo integrato del sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale* (TIMR). Con riferimento al biennio 2014-2015, il Rapporto 16 marzo 2017, 168/2017/I/com, illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio, descrivendone, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti nel quadriennio 2012-2015.

I dati raccolti in materia di struttura dell'offerta e di dinamiche concorrenziali nel settore della vendita alla clientela di massa confermano che, anche nel secondo biennio monitorato, i livelli di maturità e di concorrenzialità del mercato sono disomogenei in entrambi i settori e, nell'ambito di ciascun settore, difformi per tipologia di cliente.

In particolare, con riferimento al settore elettrico l'analisi ha evidenziato condizioni concorrenziali uniformi sul territorio nazionale, ma assai disomogenee in relazione alle tipologie di clienti. Si osserva, comunque, un costante e cospicuo incremento del numero degli operatori attivi nel mercato libero per tutte le tipologie di clientela (i gruppi societari attivi passano, infatti, dai 219 del 2012 ai 335 del 2015). Aumentano, quindi, i gruppi societari presenti in buona parte delle regioni geografiche e sono molti quelli che tra il 2012 e il 2015 si sono espansi su tutto il territorio nazionale. Per contro, gli indici di concentrazione a livello nazionale rimangono sostanzialmente stabili nel periodo considerato, facendo anche presupporre che l'incremento del numero degli operatori attivi nel mercato libero sia associato a una loro maggiore frammentazione[22].

Anche nel settore del gas naturale, si assiste ad un incremento del numero degli operatori attivi nel mercato libero. L'efficacia della pressione concorrenziale operata dagli operatori di medie e piccole dimensioni sugli operatori medio-grandi, testimoniata dall'incremento delle loro quote di mercato, è comunque differenziata tra

20 Per un'esaustiva illustrazione in merito, si rimanda alla *Relazione Annuale 2012*.

21 Per clientela di massa si intendono i clienti di piccola e media dimensione in termini di volumi di consumo (clienti domestici, clienti non domestici allacciati alla rete in bassa tensione altri usi e clienti non domestici allacciati alla rete in media tensione altri usi).

22 Per ulteriori dettagli, si veda il Rapporto 168/2017/I/com.

le diverse tipologie di cliente finale. A differenza di quanto accade nel settore elettrico, anche per il biennio 2014-2015 la concorrenza tra i venditori ha avuto luogo principalmente su scala geografica regionale o subregionale, senza mai assumere connotazioni nazionali. Nonostante la crescita di alcuni gruppi societari (testimoniata dall'incremento del numero di operatori che risultano tra i primi quattro in almeno una regione), per tutto il quadriennio analizzato solo due operatori risultano tra i primi quattro venditori in almeno dieci regioni. Inoltre, la concentrazione valutata a livello regionale risulta in media in aumento nel periodo 2012-2015, anche se con andamenti particolarmente disomogenei tra le diverse regioni.

Più nel dettaglio, per il settore elettrico l'attività di vendita ai clienti connessi alla rete in media tensione altri usi continua ad apparire caratterizzata da condizioni di effettiva concorrenza, come desumibile dagli indici di concentrazione e dalla frequenza con cui i clienti cambiano il fornitore (*switching*), anche se lo sviluppo della dinamica concorrenziale tra il 2012 e il 2015 presenta alcuni elementi di criticità.

Il segmento di mercato costituito dai clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi ha accresciuto, rispetto al biennio 2012-2013, il proprio livello di concorrenzialità, raggiungendo buoni risultati, seppure inferiori a quanto rilevato per i clienti in media tensione altri usi. Per quest'ultima tipologia di clienti, la struttura del mercato libero continua, infatti, a essere più concentrata sul lato dell'offerta rispetto a quanto emerge per i clienti in media tensione altri usi. Il servizio di maggior tutela, nonostante costituisca ancora la modalità di approvvigionamento più rilevante per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi, risulta in continuo calo nel quadriennio considerato.

Nel 2015 il 45% dei clienti si è rifornito sul mercato libero (per un corrispondente valore dell'energia pari al 72%, che denota che i clienti con consumi maggiori sono stati i primi ad uscire nel libero mercato), contro il 43% del 2014. Nonostante ciò, riguardo a tale tipologia di clienti, si osserva dal 2013 un rallentamento nelle uscite dal servizio di maggior tutela; uscite che si attestano intorno al 3,6% nel 2015, a fronte di un 3,8% nel 2014. Questo andamento potrebbe dipendere dal fatto che, nell'ambito del servizio di maggior tutela, sono rimasti i clienti con i consumi minori e, presumibilmente, meno appetibili dal mercato libero. In generale, la clientela in bassa tensione altri usi denota una dinamicità accentuata, benché alquanto inferiore alla dinamicità registrata per i clienti in media tensione altri usi. Nel 2015 i passaggi tra le diverse modalità di fornitura di tali clienti sono stati pari a circa il 16%, mantenendosi su valori pressoché stabili dal 2013.

Nel segmento della vendita di energia elettrica ai clienti domestici, si evidenzia un grado di concorrenzialità minore rispetto a quanto sopra evidenziato. In primo luogo, i livelli di concentrazione persistono a livelli elevati e di gran lunga superiori rispetto alla clientela in bassa tensione altri usi e in media tensione altri usi. Relativamente alle condizioni di fornitura ai clienti domestici, l'analisi dei dati pervenuti ha posto in risalto come il servizio di maggior tutela costituisca la modalità di fornitura ancora prevalente per tale tipologia di clienti finali, sebbene in continua diminuzione dal 2012.

Da ultimo, appare confermato, e addirittura accentuato rispetto ai clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi, il vantaggio competitivo in capo agli esercenti del servizio di maggior tutela nel persuadere i clienti, a partire da quelli con i consumi più elevati, a rifornirsi alle condizioni dai medesimi proposte nel mercato libero. Difatti, la quota di clienti domestici che si approvvigionano sul mercato libero da esercenti la vendita collegati al distributore è in continua crescita e, nel 2015, risulta pari al 67%.

I passaggi tra le diverse modalità di fornitura evidenziano, in generale, come la dinamicità dei clienti domestici, seppur significativa, sia meno accentuata rispetto a quella della clientela in bassa tensione altri usi e di quella registrata per i clienti in media tensione altri usi. Nel 2015 i passaggi tra le modalità di fornitura di tali clienti sono stati pari al 13,2%, mantenendosi su valori pressoché stabili dal 2013. Ciò è in parte attribuibile alla limitata capacità del cliente "medio" di questa tipologia di cogliere appieno i benefici derivanti da un mercato libero.

In merito ai processi e ai meccanismi organizzativi a supporto del funzionamento del mercato della vendita, per quanto riguarda il settore dell'energia elettrica, l'indice di reclamosità esprime un risultato positivo per il mercato libero, essendosi ridotto a un livello pari all'1,3% per i clienti domestici, a fronte di un indice di reclamosità pressoché costante per il servizio di maggior tutela (circa lo 0,4% per i clienti domestici) nell'intero quadriennio.

Per quanto attiene al mercato del gas, si rileva, in primo luogo, un incremento del numero degli operatori attivi sul mercato libero. L'efficacia della pressione concorrenziale operata dagli operatori di medie e piccole dimensioni sugli operatori medio-grandi, testimoniata dall'incremento delle loro quote di mercato, è comunque diversificata per tipologie di cliente finale. A differenza di quanto accade nel settore elettrico, anche per il biennio 2014-2015, la

concorrenza tra i venditori ha avuto luogo principalmente su una scala geografica regionale o subregionale, senza mai assumere connotazioni nazionali. Nonostante la crescita di alcuni gruppi societari (confermata dall'incremento del numero di operatori che risultano tra i primi quattro in almeno una regione), per tutto il quadriennio analizzato solo due operatori risultano tra i primi quattro venditori in almeno dieci regioni. Inoltre, la concentrazione valutata a livello regionale risulta mediamente in aumento nel periodo 2012-2015, anche se con andamenti particolarmente disomogenei tra le diverse regioni. In merito ai clienti non domestici (ossia l'insieme delle tipologie condomini uso domestico, altri usi e attività di servizio pubblico), si osserva che i grandi operatori hanno incrementato le rispettive quote di mercato a scapito dei venditori medio-grandi. Va altresì segnalata la crescente pressione concorrenziale esercitata dai soggetti al di fuori del campione del monitoraggio *retail*[23].

Inoltre, è continuato l'incremento, a partire dal 2012, dei passaggi tra le diverse modalità di fornitura per la clientela non domestica, i cui valori nel 2015 si sono attestati al 13,3% per gli altri usi inferiori a 50.000 S(m^3)/anno, al 26,3% per altri usi con consumi superiori a 50.000 S(m^3)/anno e al 20,4% per le attività di servizio pubblico. Tali risultati confermano come questi segmenti di mercato siano i più dinamici nel settore del gas, anche a distanza di due anni dall'entrata in vigore della legge 9 agosto 2013, n. 98, che ha riperimetrato la clientela con diritto ai servizi di tutela, determinando, nei fatti, l'uscita di tali tipologie sul libero mercato.

Per i clienti domestici, tra il 2012 e 2015, nonostante la crescita del primo operatore a livello nazionale, che ha provocato anche l'aumento degli indici di concentrazione, la dinamica concorrenziale ha permesso agli operatori di medie dimensioni di erodere le quote di mercato sia di quelli più grandi sia di quelli più piccoli. Sempre con riferimento ai clienti domestici, nel 2015 si sono registrati passaggi tra le modalità di fornitura per il 12,8% dei clienti domestici. Il valore del totale dei suddetti passaggi rimane pressoché costante dal 2013, anno in cui si era registrato un sostanziale incremento di quasi cinque punti percentuali rispetto all'anno precedente. Nel biennio considerato si è rilevata, rispetto ai due anni precedenti, una riduzione delle rinegoziazioni riguardo ai cambi di venditore (le rinegoziazioni nel 2015 sono pari a 5,1% per i domestici, in lieve ripresa rispetto all'anno precedente). Come per il settore elettrico, infine, i venditori storici presentano un certo vantaggio competitivo nell'aumentare le proprie quote di mercato sul libero. Risulta infatti, nel periodo 2012-2015, in media rafforzata la loro presenza territoriale, anche se in maniera disomogenea a livello regionale (le quote dei venditori storici aumentano in alcune regioni e diminuiscono in altre).

Va, altresì, segnalato come i venditori storici, e in particolare il maggiore operatore a livello nazionale, servano la gran parte dei propri clienti domestici ancora nel servizio di tutela. Sia per i clienti domestici sia per i condomini uso domestico, la modalità di fornitura largamente prevalente risulta ancora il servizio di tutela. Nel 2015 il 68% dei punti di riconsegna nella titolarità di clienti domestici è risultato fornito in regime di tutela, sebbene prosegua il graduale passaggio di tali clienti sul libero mercato. Per quanto concerne la tipologia riferita ai condomini uso domestico, le risultanze relative alla suddivisione per tipologie di mercato sembrano risentire, nel 2015, del comportamento di un unico operatore e, pertanto, al riguardo, sono attualmente in corso alcuni accertamenti.

Anche nel settore del gas naturale emerge come il cliente domestico, rispetto alle altre tipologie di clientela, non abbia ancora raggiunto un'adeguata capacità di orientarsi nel libero mercato.

Il Rapporto analizza, altresì, gli indicatori relativi ai processi e ai meccanismi organizzativi a supporto del funzionamento del mercato della vendita[24]. In particolare, l'indice di reclamosità risulta in continua diminuzione, fin dal 2012, per il mercato libero (attestandosi a un livello pari all'1,4% nel 2015), a fronte di un risultato pressoché costante per il servizio di tutela (pari a circa lo 0,7% nel periodo considerato). Per i clienti in bassa pressione (in larga parte domestici), nel 2015, il numero si è attestato intorno a 153.000 di cui circa la metà relativi al mercato libero.

Inoltre, in merito alla disciplina dei contratti e/o delle attivazioni non richiesti, di cui alla delibera 19 aprile 2012, 153/2012/R/com, il peso

23 La quota di mercato in termini di energia fornita da tali soggetti complessivamente in tutti i servizi (mercato libero e servizio di tutela), infatti, aumenta costantemente per tutte le tipologie di cliente finale. Anche se con velocità differenti tra domestici (per cui tale quota arriva al 10,2% nel 2015) e le altre tipologie (per cui tale quota raggiunge valori significativamente più elevati (superiori al 30%).

24 Relativi alla qualità del servizio di vendita, dei servizi telefonici e alla qualità commerciale del servizio di distribuzione, nonché alla disciplina di cui alla delibera 153/2012/R/com.

dei contratti contestati dai clienti in quanto ritenuti irregolari nella loro formazione si attesta, nel 2015, per i clienti domestici, intorno all'1% del totale dei nuovi contratti sottoscritti nell'anno, mentre raggiunge un livello pari a 0,7% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi.

L'indicatore relativo all'indisponibilità delle misure di *switching* entro le tempistiche stabilite è ulteriormente migliorato nel 2014 (passando dal 2,1% del 2013 all'1,6% del 2014), per poi subire un notevole incremento nel 2015, attestandosi intorno al 9,3%. Tale fenomeno, all'apparenza allarmante, necessita di ulteriori approfondimenti, anche se sembra imputabile al comportamento di una sola impresa di distribuzione e circoscrivibile a ritardi limitati nel tempo e nello spazio.

Anche per questo settore, nel corso del 2015 si rileva un incremento delle rettifiche di fatturazione nel mercato libero principalmente legato a un unico operatore. Inoltre, il fenomeno delle rettifiche di doppia fatturazione ha subito una continua riduzione a partire dal 2012, sebbene nel 2014 si sia assistito a un incremento riguardante il solo servizio di tutela. Infine, il peso dei contratti contestati dai clienti, in quanto ritenuti irregolari nella loro formazione, si attesta nel 2015, relativamente ai clienti domestici, intorno ad una quota pari allo 0,9% rispetto al totale dei nuovi contratti sottoscritti nel medesimo anno, mentre raggiunge livelli più contenuti per gli altri clienti. Sempre relativamente al settore del gas, tra il 2014 e il 2015 si è ridotto il fenomeno degli *switching* non completati a livello sia nazionale sia regionale (ad eccezione che in Toscana), che tuttavia appare ancora rilevante, attestandosi a un livello pari, nel 2015, a circa l'8,5%; ciò comporta la necessità di approfondire le ragioni di tale fenomeno. Inoltre, l'indisponibilità delle misure di *switching* entro le tempistiche assume un andamento altalenante nel corso del quadriennio. A fronte di un incremento nel 2014, che ha portato il relativo tasso di indisponibilità al 2% (rispetto allo 0,8% del 2013), nel 2015 tale valore si è ancora una volta abbassato, attestandosi a livello nazionale all'1,2%. Infine, anche nel gas gli indicatori della qualità dei servizi telefonici e di distribuzione oggetto di monitoraggio continuano ad attestarsi, in generale, su livelli qualitativi superiori rispetto agli standard minimi prescritti dall'Autorità, sebbene per i secondi con risultati altalenanti negli anni.

Per quanto concerne la morosità, l'analisi delle richieste di sospensione del servizio per morosità rivela che tale fenomeno assume dimensioni elevate, seppur in diminuzione per il settore elettrico (ad eccezione dei clienti domestici sul libero mercato). Tale fenomeno deve, comunque, essere inquadrato in un contesto generale di crisi economica e risulta, quindi, anche legato a situazioni specifiche di povertà, che devono essere opportunamente prese in considerazione e affrontate con strumenti mirati (bonus elettrico). Sempre con riferimento alla morosità, desta preoccupazione il fatto che, in entrambi i settori, i clienti in regime di tutela tendano sempre meno ad adempiere ai debiti, dopo avere ricevuto la comunicazione di sospensione per morosità. I pagamenti effettuati dopo la richiesta di sospensione per morosità sono, invece, aumentati per gli altri clienti. Si rileva un aumento del peso del credito di lungo periodo (in essere da più di 180 giorni), rispetto a quello di medio e corto periodo (rispettivamente in essere nel periodo compreso tra i 30 e i 180 giorni e da meno di 30 giorni). Ciò rappresenta un elemento di criticità per lo sviluppo della concorrenza, poiché l'incremento della necessità di cassa per i venditori potrebbe costituire una barriera alla crescita degli operatori di dimensioni ridotte, e potrebbe ripercuotersi indirettamente sui prezzi praticati alla generalità dei clienti finali. Tali dati confermano, anche nel biennio 2014-2015, una disomogeneità a livello regionale della morosità, per entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas. Con riferimento al settore elettrico, tuttavia, va segnalata la forte riduzione delle richieste di sospensione per i clienti in regime di salvaguardia, in primo luogo al Sud.

Per quanto riguarda specificatamente il settore del gas naturale, si rileva che sono richieste sospensioni per morosità più frequentemente per i clienti non domestici piuttosto che per i clienti domestici. Tale differenza risulta meno marcata rispetto al settore elettrico, ma comunque in aumento. Inoltre, le richieste di sospensione risultano in media più basse rispetto al settore elettrico. Al riguardo si precisa che, nel settore del gas, a differenza di quello elettrico, i distributori sono tenuti a soddisfare le richieste di sospensione solo fino a un prefissato numero massimo (peraltro, l'Autorità è già intervenuta in più occasioni con modifiche della regolazione a incrementare tali limiti), e che non sono in funzione misuratori telegestiti che permettano di eseguire da remoto la sospensione della fornitura, in misura comparabile al settore elettrico.

Nel Rapporto sono infine prospettate alcune linee di intervento per entrambi i settori. Infatti, sia per l'elettrico sia per il gas naturale, emerge la necessità di considerare la scarsa partecipazione della domanda, associata al vantaggio competitivo (che nel settore elettrico sembra addirittura mostrare segnali di crescita) degli esercenti la maggior tutela e dei venditori storici. Infatti, in un contesto di completa liberalizzazione, i clienti potrebbero non cogliere tutte le

opportunità offerte dal mercato libero; pertanto, occorre limitare l'esercizio del potere di mercato, promuovendo il dispiegarsi di una concorrenza effettiva e l'espansione dei concorrenti degli operatori storici, ma soprattutto favorendo la maggior partecipazione della domanda.

In tale ottica, si inquadrano gli interventi già posti in essere dall'Autorità volti a definire le strutture di prezzo delle condizioni economiche dei regimi di tutela, a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso, allineati il più possibile con i prezzi che si formano nei mercati *spot*, nonché, per il settore elettrico, l'attuazione della riforma che ha istituito nel 2016 la *Tutela SIMILE*.

Interventi specifici del mercato al dettaglio – Terremoto nel Centro Italia

A seguito degli eventi sismici che hanno colpito il Centro Italia a partire dal 24 agosto 2016[25], l'Autorità è intervenuta con una serie di provvedimenti d'urgenza (delibere 25 agosto 2016, 474/2016/R/com, 27 ottobre 2016, 618/2016/R/com, 2 novembre 2016, 619/2016/R/com, e 6 dicembre 2016, 726/2016/R/com), al fine di sospendere i termini di pagamento delle fatture e dare attuazione alle disposizioni di cui all'art. 48, comma 2, del decreto legge 17 ottobre 2016, n. 189, convertito, con modificazioni, dalla legge 15 dicembre 2016, n. 229.

Con la delibera 28 dicembre 2016, 810/2016/R/com, l'Autorità ha ulteriormente disposto misure di anticipazione finanziaria, al fine di assicurare il mantenimento dell'equilibrio economico e finanziario dei gestori del servizio idrico integrato e delle imprese di vendita di energia elettrica e di gas naturale, compresi i gas diversi distribuiti a mezzo di reti canalizzate. In particolare, con tale provvedimento, l'Autorità:

- ha individuato i soggetti beneficiari del periodo di sospensione dei termini di pagamento delle fatture;
- nelle more dell'adozione delle agevolazioni previste dal richiamato art. 48, comma 2, ha fissato in sei mesi il periodo di sospensione dei termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere, considerando inclusa anche la sospensione del pagamento dei corrispettivi di attivazione, di riattivazione e di disattivazione della fornitura, oltre che dei contributi di allacciamento;
- ha vietato la sospensione delle forniture per morosità degli utenti e dei clienti finali;
- ha attivato, tramite la CSEA, i meccanismi finanziari a supporto dei gestori del SII e degli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica e di gas naturale nelle aree colpite del terremoto, qualora la sospensione dei termini di pagamento delle fatture comporti una significativa riduzione del fatturato, tale da determinare criticità finanziarie a carico dei medesimi soggetti;
- ha differito le tempistiche relative al monitoraggio della qualità commerciale della vendita di energia elettrica e gas, della fatturazione, dell'*unbundling*, della raccolta dati venditori prevista dal *Testo integrato compensazione della spesa dei clienti domestici disagiati per le forniture di energia elettrica e gas naturale* (TIBEG, Allegato A alla delibera 26 settembre 2013, 402/2013/R/com);
- ha differito, nell'ambito della disciplina del sistema indennitario, i termini di pagamento e di fatturazione dei corrispettivi C^{MOR} a carico degli esercenti la vendita entranti;
- ha dettato alcune previsioni in tema di capacità di trasporto del gas naturale, al fine di prevenire l'insorgere di oneri in capo alle imprese di vendita non recuperabili dai clienti finali, prevedendo la possibilità per gli utenti del trasporto di ridurre la capacità di trasporto loro conferita per l'anno termico in corso, presso i punti di riconsegna della rete di trasporto situati nei comuni colpiti dagli eventi sismici;
- ha previsto una deroga temporanea a quanto disposto dall'art. 13 del TIBEG, per garantire l'ammissione e il rinnovo in continuità dei bonus gas ed elettrico ai clienti economicamente svantaggiati, temporaneamente residenti in altre abitazioni o in moduli abitativi temporanei, a causa dell'inagibilità parziale o totale della loro abitazione di residenza sita nei comuni interessati dagli eventi sismici.

Con la medesima delibera, l'Autorità ha infine avviato un procedimento finalizzato a disciplinare con successivi provvedimenti:

- l'introduzione di agevolazioni di natura tariffaria, a favore delle utenze situate nei comuni danneggiati, facendo ricorso, ove opportuno, a strumenti di tipo perequativo;

25 Al riguardo, si vedano anche i Capitoli 1 e 5 di questo Volume.

- la disciplina delle modalità e dei termini di restituzione alla CSEA delle somme anticipate;
- l'aggiornamento delle componenti tariffarie UC_3 (per il settore elettrico) e UG_1 (per il settore gas).

Con il documento per la consultazione 26 gennaio 2017, 23/2017/R/com, l'Autorità ha poi illustrato i propri orientamenti in relazione alle modalità operative:

- per il riconoscimento delle agevolazioni tariffarie a favore delle popolazioni colpite dal terremoto;
- per la ripresa della fatturazione e per la rateizzazione dei pagamenti sospesi;
- per la copertura dei maggiori oneri di morosità sostenuti dagli esercenti la vendita di energia elettrica e gas;
- per la restituzione alla CSEA delle anticipazioni finanziarie richieste dagli operatori.

Nell'ambito del summenzionato documento per la consultazione, l'Autorità ha, altresì, proposto che:

- entro sei mesi dalla ripresa dei termini di pagamento, ciascun esercente l'attività di vendita di energia elettrica e di gas ripristini la situazione preesistente, rateizzando gli importi dovuti, tenendo conto delle agevolazioni previste. In particolare, l'operatore rateizza (senza applicazione di interessi) gli importi su un periodo pari a 24 mesi, periodo che potrà essere ridotto proporzionalmente, qualora l'importo delle rate risulti inferiore a 20 €;
- l'esercente la vendita pubblichi sul sito internet tutte le informazioni relative alla rateizzazione;
- la partecipazione ai meccanismi di riconoscimento a copertura dei maggiori oneri di morosità, sostenuti dagli esercenti la vendita di energia elettrica e gas, sia volontaria e subordinata alla presentazione di un'apposita istanza alla CSEA, decorsi 24 mesi dalla scadenza della rata o della fattura. Tali meccanismi prevederanno una percentuale di riconoscimento dei crediti non riscossi determinata secondo un criterio idoneo ad incentivare l'efficiente gestione del credito;
- la restituzione alla CSEA delle anticipazioni finanziarie riconosciute agli esercenti l'attività di vendita, sia effettuata contestualmente agli incassi degli importi dovuti dai clienti finali e, comunque, non oltre la fine del mese di marzo 2020.

Il documento per la consultazione in esame non affronta il tema del livello e della durata delle agevolazioni, oggetto di una parallela fase di coordinamento promossa dall'Autorità nei confronti delle altre istituzioni e amministrazioni coinvolte.

Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori

Strumenti di confronto dei prezzi per i servizi elettrico e gas

Nel corso del 2016, si sono rilevati oltre 360.000 accessi complessivi alla pagina iniziale del Trova offerte, il sistema di ricerca delle offerte commerciali rivolte ai clienti domestici dei servizi elettrico e gas[26], pubblicato sul sito internet dell'Autorità, mentre i calcoli effettuati (visualizzazione della pagina dei

26 Per una illustrazione esaustiva del sistema, si rimanda alla *Relazione Annuale 2012*.

risultati) risultano essere stati pari a circa 550.000.

Al 31 marzo 2017 il sistema contava la partecipazione volontaria di 29 imprese di vendita, tra cui i maggiori operatori a livello nazionale e regionale, e alcuni soggetti operanti su scala locale.

Per le ricerche compiute nel mese di marzo 2017, utilizzando il profilo di consumo medio del cliente domestico tipo[27], nelle maggiori città italiane il sistema ha visualizzato, per il servizio elettrico, oltre 60 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con la proposta più economica che offre potenziali risparmi, calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte e per abitazioni a Roma, di oltre 60 €/anno (-13%) rispetto alla fornitura a condizioni regolate, e di circa 160 €/anno (-27%) rispetto all'offerta meno economica. Osservando la situazione a marzo 2015, la spesa lorda associata all'offerta più economica risulta oggi inferiore di circa 28 €/anno. Sempre considerando l'offerta più economica, il potenziale risparmio rispetto alla fornitura a condizioni regolate risulta oggi superiore, se posto a confronto con quello dello scorso anno (-40 €/anno a marzo 2016), e il potenziale risparmio rispetto all'offerta meno economica risulta anch'esso superiore in confronto a quello riferibile al mese di marzo 2016 (-130 €/anno).

Per il servizio gas, nel mese di marzo 2017 il sistema ha visualizzato oltre 35 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con la proposta più economica che determina potenziali risparmi, calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte e per abitazioni a Roma, di circa 170 €/anno (-15%) rispetto alla fornitura a condizioni regolate, e di circa 270 €/anno (-21%) rispetto all'offerta meno economica. In confronto alla situazione osservata nel mese di marzo 2016, la spesa lorda associata all'offerta più economica risulta oggi inferiore di circa 95 €/anno. Sempre considerando l'offerta più economica, a marzo 2017 il potenziale risparmio risulta superiore, se posto a confronto con quello riscontrabile un anno fa, sia rispetto alla fornitura a condizioni regolate (-106 €/anno a marzo 2016) sia rispetto all'offerta meno economica (-190 €/anno a marzo 2016).

La ricerca per offerte congiunte ha visualizzato fino a sei/sette risultati; la spesa annua associata all'offerta congiunta più economica visualizzata per la città di Roma risulta superiore (+28 €/anno) 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 (il divario era meno sensibile nel mese di marzo 2016: +12 €/anno), inferiore di circa 210 €/anno (-12%) rispetto alla somma della spesa associata ai prezzi tutelati (a marzo 2016 il divario risultava pari a 135 €/anno) e di circa 350 €/anno rispetto all'offerta congiunta meno economica.

Per entrambi i servizi, elettrico e gas, si conferma, anche per il 2017, che le offerte più economiche, in base alla lista dei risultati di ricerca, sono quelle che prevedono un prezzo della materia energia o gas naturale bloccato per almeno un anno, la stipulazione del contratto tramite internet, la domiciliazione dei pagamenti e l'invio di bollette in formato elettronico.

Sportello per il consumatore di energia: l'informazione ai clienti finali tramite il call center

Riguardo all'attività svolta dal *call center* dello Sportello per il consumatore di energia[28] (Sportello), dall'1 gennaio 2015 al 31 dicembre 2016, si fa riferimento alle tavole 7.9 e 7.10. Confrontando i dati relativi all'anno 2016 con quelli dell'anno 2015, si registra una diminuzione del numero di chiamate pervenute in orario di servizio, che sono passate da 416.056 a 364.568 (con una diminuzione di circa il 12%), e di quelle effettuate al di fuori dell'orario di servizio, nonché una apprezzabile diminuzione di quelle abbandonate senza la risposta dell'operatore. Il costo sostenuto dallo Sportello per questo servizio, seppure a fronte di una diminuzione (-12,6 %) dei contatti complessivi in ingresso rispetto al 2015, registra, sempre rispetto al 2015, un aumento del 21% dei costi totali sostenuti (passando da 81.130 € nel 2015 a 98.611 € nel 2016), sia a causa dell'incremento delle chiamate da rete mobile (passate dal 46,7% del 2015 al 51,6% del 2016, con la conseguente diminuzione di quelle da rete fissa) sia a causa della durata complessiva dei minuti di conversazione dovuta alla maggiore complessità degli argomenti delle chiamate, in particolare relativamente al canale "mercati" e ai quesiti più frequenti presentati dai consumatori anche in tema

27 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(m^3)/anno.

28 Il servizio telefonico di informazione ai clienti finali dei settori elettrico e gas è svolto dallo Sportello, la cui gestione è affidata in avvalimento all'Acquirente unico, in base all'art. 27, comma 2, della legge 23 luglio 1999, n. 99, e all'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11 (cfr. la *Relazione Annuale* degli anni precedenti). Attualmente lo Sportello opera sulla base della delibera 26 luglio 2012, 323/2012/E/com, e dei relativi progetti operativi.

TAV. 7.9

Chiamate pervenute al call center dello Sportello

	PERVENUTE (ORE 8-18)	CHIAMATE FUORI ORARIO	TOTALE PERVENUTE	CHIAMATE GESTITE			ABBANDONATE SENZA RISPOSTA DELL' OPERATORE	ATTESA MEDIA (SECONDI)	MEDIA CONSERVATA (SECONDI)
				TOTALI	DI CUI CON OPERATORE	DI CUI CON RISPONDITORI AUTOMATICI			
I Trim. 2017	113.704	30.139	143.843	100.095	100.095	-	13.609	157	191
I Trim 2016.	112.775	19.203	131.978	107.318	101.723	5.595	11.052	146	202
II Trim. 2016	93.124	20.301	113.425	89.203	86.605	2.598	6.519	137	205
III Trim. 2016	77.848	12.589	90.437	75.201	71.620	3.581	6.228	144	197
IV Trim. 2016	80.821	8.501	89.322	76.101	71.122	4.979	9.699	159	195
TOTALE 2016	**364.568**	**60.594**	**425.162**	**347.823**	**331.070**	**16.753**	**33.498**	**147**	**200**
I Trim. 2015	115.822	21.418	137.240	110.026	104.587	5.439	11.235	138	186
II Trim. 2015	98.510	21.773	120.283	94.010	88.856	5.154	9.654	156	180
III Trim. 2015	86.040	13.140	99.180	81.450	78.468	2.982	7.572	146	190
IV Trim. 2015	115.684	14.230	129.914	110.435	104.578	5.857	11.106	153	240
TOTALE 2015	**416.056**	**70.561**	**486.617**	**395.921**	**376.489**	**19.432**	**39.567**	**148**	**199**
TOTALE	**894.328**	**161.294**	**1.055.622**	**843.839**	**807.654**	**36.185**	**86.674**	**148**	**199**

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

di "conciliazione", che hanno mantenuto tempi medi di conversazione più lunghi.

Nel primo trimestre 2017, sono state registrate 113.704 chiamate in ingresso, stabili rispetto all'analogo periodo del 2016 (+0,8%).

I temi trattati nelle telefonate pervenute allo Sportello hanno riguardato, in particolar modo, i bonus gas ed elettrico (in lieve calo) e il mercato dell'energia (in leggero aumento). Un apprezzabile calo si è registrato per le telefonate, con le quali i clienti hanno richiesto notizie in merito ai propri reclami aperti presso lo Sportello stesso.

Per quanto riguarda i nuovi canali informativi (*prosumers* e conciliazioni) avviati dal 2013, si segnala che nel 2016 la scelta del canale "conciliazioni", ossia le richieste sulle modalità di risoluzione extragiudiziale delle controversie, ha registrato un apprezzabile aumento, verosimilmente legato anche alla riforma del sistema di tutele per il trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie nei settori elettrico e gas e, in particolare, all'emanazione della delibera 209/2016/E/com, che ha introdotto il tentativo obbligatorio di conciliazione da applicarsi in tutti i casi di reclamo senza risposta o con risposta insoddisfacente, ad eccezione di alcune determinate e limitate materie (c.d. "procedure speciali"). Molto modesto è stato invece l'incremento del canale *prosumers*. Si registra un apprezzabile aumento dei contatti sul canale "mercati".

Il decremento delle chiamate registrato anche nel 2016, rispetto all'anno precedente, può verosimilmente essere ricondotto anche alla riduzione delle campagne di comunicazione tramite spot sui canali Rai.

TAV. 7.10

Principali argomenti delle chiamate gestite con operatore dal call center dello Sportello

	BONUS GAS	BONUS ELETTRICO	PREZZI BIORARI	MERCATI	RECLAMI	ASSICURAZIONE GAS	PROSUMERS	CONCILIAZIONE
I Trim. 2016	30.572	24.831	3.564	24.924	12.427	-	1.681	4.626
II Trim. 2016	4.809	21.095	2.205	22.342	10.829	-	1.415	3.993
III Trim. 2016	9.132	8.406	1.781	18.702	8.764	-	1.364	3.470
IV Trim. 2016	19.959	18.032	1.974	18.555	7.926	-	1.192	3.484
TOTALE 2016	**94.473**	**82.365**	**9.524**	**84.523**	**39.946**	**-**	**5.653**	**5.573**
I Trim. 2015	29.969	27.319	3.461	24.112	13.834	-	1.628	4.264
II Trim. 2015	26.370	21.888	2.875	20.354	12.232	-	1.430	3.708
III Trim. 2015	22.123	19.880	2.264	18.918	10.577	-	1.299	3.406
IV Trim. 2015	34.178	25.897	2.958	24.087	11.644	-	1.604	4.210
TOTALE 2015	**112.640**	**94.984**	**11.558**	**87.471**	**48.288**	**-**	**5.960**	**15.588**

2017	BONUS GAS	BONUS ELETTRICO		DIRITTI DEI CONSUMATORI E INFORMAZIONI SULLA REGOLAZIONE	PRATICHE APERTE PRESSO LO SPORTELLO		PROSUMERS	STRUMENTI PER LA RISOLUZIONE DELLE CONTROVERSIE	TUTELA IMILE
I Trim. 2017	24.109	25.840	-	14.136	9.085	-	-	17.786	9.138
TOTALE	**231.222**	**203.189**	**21.083**	**186.130**	**97.319**	**-**	**1.613**	**48.947**	**9.138**

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

A seguito della riforma del sistema di tutele sopra menzionata, con efficacia dall'1 gennaio 2017 sono state modificate le denominazioni dei servizi dell'albero fonico. Nel primo trimestre 2017, le chiamate pervenute hanno interessato principalmente il bonus elettrico e gas (circa il 50%), le modalità di risoluzione delle controversie (circa il 19%) e i diritti e la regolazione (circa il 14%). Il dato in crescita riferito alla risoluzione delle controversie conferma il ruolo sostanziale del *call center* nell'indirizzare i clienti finali che necessitano di orientamento di fronte alla predetta riforma del sistema di tutele e, in particolare, al ruolo centrale della conciliazione.

Riguardo all'attività svolta, il *call center* ha rispettato, anche nel corso del 2016, gli standard di qualità previsti per i *call center* dei venditori di energia elettrica e gas dal TIQV (in parte ulteriormente innalzati dal gennaio 2015), ottenendo i seguenti risultati:

- accessibilità al servizio (AS): 100% (standard minimo richiesto: > 95%);
- tempo medio di attesa (TMA): 147 secondi (standard minimo richiesto: < 200 secondi);
- livello di servizio (LS): 91% (standard minimo richiesto: > 80%).

Rispetto all'anno precedente, risulta confermato il livello di AS, mentre si registra un miglioramento dell'1% dell'LS e del TMA.

L'aumento dei tempi medi di attesa, verificatosi all'inizio dell'anno e poi mantenutosi costante, è dovuto anche al fatto che, a seguito dell'avvio in esercizio del nuovo sito web dello

Sportello, sono stati modificati due messaggi automatici dell'*Interactive Voice Response* (IVR). In particolare, sono stati cambiati il messaggio per comunicare l'informativa inerente al trattamento dei dati personali (ex decreto legislativo 30 giugno 2003, n. 196) e il messaggio in chiusura del contatto, per notificare all'utente la possibilità di consultare i contenuti del nuovo sito internet e di utilizzare i nuovi servizi offerti dal Portale clienti dello Sportello.

Per quel che riguarda la *customer satisfaction*, legata all'iniziativa intitolata "Mettiamoci la faccia", promossa dal Dipartimento della Funzione pubblica della Presidenza del Consiglio dei ministri, per il periodo 1 gennaio 2016 - 31 dicembre 2016, i clienti che si sono rivolti al *call center* dello Sportello hanno valutato il servizio buono nell'81% dei casi, sufficiente nel 14% dei casi e non soddisfacente nel 5% dei casi (valutazione espressa dal 49,6% di utenti 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.

I dati inerenti ai livelli di servizio del *call center* dello Sportello e all'iniziativa "Mettiamoci la faccia", per il primo trimestre 2017, fanno registrare, rispetto al 2016, un incremento del tempo medio di attesa, una lieve diminuzione dell'LS e un lieve incremento delle valutazioni negative.

TAV. 7.11

Livelli di servizio per il call center dello Sportello

	2016					2016					2017[A]
	I Trim.	II Trim.	III Trim.	IV Trim.	Anno	I Trim.	II Trim.	III Trim.	IV Trim.	Anno	I Trim.
Accessibilità al servizio (AS) %	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Tempo medio di attesa (TMA) sec.	143	156	146	153	150	146	137	144	159	147	157
Livello di servizio (LS)	90%	90%	91%	90%	90%	91%	93%	92%	88%	91%	88%

(A) Dato trimestrale parziale; rilevazione su base semestrale.

TAV. 7.12

Risultati della rilevazione "Mettiamoci la Faccia" per il call center dello Sportello

	2015					2016					2017
	I Trim.	II Trim.	III Trim.	IV Trim.	Anno	I Trim.	II Trim.	III Trim.	IV Trim.	Anno	I Trim.
Buono	83%	83%	83%	82%	83%	80%	81%	82%	81%	81%	80%
Sufficiente	13%	13%	13%	13%	13%	14%	14%	13%	14%	14%	14%
Negativo	4%	4%	4%	5%	4%	6%	5%	5%	5%	5%	6%
"% Chiamate conversate sottoposte a valutazione[A]	47,7%	48,0%	49,6%	50,0%	49,0%	49,0%	50,7%	49,6%	48,9%	49,6%	46,1%
% Utenti invitati dall'operatore a lasciare la valutazione[A]	91,0%	88,0%	88,6%	90,2%	89,5%	88,0%	88,4%	88,2%	88,6%	88,0%	85,0%

(A) Percentuale calcolata su totale chiamate in orario di servizio.

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e di gas

Il TIQV stabilisce gli obblighi minimi e gli standard generali per i servizi telefonici, che devono essere rispettati dalle aziende di vendita. Gli standard e gli obblighi del servizio sono stati aggiornati dall'1 gennaio 2017 a tutela dei clienti finali, in considerazione dell'evoluzione dei mercati e dei miglioramenti conseguiti dalle aziende.

Per i venditori fino a 10.000 clienti è prevista una disciplina semplificata, considerato che in questi casi il cliente frequentemente entra in contatto diretto con il fornitore tramite gli sportelli presenti sul territorio. Le aziende di vendita con almeno 50.000 clienti finali e una media giornaliera di chiamate ai propri *call center* uguale o superiore a 400 sono anche sottoposte ogni semestre ad una indagine di *customer satisfaction*. Il monitoraggio della qualità percepita del servizio è effettuato tramite un'indagine demoscopica presso i clienti che hanno effettivamente usufruito del servizio, in modo da garantire la verifica costante della qualità erogata dai *call center*.

Il monitoraggio mira a prevenire possibili fenomeni di peggioramento del servizio, visti i buoni livelli raggiunti nel corso degli anni, e ricomprende, tra le imprese sottoposte all'indagine, anche i venditori con elevate percentuali di clienti serviti in regimi di tutela.

La tavola 7.13 riporta gli indicatori e gli standard generali che devono essere rispettati dalle aziende di vendita.

Rapporto Annuale sui call center

Dal mese di maggio 2016 ogni anno viene pubblicato il *Rapporto Annuale* sulla qualità dei servizi telefonici, che ha sostituito la graduatoria dei *call center* pubblicata sino alla fine del 2014.

Il *Rapporto Annuale*, caratterizzato da un perimetro più ampio rispetto ai soli servizi telefonici, ricomprende anche gli altri strumenti di contatto e *customer care* messi a disposizione della clientela, che i venditori hanno affiancato ai canali tradizionali con l'evolversi del mercato e delle tecnologie di comunicazione.

Tale rapporto, oltre a dar conto del rispetto degli obblighi e degli standard generali (obblighi di orari di apertura minimi, di gratuità per le chiamate da rete fissa in caso di *call center* con IVR, di possibilità di parlare con un operatore già al secondo livello dell'IVR), fornisce informazioni individuali sul rispetto degli standard minimi comunicati da ciascun venditore con più di 50.000 clienti finali alimentati in

TAV. 7.13

Standard generali di qualità dei call center

INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD Dal 1° gennaio 2015	STANDARD Dal 1° gennaio 2017
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.	AS ≥ 95%	AS ≥ 95%
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.	TMA ≤ 200 secondi	TMA ≤ 180 secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine e il numero di chiamate che arrivano ai *call center* chiedendo di parlare con un operatore.	LS ≥ 80%	LS ≥ 85%

bassa tensione e/o in bassa pressione.

Nel rapporto sono, inoltre, evidenziati i risultati complessivi delle due indagini demoscopiche semestrali svolte nel 2016 e sono poste in risalto sia la disponibilità di servizi tipicamente legati al *call center* (facilità di navigazione e gestione delle code di chiamate in attesa del colloquio con l'operatore nei momenti di intenso traffico) sia l'ampia gamma di altri strumenti di contatto offerti.

I numeri telefonici soggetti agli obblighi sono circa un centinaio (alcune imprese mettono a disposizione della clientela più numeri di telefono). Le analisi hanno rivelato che il numero di clienti serviti nel mercato libero ha un impatto nettamente superiore sul numero di chiamate ricevute dal *call center* rispetto al numero di clienti in tutela e che questo effetto risulta più rilevante nel settore elettrico. Il numero di chiamate si rivela influenzato, secondo un ordine di importanza, dal numero di clienti del mercato libero elettrico, del servizio di tutela gas, del servizio di maggior tutela ed, infine, del mercato libero gas.

Per quanto riguarda l'indagine di *customer satisfaction*, le imprese partecipanti sono state 23 nel primo semestre e 29 nel secondo (le imprese che ricevono in media almeno 400 chiamate al giorno), per un totale di clienti pari, nel secondo semestre, a circa 48,2 milioni, di cui 28,5 milioni in tutela (di cui il 65,9% in maggior tutela) e 19,7 milioni nel mercato libero (di cui il 63,2% elettrici).

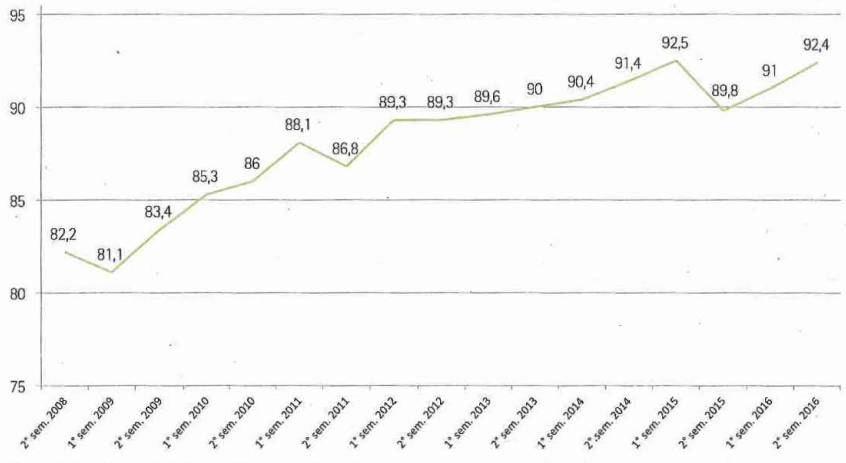
L'indice di soddisfazione (ICS) non sembra influenzato né dalla dimensione aziendale né dai due indicatori TMA ed LS, il cui livello effettivo è già molto elevato e che consente in media ai clienti di accedere rapidamente sia all'IVR sia all'operatore telefonico. Una maggior influenza sull'ICS è riscontrata nella percentuale dei clienti del mercato libero di ciascuna azienda. Il livello di soddisfazione complessivo, misurato dall'indice ICS nel 2016, si è confermato in media elevato.

Le aziende che erogano anche altri servizi rispetto all'elettricità e al gas registrano risultati lievemente superiori e ciò potrebbe essere determinato, in parte, dal fatto che le aziende *multiutility* godono, da parte dei propri clienti, di una percezione di affidabilità e solidità derivata dall'essere degli *incumbent*. Per quanto riguarda le criticità rilevate durante le interviste, esse riguardano un 22,6 % di clienti che ha dovuto telefonare più volte e, fra questi, un 34,6% che dichiara di aver ottenuto risposte poco coerenti. I fattori che pesano di più nella formulazione di un giudizio negativo sul servizio ottenuto da parte dei clienti sono la "capacità di risolvere il problema nel minor tempo possibile" e la "chiarezza delle risposte fornite".

Per quanto riguarda altri canali di contatto, 39 imprese su 54 hanno dichiarato di mettere a disposizione del cliente altre modalità di contatto oltre al *call center*. I dati forniti dalle aziende mostrano come il canale telefonico e il tradizionale sportello vengano affiancati da altri canali di contatto ed erogazione di servizi attraverso la

FIG. 7.2

Indice di soddisfazione – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2016)



Fonte: Elaborazione dati dichiarati dalle imprese di vendita.

multicanalità e che questa sia ormai una realtà consolidata e sempre più significativa anche per la vendita di energia elettrica e gas.

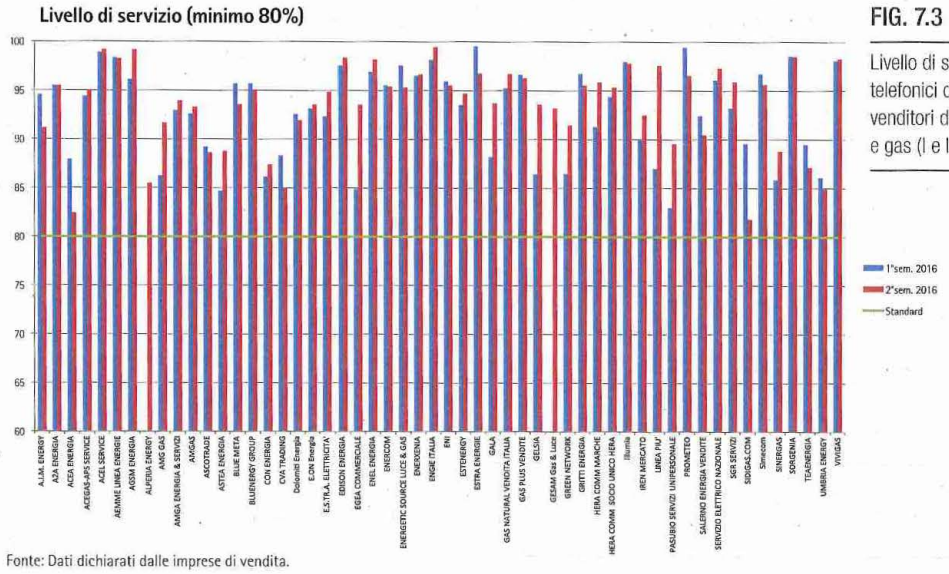
Trentanove aziende su 54 hanno dichiarato di offrire ai clienti, tra i propri canali di contatto, la possibilità di usufruire di sportelli territoriali e/o punti di contatto. Per quanto riguarda internet, 31 aziende su 54 hanno dichiarato di offrire ai clienti tramite web sia servizi informativi sia servizi dispositivi. In generale, il cliente accede al sito internet del fornitore per leggere le bollette, per informarsi sulle offerte e sulle promozioni, per consultare *Frequently Asqued Questions* (FAQ) o informazioni e guide, per procedere all'autolettura, per richiedere assistenza, per monitorare i consumi, per pagare le bollette, per reperire i moduli, per accedere ai programmi fedeltà e per ulteriori servizi.

Per quanto riguarda i servizi dispositivi tramite sito internet, 31 aziende su 54 offrono la possibilità ai propri clienti di gestire il proprio contratto via web, tramite l'area clienti, e, sebbene non tutte le aziende abbiano fornito dati quantitativi in proposito e informazioni facoltative riguardo ai canali di contatto, quelle che lo hanno fatto mostrano un significativo numero di contatti, crescente nel corso dei mesi, e, in alcuni casi, del tutto comparabile ai contatti relativi al canale telefonico.

Emerge, quindi, sempre più e in modo costante, l'importanza del ruolo svolto dal web sia nella gestione delle pratiche sia nell'informazione, soprattutto per le imprese di maggiori dimensioni e con scarso radicamento sul territorio. Anche i clienti intervistati, pur confermando come canale preferito quello telefonico, hanno espresso una maggiore predilezione per il web rispetto agli sportelli territoriali (18,2% verso il 12,3%).

Il rapporto sulla qualità dei servizi telefonici evidenzia, quindi, complessivamente, buoni risultati in termini di organizzazione del servizio e di qualità percepita.

Le figure 7.3 e 7.4 riportano i livelli di servizio e i tempi medi di attesa registrati dalle principali aziende di vendita di energia elettrica e gas nel primo e nel secondo semestre 2016.



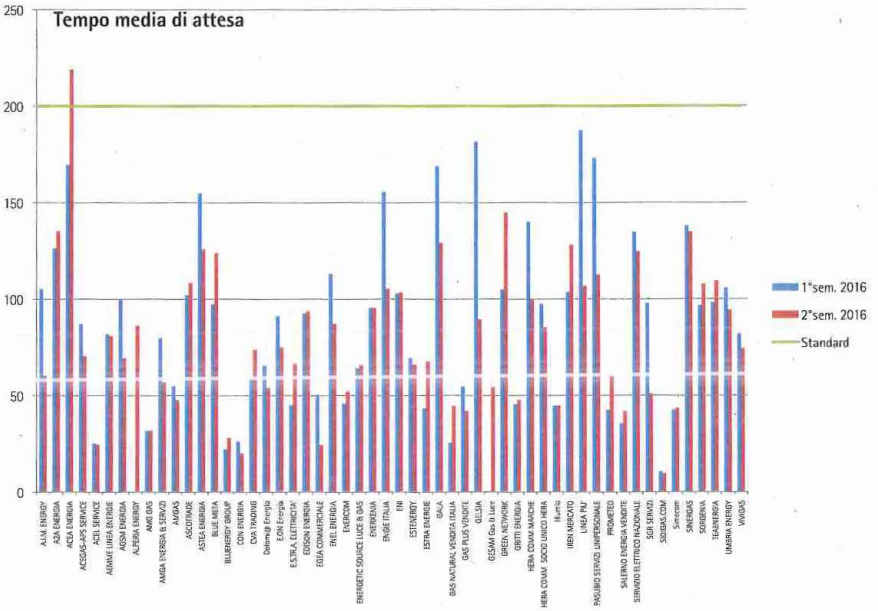
Fonte: Dati dichiarati dalle imprese di vendita.

FIG. 7.3

Livello di servizio – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2016)

FIG. 7.4

Tempo medio di attesa - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center (I e II semestre 2016)



Fonte: Dati dichiarati dalle imprese di vendita.

Valutazione dei reclami e risoluzione delle controversie dei consumatori

Con l'approvazione della delibera 383/2016/E/com, l'1 gennaio 2017 è entrato in vigore il nuovo regolamento di funzionamento dello Sportello; il precedente regolamento di funzionamento dello Sportello, di cui alla delibera 19 giugno 2014, 286/2014/R/com, è rimasto transitoriamente in vigore per la gestione delle comunicazioni ricevute dal medesimo Sportello fino al 31 dicembre 2016.

Nella figura 7.5 è illustrato l'andamento storico dei reclami, delle richieste di informazioni e delle segnalazioni ricevuti dallo Sportello a partire dal 2010. Il grafico evidenzia, anche nell'ultimo anno, una riduzione del 4% (da 40.775 a 38.966), che potrebbe essere legata al miglioramento di alcuni processi nel mercato *retail* e a un maggior numero di problematiche risolte al primo livello di reclamo presso l'esercente. Come risulta dalla tavola 7.14, i clienti che si rivolgono allo Sportello sono in prevalenza domestici e il settore maggiormente interessato continua ad essere quello elettrico che, tuttavia, presenta un numero di clienti superiore a quello del settore gas.

Nel corso del quarto trimestre 2016 sono stati completati lo sviluppo, il collaudo e la pubblicazione del nuovo sito web dello Sportello (www.sportelloperilconsumatore.it), dal quale si accede al nuovo Portale clienti, entrambi adeguati alle novità introdotte dalla citata delibera 383/2016/E/com.

Con riferimento alle tempistiche e alle modalità di risposta degli esercenti e del Gestore dei servizi energetici (GSE) alle richieste di informazioni dello Sportello, i dati riferiti al primo e al secondo semestre

2016 confermano un complessivo miglioramento della qualità delle risposte degli operatori. Al contempo sono stati individuati 138 casi in cui, a seguito di risposta non esaustiva dell'esercente alla richiesta dello Sportello, il cliente ha ricevuto un indennizzo automatico.

Relativamente alla qualità delle risposte fornite dallo Sportello e alla sua *accountability*, sono stati pubblicati, nel sito web dello Sportello, i livelli di qualità previsti dal progetto e raggiunti, nonché i risultati delle rilevazioni della *customer satisfaction* relativa alla gestione dei reclami da cui emerge che lo Sportello ha rispettato in gran parte gli obiettivi fissati.

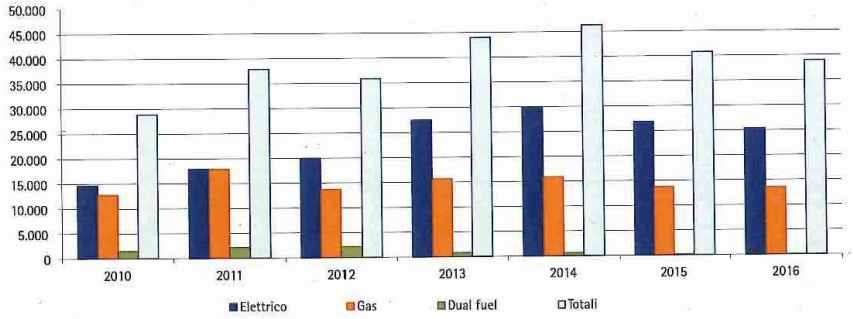


FIG. 7.5

Andamento storico di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni complessivamente ricevuti dall'Autorità e dallo Sportello

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

TAV. 7.14

Reclami allo Sportello suddivisi per tipologia di cliente e per settore

	2015					2016				
TIPO CLIENTE	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	ANNO	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	ANNO
Domestico	76%	74%	73%	75%	74%	78%	77%	77%	75%	77%
Domestico + Non domestico	0,1%	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%
Non domestico	23%	26%	27%	25%	25%	22%	23%	23%	25%	23%
TOTALE	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

		TOTALE CASI PER SETTORE			
		DUAL FUEL	ELETTRICO	GAS	TOTALE
2015	I Trim.	1%	66%	33%	100%
	II Trim.	0%	67%	33%	100%
	III Trim.	0%	68%	32%	100%
	IV Trim.	0%	64%	36%	100%
2016	I Trim.	0%	62%	38%	100%
	II Trim.	0%	64%	36%	100%
	III Trim.	0%	68%	32%	100%
	IV Trim.	0%	67%	33%	100%

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

Nel 2016 si è registrata un'adesione del 3,1% dei circa 33.058 clienti invitati alla breve intervista on line, per un totale di 831 clienti che hanno espresso il proprio giudizio in merito al servizio fornito dallo Sportello. Il tasso di adesione è in linea con la media registrata nel 2015 dalle altre Amministrazioni pubbliche per i servizi web. Il giudizio formulato dai clienti sull'operato dello Sportello indica che, complessivamente, l'88% è soddisfatto, mentre il 12% non risulta del tutto soddisfatto, anche in relazione al contenuto della risposta ricevuta, poiché talvolta la richiesta del cliente non può essere accolta in base alla regolazione vigente; si registra quindi un aumento del 6% di soddisfazione sull'operato dello Sportello.

Ai sensi del proprio regolamento, lo Sportello ha trasmesso all'Autorità i reclami che, in seguito all'espletamento delle attività di propria competenza, devono essere oggetto di valutazione da parte dell'Autorità stessa, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera m), della legge n. 481/95, ed ha segnalato eventuali criticità emergenti nel trattamento degli stessi.

Nel corso del 2016, sono stati trasmessi 78 fascicoli relativi ai reclami da valutare e dieci segnalazioni di criticità nei servizi, che vengono gestiti dagli Uffici fino alla risoluzione delle problematiche (per lo più fondate) sottese ai reclami e alle segnalazioni stesse. Inoltre, sulla base delle segnalazioni e dell'esame dei singoli casi, gli Uffici dell'Autorità hanno chiesto informazioni di carattere generale agli operatori interessati, al fine di conoscere le dimensioni dei disservizi rilevati nei singoli casi e favorirne la risoluzione per la generalità dei clienti interessati.

Detta attività, in alcuni casi, ha determinato, come *moral suasion*, la risoluzione del disservizio e il recupero immediato, da parte dei clienti, di somme in precedenza non erogate o la cui debenza era oggetto di contestazione.

Settore elettrico

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2016 e il 31 dicembre 2016, le comunicazioni relative al settore elettrico sono state 25.349 (circa il 65% del totale), con un'ulteriore riduzione rispetto al 2015. Mutamenti molto lievi hanno riguardato le proporzioni tra i reclami e le richieste di informazioni, le quali, in valore assoluto, hanno subito un lieve aumento (Tav. 7.15).

Dall'analisi dei dati contenuti nella tavola 7.16, emerge che gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute nel 2016 sono, nell'ordine: i contratti, il mercato, la fatturazione e il bonus. Rispetto all'anno 2015 si nota una apprezzabile diminuzione delle comunicazioni relative alla fatturazione e al mercato. Si rileva, invece, una sostanziale conferma delle comunicazioni inerenti al bonus e ai contratti.

Le comunicazioni in merito alle fatturazioni riguardano principalmente le problematiche relative alla corretta quantificazione dei consumi, ai conguagli e ai rimborsi, nonché, sia pure in calo, alla periodicità di emissione delle bollette; quelle relative alla tematica mercato afferiscono, soprattutto, e in numero maggiore rispetto al 2015, alla non conoscenza del venditore, mentre sono in calo i reclami inerenti all'effettivo rispetto del Codice di

TAV. 7.15

Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2015 e nel 2016

	2015		2016	
	ELETTRICO	TOTALE(A)	ELETTRICO	TOTALE(A)
Reclami e segnalazioni	23.316	36.734	21.411	34.447
Richieste di informazioni	3.523	4.041	3.938	4.519
TOTALE COMUNICAZIONI	26.839	40.775	25.349	38.966

A) Totale relativo ai settori elettrico, gas e *dual fuel*.

Fonte: Sportello per il consumatore di energia

TAV. 7.16

Argomenti delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2015 e nel 2016

ARGOMENTI	GEN.-MAR.	APR.-GIU.	LUG.-SET.	OTT.-DIC.	TOTALE	QUOTE
Anno 2015						
Fatturazione	1.995	1.754	1.576	1.581	6.906	26%
Mercato	926	1.176	1.238	1.554	4.894	18%
Bonus	1.117	738	659	821	3.335	12%
Contratti	2.182	1.856	1.695	2.037	7.770	29%
Allacciamenti/Lavori	243	238	218	217	916	3%
Qualità tecnica	184	182	303	183	852	3%
Misura	173	148	108	123	552	2%
Prezzi e tariffe	120	110	82	121	433	2%
Qualità commerciale	54	56	77	86	273	1%
Prosumers	151	134	119	143	547	2%
Non competenza	113	95	82	71	361	1%
TOTALE	7.258	6.487	6.157	6.937	26.839	100%
Anno 2016						
Fatturazione	1.426	1.346	981	965	4.718	19%
Mercato	1.561	1.724	1.435	1.508	6.228	25%
Bonus	1.035	846	753	601	3.235	13%
Contratti	2.145	1.988	1.707	1.807	7.647	30%
Allacciamenti/Lavori	228	251	336	270	1.085	4%
Qualità tecnica	150	154	179	145	628	2%
Misura	125	109	80	91	405	2%
Prezzi e tariffe	151	105	56	78	390	2%
Qualità commerciale	81	84	66	61	292	1%
Prosumers	188	76	91	68	423	2%
Non competenza	*95*	*68*	*67*	*68*	*298*	*1%*
TOTALE	7.185	6.751	5.751	5.662	25.349	100%

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

condotta commerciale e, in misura più lieve, alla doppia fatturazione e alla regolarità dei cambi di fornitore. Nella tematica mercato sono ricompresi i reclami (in aumento) gestiti secondo la procedura speciale di natura conciliativa prevista dalla delibera 153/2012/R/com.

Le comunicazioni in materia di bonus elettrico (in aumento) si sono concentrate sulla mancata erogazione del bonus stesso e sulle problematiche dovute al mancato allineamento delle banche dati, con diminuzione di quelle relative alla validazione della domanda da parte dei distributori.

Per quanto attiene alle comunicazioni in merito ai contratti, le principali criticità riscontrate hanno riguardato il tema del corrispettivo di morosità C^{MOR} (nell'ambito del sistema indennitario) e le comunicazioni relative alla voltura, che si sono mantenute sostanzialmente invariate rispetto al 2015.

Infine, con riferimento alla tematica degli allacciamenti e dei lavori, le comunicazioni ricevute hanno avuto un lievissimo aumento ed hanno riguardato principalmente i subentri, i tempi di esecuzione, l'attivazione e la variazione di potenza.

Settore gas

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2016 e il 31 dicembre 2016, le comunicazioni relative al settore gas sono state 13.522 (circa il 34%).

Rispetto al 2015, il numero di comunicazioni ha quindi subito una lievissima riduzione. Sempre rispetto al precedente periodo, non si notano differenze rilevanti nel rapporto tra il numero delle richieste di informazioni e dei reclami (Tav. 7.17).

Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni per il settore gas, ricevute dallo Sportello nel 2016 e suscettibili di classificazione, sono i seguenti: la fatturazione, il bonus, il mercato e i contratti (Tav. 7.18).

Rispetto al 2015, si notano un apprezzabile decremento dei reclami relativi alla fatturazione (più lieve invece per quelli sui contratti) e un considerevole incremento dei reclami sul bonus (più lieve invece per quelli sul mercato), mentre sono sostanzialmente stabili i reclami relativi agli allacciamenti e ai lavori.

Per quanto riguarda la fatturazione, le principali questioni (tutte in lieve calo) 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 alla tematica mercato (che ricomprende i reclami gestiti secondo la procedura speciale di natura conciliativa prevista dalla delibera 153/2012/R/com, in aumento), la maggior parte delle comunicazioni si riferisce a questioni relative alla corretta applicazione del Codice di condotta commerciale, al venditore ignoto, al cambio di fornitore e alla doppia fatturazione.

Con riferimento al tema dei contratti, la maggior parte delle comunicazioni ha coinvolto la morosità, le volture, l'esercizio del diritto di recesso e la cessazione della fornitura.

Infine, in merito agli allacciamenti e ai lavori, i reclami si sono concentrati sulle questioni relative alle attivazioni, ai subentri e ai tempi di effettuazione di tali prestazioni.

Contratti di fornitura congiunta

Con riferimento alle comunicazioni relative alle forniture congiunte di energia elettrica e di gas (c.d. *dual fuel*) giunte allo Sportello nel 2016, il loro numero complessivo ammonta a 95, pari a circa lo 0,3% del totale.

Si riscontra, pertanto, rispetto al 2015, una apprezzabile diminuzione delle comunicazioni riguardanti detta tipologia di fornitura (nel 2015 ammontavano a 180). Rispetto al precedente periodo, non si notano differenze rilevanti nel rapporto tra il numero di richieste di informazioni e dei reclami (solo due richieste nel 2015 e nessuna nel 2016).

Benché si tratti di cifre modeste, il numero più significativo di reclami riguarda gli argomenti fatturazione (37%) e mercato (47%), anche se con una forte diminuzione rispetto al 2015, legata presumibilmente ai disservizi di fatturazione ed alla diffusione di offerte commerciali riguardanti entrambi i servizi.

Seguono i reclami relativi ai contratti (11%), sostanzialmente stabili rispetto al 2015.

Numeri modestissimi sono, infine, quelli inerenti alle comunicazioni sui prezzi e sulle tariffe, sulla qualità tecnica e sulla qualità commerciale (complessivamente 3%).

TAV. 7.17

Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2015 e nel 2016

	2015		2016	
	GAS	TOTALE[A]	GAS	TOTALE[A]
Reclami e segnalazioni	13.240	36.734	12.941	34.447
Richieste di informazioni	516	4.041	581	4.519
TOTALE COMUNICAZIONI	13.756	40.775	13.522	38.966

A) Totale relativo ai settori elettrico, gas e *dual fuel*.

Fonte: Sportello per il consumatore di energia

TAV. 7.18

Argomenti delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2015 e nel 2016

ARGOMENTI	GEN.-MAR.	APR.-GIU.	LUG.-SET.	OTT.-DIC.	TOTALE	QUOTE
Anno 2015						
Fatturazione	1.377	1.262	1.117	1.100	4.856	35%
Mercato	585	569	493	601	2.248	16%
Bonus	682	537	494	1.143	2.856	21%
Contratti	588	506	449	599	2.142	16%
Allacciamenti/Lavori	216	158	180	244	798	6%
Qualità tecnica	2	10	7	11	30	0%
Misura	93	64	69	82	308	2%
Prezzi e tariffe	42	26	26	39	133	1%
Qualità commerciale	69	43	53	64	229	2%
Non competenza	39	45	30	42	156	1%
TOTALE	3.693	3.220	2.918	3.925	13.756	100%
Anno 2016						
Fatturazione	997	1.064	810	796	3.667	27%
Mercato	610	769	497	484	2.360	17%
Bonus	1.789	984	586	570	3.929	29%
Contratti	516	535	420	509	1.980	15%
Allacciamenti/Lavori	196	176	203	213	788	6%
Qualità tecnica	7	8	8	4	27	0%
Misura	53	78	73	77	281	2%
Prezzi e tariffe	65	38	22	19	144	1%
Qualità commerciale	48	49	45	62	204	2%
Non competenza	39	25	38	40	142	1%
TOTALE	4.320	3.726	2.702	2.774	13.522	100%

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

Razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami

Nel corso del 2016 è stato portato a compimento il processo di razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie, avviato nel 2014 con la delibera 410/2014/E/com. Nel paragrafo "Riforma della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale" sono stati già illustrati gli impatti di tale procedimento sul TIQV, che definisce la disciplina dei reclami di primo livello dei clienti finali/*prosumers* nei confronti dei propri fornitori. Qui di seguito si illustrano le principali modifiche che caratterizzano il sistema di trattazione dei reclami di secondo livello o controversie dall'1 gennaio 2017 e le motivazioni che hanno concorso alla delineazione di un terzo livello decisorio direttamente in capo all'Autorità.

Fino al 31 dicembre 2016 i clienti finali di energia elettrica e gas naturale, che non avessero ottenuto una risposta o una risposta soddisfacente dal proprio operatore, a fronte di un reclamo scritto, avevano la possibilità di rivolgersi allo Sportello o di ricorrere ad una procedura conciliativa (il Servizio conciliazione dell'Autorità o altra procedura). Lo Sportello forniva indicazioni su come risolvere un reclamo di seconda istanza limitatamente agli aspetti regolati; presso il Servizio conciliazione, invece, potevano essere avviate procedure per la risoluzione di qualsiasi controversia relativa alla fornitura, per aspetti regolati e non regolati, ad esclusione delle materie tributarie e fiscali.

In alcuni casi particolari, lo Sportello gestiva le istanze dei clienti finali secondo procedure speciali, definite da provvedimenti regolatori che ne prevedono la trattazione secondo specifiche modalità operative[29].

Una scarsa consapevolezza da parte dei clienti finali della diversa portata e della finalità degli strumenti di risoluzione offerti dallo Sportello e dal Servizio conciliazione (o di altre procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie, come le conciliazioni paritetiche), della loro valenza alternativa in termini di accessibilità e possibili esiti, nonché di alcuni significativi cambiamenti del quadro normativo generale - indotti dal recepimento della direttiva sull'*Alternative Dispute Resolution* (ADR) per i consumatori, mediante il decreto legislativo 6 agosto 2015, n. 130 - hanno reso opportuno un processo di revisione delle regole, volto a rendere maggiormente efficiente le procedure e a dare maggiori certezze sui tempi di risoluzione delle controversie.

Le delibere 209/2016/E/com, recante nel suo Allegato A il TICO, e 383/2016/E/com, che ridefinisce i contenuti delle attività in avvalimento all'Acquirente unico ai sensi degli artt. 7, comma 6, e 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11, oltre alla già citata delibera 413/2016/R/com di riforma del TIQV, hanno delineato il nuovo contesto di riferimento per la trattazione dei reclami di secondo livello o controversie, che ha trovato attuazione a partire dall'1 gennaio 2017.

Da tale data, dunque, per la gestione delle controversie, cambia significativamente il quadro di riferimento sia per i clienti finali sia per gli operatori. Ad entrambi i soggetti è richiesto di passare dal contesto precedente, in cui si trovavano a scegliere o a operare su strumenti alternativi, ad un nuovo contesto in cui vengono univocamente indirizzati alla procedura conciliativa, con poche e qualificate eccezioni (c.d. "procedure speciali"). La conciliazione, strumento attraverso cui, in modo efficace e rapido, possono essere risolte gran parte delle controversie di consumo, amplia pertanto l'accesso dei clienti finali ad una sede risolutiva, deflazionando al contempo il ricorso alla giustizia ordinaria, con i tempi e i costi ad essa associati. Il tentativo di conciliazione viene proposto come il principale strumento di risoluzione delle controversie individuali. Tale tentativo deve essere obbligatoriamente esperito, qualora il cliente non voglia precludersi la strada per un successivo eventuale accesso alla giustizia ordinaria, come recentemente disciplinato dal TICO. Il ruolo dello Sportello cambia oggi sostanzialmente: perde, infatti, la sua funzione di riferimento per i clienti insoddisfatti delle risposte ai reclami ricevute dai propri fornitori e diviene il luogo in cui si risolvono solo determinate controversie, ma anche quello cui segnalare comportamenti non adeguati degli operatori o carenze della regolazione, da cui ottenere informazioni che possano prevenire

29 Si tratta di: applicazione del corrispettivo relativo a morosità pregresse elettriche (C^{MOR}) (delibera 99/2012/R/eel); casi in cui una voltura contrattuale nei settori elettrico e gas non possa essere richiesta perché il cliente interessato non ha le informazioni per identificare autonomamente il venditore controparte del contratto di cui si intende richiedere la voltura (delibera 31 luglio 2014, 398/2014/R/eel, per l'elettrico e delibera 102/2016/R/com per il gas); fattispecie attinenti ai reclami inviati ai sensi dell'art. 6 della delibera 153/2012/R/com e rigettati dalle imprese; casi di mancata erogazione del bonus sociale o mancata validazione delle domande per l'accesso al bonus sociale da parte dei venditori e dei distributori in presenza dei requisiti di accesso certificati dai Comuni (delibera 286/2014/R/com).

i reclami o estinguerli più rapidamente. Risulta rafforzato anche il presidio costituito dal *call center*, in cui maggiore rilevanza assume il compito di orientamento e diffusione delle informazioni sui diritti dei consumatori.

In coerenza con il nuovo quadro di riferimento, l'art. 2, comma 2.2, dell'Allegato A alla delibera 383/2016/E/com, riassume le nuove funzioni che vengono assegnate in avvalimento all'Acquirente unico, con riferimento, nello specifico, all'informazione e al trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione. Sotto quest'ultimo profilo, tale regolamento ricomprende l'operatività del Servizio conciliazione, che in diversi punti è richiamato con rinvii ai relativi e specifici provvedimenti attuativi (delibera 209/2016/E/com).

L'Acquirente unico, nell'assolvere i compiti assegnati in avvalimento, diversi dal Servizio conciliazione, è tenuto a rispettare specifici livelli di servizio, determinati, in via transitoria, per il 2017, avendo a riferimento, laddove coerenti con i nuovi compiti assegnati, gli obblighi di pubblicazione delle performance dello Sportello, già definite nell'ambito della delibera 286/2014/R/com (che ha cessato i suoi effetti il 31 dicembre 2016).

Tra le innovazioni introdotte va annoverata una più marcata informatizzazione dei processi. Con la sola eccezione dei soggetti più vulnerabili (i clienti domestici non rappresentati da una associazione di consumatori o da un delegato professionista), tutti gli altri clienti/utenti e i loro delegati potranno accedere ai servizi solo attraverso un nuovo portale. I servizi diversi dal *call center*, compreso il Servizio conciliazione, sono resi gratuitamente disponibili on line attraverso tale portale (www.sportelloperilconsumatore.it), che si configura, al contempo, come un punto informativo/orientativo per tutti i clienti elettrici e gas e come un luogo dove è possibile ottenere dei servizi volti a dare soluzione a problematiche individuali. La registrazione al portale, funzionale alla gestione della propria pratica individuale, consente, tra l'altro, anche l'accesso ad un'area riservata, dove è sempre possibile controllare lo stato di avanzamento delle proprie pratiche, riducendo i tempi per lo scambio delle informazioni e l'archiviazione della necessaria documentazione.

La continuità operativa delle attività in avvalimento, di cui all'art. 2, comma 2.2, del regolamento, è stata assicurata con la delibera 6 dicembre 2016, 727/2016/E/com, con cui l'Autorità, da un lato, ha approvato la proposta di progetto 2017-2019 per l'attuazione dell'avvalimento dell'Acquirente unico (Progetto sistema di tutele Autorità riformato – STAR), dall'altro, ha prorogato, fino al 31 dicembre 2019, la validità del disciplinare di avvalimento di cui alla delibera 11 dicembre 2015, 597/2015/E/com, in linea con il predetto progetto.

Nel riformulato quadro delle tutele *ex post*, anche il ruolo delle associazioni dei consumatori trova un'ulteriore valorizzazione, *in primis*, attraverso la decisione assunta dall'Autorità di prevedere che il tentativo obbligatorio di conciliazione possa essere espletato, oltre che presso il Servizio conciliazione, anche ricorrendo ad organismi conciliativi paritetici iscritti nell'elenco ADR dell'Autorità (si veda in proposito il paragrafo "Designazione dell'Autorità quale organismo competente per l'ADR nei settori regolati"); *deinde*, rendendo disponibile presso lo Sportello un servizio di consulenza dedicato alle associazioni medesime, il servizio di *Help desk*, rivolto agli sportelli delle associazioni che sono già parte di progetti riconosciuti o patrocinati dall'Autorità, sia nell'ambito dei progetti del Fondo sanzioni (paragrafo "Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni") sia in virtù del Protocollo d'intesa tra l'Autorità e le associazioni di rappresentanza delle piccole e medie imprese, di cui alla delibera 549/2012/E/com.

Infine, con il documento per la consultazione 621/2016/E/com, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti per l'istituzione, secondo una logica di graduale applicazione e di selezione delle fattispecie, di un terzo livello decisorio delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati, in caso di residuali fallimenti della conciliazione (secondo livello del sistema di tutele). Ciò al fine di perseguire gli obiettivi di ulteriore rafforzamento delle tutele dei clienti finali; di costruzione di un sistema ispirato ai principi di efficienza, efficacia ed economicità, anche valorizzando la risoluzione al secondo livello del sistema di tutele con il tentativo obbligatorio di conciliazione di cui alla delibera 209/2016/E/com; di certezza di sistema, mediante la vincolatività dell'esito della procedura decisoria, l'interpretazione autentica della fattispecie oggetto della controversia da parte dell'Autorità e la creazione di stabili orientamenti per la risoluzione di controversie analoghe.

Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie

Designazione dell'Autorità quale organismo competente per l'ADR nei settori regolati

Il decreto legislativo n. 130/15[30], recependo la direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013, sulla risoluzione alternativa delle controversie dei consumatori (direttiva sull'ADR per i consumatori), fra le altre cose, ha designato l'Autorità, per i settori regolati, quale autorità competente per l'ADR dei consumatori. All'Autorità sono stati affidati numerosi compiti, fra i quali l'istituzione, la tenuta e la pubblicazione dell'elenco degli organismi ADR deputati a gestire le controversie nazionali e transfrontaliere, che rientrano nell'ambito di applicazione del predetto decreto e che rispettano i relativi requisiti.

Al 31 marzo 2017 risultano iscritti nell'elenco ADR dell'Autorità, oltre al Servizio conciliazione, anche tre organismi di mediazione (delibere 10 marzo 2016, 91/2016/E/com, 24 marzo 2016, 122/2016/E/com, 31 maggio 2016, 279/2016/E/com, e 2 febbraio 2017, 39/2017/E/com) e cinque organismi di conciliazione paritetica, che hanno attestato, mediante domanda di iscrizione, l'adeguamento alle prescrizioni della Parte V, Titolo II-*bis*, del Codice del consumo e della disciplina di cui all'Allegato A alla delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com. Sulla base dell'attestazione della formazione specialistica delle persone fisiche incaricate dagli organismi della risoluzione delle controversie insorte in uno o più settori di competenza dell'Autorità, tutti gli organismi ADR citati sono stati iscritti con riferimento ai settori dell'energia elettrica e del gas; quattro organismi (due di mediazione e due di conciliazione paritetica) sono stati iscritti anche con riferimento al settore dei servizi idrici.

L'Autorità continua a sostenere le conciliazioni paritetiche svolte dagli organismi iscritti nell'elenco ADR dell'Autorità, anche mediante il riconoscimento di un contributo alle associazioni medesime in caso di conclusione della procedura, con esito positivo, a valere sul Fondo derivante dalle sanzioni irrogate dalla medesima Autorità (si veda più diffusamente il paragrafo "Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici").

L'elenco e i relativi aggiornamenti sono trasmessi al Ministero dello sviluppo economico, quale punto di contatto unico, ai fini delle relative comunicazioni alla Commissione europea, che redige l'elenco consolidato degli organismi ADR operanti nell'Unione europea. A tal fine, è richiesta a ciascun organismo l'adesione alla piattaforma *On Line Dispute Resolution* (ODR), un sito web interattivo gestito dalla Commissione europea, ai sensi del regolamento (UE) 524/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013, sulla risoluzione delle controversie on line dei consumatori.

In un'ottica informativa, è stata creata una pagina web *ad hoc* nel sito internet dell'Autorità relativa all'ADR e all'ODR, dove è possibile visualizzare e scaricare l'elenco ADR dell'Autorità, nonché consultare specifiche FAQ relative all'iscrizione degli organismi nell'elenco ADR dell'Autorità.

Il Servizio conciliazione dell'Autorità – Dati al 31 dicembre 2016

Dall'avvio operativo (1 aprile 2013) al 31 dicembre 2016[31], sono state presentate al Servizio conciliazione 7.943 domande di conciliazione, per una media di richieste/giorno in costante aumento: da 3,5 nel 2013 a 13,4 nel 2016.

Con riferimento alle modalità di accesso alla procedura (Fig. 7.6), nel 2016 il principale canale di attivazione è stato quello delle associazioni dei clienti finali domestici (59% nel 2016). In proposito, si rammenta che, per l'attività di assistenza e di rappresentanza del cliente finale, tali associazioni, in caso di esito positivo della procedura, ricevono un contributo economico a valere sul Fondo derivante dalle sanzioni applicate dall'Autorità, sulla base di un progetto (PAC) proposto dalla medesima Autorità e oggetto di approvazione da parte del Ministro dello sviluppo

30 Per una disamina dettagliata, si rimanda al Capitolo 7 della *Relazione Annuale 2016*.

31 Il TICO è entrato in vigore l'1 gennaio 2017.

economico (si veda in proposito il paragrafo "Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni"). Nel 2016, il secondo canale di attivazione è stato quello dei delegati diversi dalle associazioni (28%); nel 13% dei casi, infine, il cliente finale ha presentato la domanda al Servizio conciliazione in via diretta, ossia senza l'ausilio di alcun delegato. L'ordine dei canali di accesso alla procedura per numero di domande presentate nel 2016 riflette un trend costante fin dall'avvio del Servizio conciliazione, seppur con valori differenti, che indicano una lieve flessione del canale dei clienti in via diretta.

Accedono principalmente al Servizio conciliazione i clienti finali domestici (77% nel 2016); le controversie hanno riguardato soprattutto il settore dell'energia elettrica (Fig. 7.7). I predetti dati, aggregati, attestano che il cliente finale domestico ha presentato il maggior numero di domande sia nel settore dell'energia elettrica (67%) sia in quello del gas (89%). Le percentuali si sono mantenute costanti in tutto l'arco temporale di operatività.

Dalla rilevazione del dato sugli argomenti delle domande di conciliazione presentate al Servizio, emerge che il 72% ha riguardato

FIG. 7.6

Canali di attivazione del Servizio conciliazione

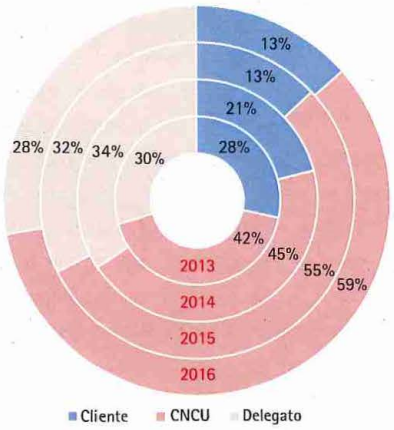
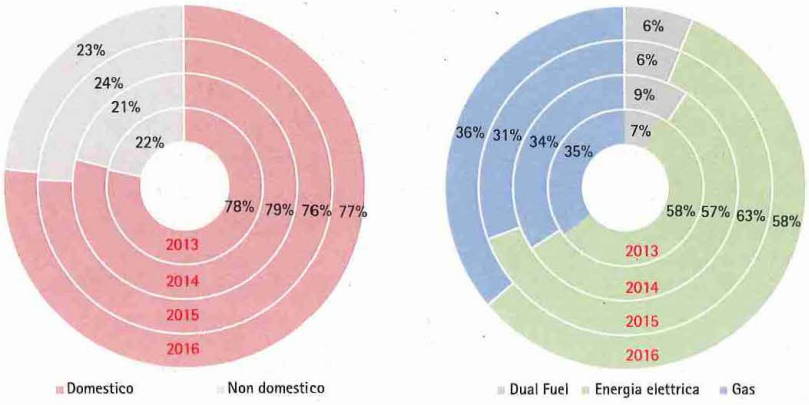


FIG. 7.7

Tipologia cliente e settore



la materia della fatturazione (Fig. 7.8), che comprende, fra l'altro, contestazioni relative a conguagli, letture, autoletture, consumi, periodicità di fatturazione, rettifica di fatturazione, misura.

Nel 53% delle domande di conciliazione pervenute al Servizio al 31 dicembre 2016, il soggetto che ha attivato la procedura ha anche indicato il valore della controversia. Di questi, l'82% ha un valore stimato non superiore ai 5.000 € (dal 14 luglio 2017, sarà questa la soglia degli *small claims* ai sensi del regolamento (CE) 861/2007 dell'11 luglio 2007, che istituisce il procedimento europeo per le controversie di modesta entità).

Le domande di conciliazione ammesse sono pari al 79% delle richieste pervenute. Il 20% è stato dichiarato inammissibile, principalmente per la mancata trasmissione della documentazione da allegare alla domanda di conciliazione e per il mancato rispetto delle tempistiche procedurali. L'1% corrisponde alle domande, cui è seguita la rinuncia dell'azione.

Per quanto concerne la percentuale di adesione degli operatori (esercenti la vendita e distributori), il dato al 31 dicembre 2016 si è attestato al 69%. Questo dato è progressivamente aumentato, in virtù sia dell'incremento delle adesioni volontarie degli operatori, i quali via via si sono strutturati per far fronte ai volumi crescenti, sia del positivo impatto degli obblighi partecipativi operativi dall'1 luglio 2015 per gli esercenti la maggior tutela e i distributori. Nel 18% dei casi in cui l'esercente la vendita ha aderito alla procedura, è stata richiesta la convocazione del distributore quale ausilio tecnico. Il tasso di accordo complessivo è risultato pari all'80% delle procedure concluse, con una media di 60 giorni e due incontri per il raggiungimento dell'accordo medesimo, con un minimo di 11 giorni.

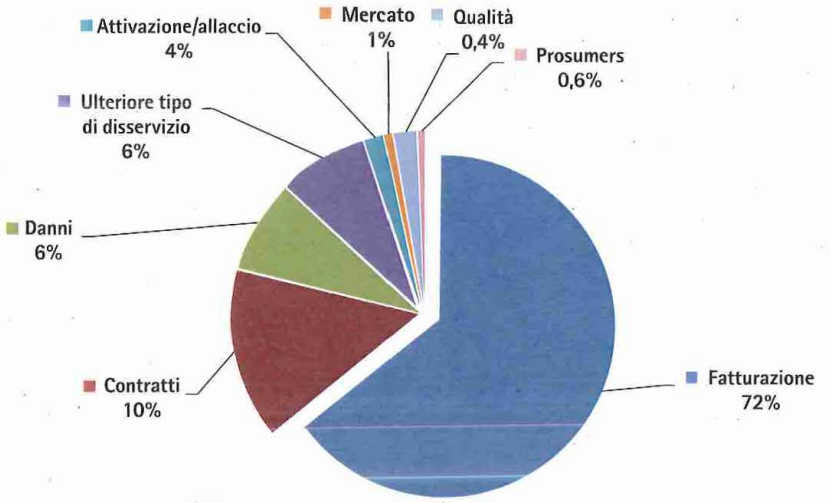
Obbligatorietà del tentativo di conciliazione quale condizione di procedibilità dell'azione giudiziale nei settori regolati dall'Autorità

Con l'approvazione del nuovo art. 141, comma 6, lettera c), del Codice del consumo – che ha attualizzato l'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95, attribuendo all'Autorità il potere di regolamentare, con propri provvedimenti, le modalità di svolgimento della procedura di risoluzione extragiudiziale delle controversie di cui al medesimo art. 2, comma 24, lettera b), abrogando tacitamente la riserva regolamentare governativa ivi prevista - il tentativo di conciliazione diviene condizione di procedibilità dell'azione proposta innanzi all'Autorità giudiziaria per le controversie insorte nei settori regolati[32].

L'Autorità ha dato attuazione alla predetta normativa con l'adozione della delibera 209/2016/E/com e del suo Allegato A, recante il TICO, che ha introdotto una procedura per l'esperimento del tentativo

FIG. 7.8

Materie oggetto di controversia azionata presso il Servizio conciliazionee



32 Il decreto legislativo n. 130/15 ha dato attuazione nell'ordinamento italiano alla direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013, sull'ADR per i consumatori, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE (direttiva sull'ADR per i consumatori). Per una illustrazione più dettagliata dei contenuti del citato decreto legislativo, si rimanda al Capitolo 1 del Volume II della *Relazione Annuale 2016*.

obbligatorio di conciliazione presso il Servizio conciliazione e ha individuato le procedure alternative esperibili, mediante un testo ricognitivo e organico delle disposizioni alla specie applicabili. Il TICO ha incorporato nella disciplina del tentativo obbligatorio di conciliazione la disciplina procedurale del Servizio conciliazione, di cui all'Allegato A alla delibera 21 giugno 2012, 260/2012/E/com, i cui effetti sono dunque cessati l'1 gennaio 2017. Tuttavia, il predetto Allegato A alla delibera 260/2012/E/com continua ad applicarsi in via transitoria alle domande di conciliazione presentate al Servizio entro il 31 dicembre 2016 e fino alla loro conclusione.

Il TICO, operativo dall'1 gennaio 2017 per i settori dell'energia elettrica e del gas, si applica alle controversie insorte fra i clienti finali di energia elettrica alimentati in bassa e/o media tensione e i clienti finali di gas naturale, nonché i clienti finali di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane alimentati in bassa pressione, domestici e non domestici, ivi inclusi i *prosumers* (produttori e consumatori di energia elettrica) e gli operatori – venditori e distributori – e, limitatamente al *prosumer*, anche il GSE.

Sono escluse dall'ambito di applicazione del TICO le controversie attinenti esclusivamente ai profili tributari o fiscali; quelle che il cliente non potrebbe eventualmente presentare in giudizio perché è intervenuta la prescrizione; quelle per le quali non sono state promosse azioni inibitorie, azioni di classe e altre azioni a tutela degli interessi collettivi dei consumatori e degli utenti promosse da associazioni dei consumatori ai sensi degli artt. 37, 139, 140 e 140-*bis* del Codice del consumo; quelle oggetto di procedure speciali risolutive, a meno che il cliente non richieda anche il risarcimento del danno.

Lo svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione non preclude, in ogni caso, la concessione dei provvedimenti giudiziali urgenti e cautelari.

L'Autorità, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera h), della legge n. 481/95, ha altresì stabilito un obbligo partecipativo al tentativo di conciliazione presso il Servizio conciliazione in capo a tutti gli operatori (ad eccezione dei fornitori di ultima istanza – FUI), per le controversie azionate obbligatoriamente ai fini giudiziali dai clienti, estendendo in tal modo la previsione, operativa fino al 31 dicembre 2016, che valeva per i soli esercenti la maggior tutela per l'energia elettrica, i distributori di energia elettrica e gas e il GSE (per le controversie attinenti al ritiro dedicato o allo scambio sul posto) e limitando tale obbligo partecipativo al primo incontro. L'eventuale inadempimento di tale obbligo è sanzionabile dalla stessa Autorità ai sensi della normativa vigente. Tuttavia, l'operatore convocato, entro un termine di cinque giorni antecedente alla data del primo incontro, può addurre giustificati motivi per la mancata partecipazione all'incontro medesimo fissato dal Servizio conciliazione, purché tali motivi siano riconducibili ad una delle cause di inammissibilità del tentativo di conciliazione e oggetto di autodichiarazione da parte del cliente finale; tali giustificati motivi, se provati, sono comunicati al cliente finale e comportano l'archiviazione della domanda.

La condizione di procedibilità per l'azione giudiziale si considera avverata se il primo incontro presso il Servizio conciliazione si conclude senza accordo, ivi inclusi i casi di mancata comparizione della controparte. Con riferimento al Servizio conciliazione è stabilito, fra l'altro, che:

- la procedura non è attivabile per quelle controversie per le quali sia pendente o sia stato esperito un tentativo obbligatorio di conciliazione ai sensi della disciplina adottata dall'Autorità;
- la domanda di conciliazione può essere presentata decorsi 50 giorni dall'invio del reclamo all'operatore in caso di mancata risposta (e ferma restando la possibilità di attivare la procedura fin dalla risposta al reclamo, se antecedente), ed entro un termine massimo di un anno dal medesimo invio del reclamo;
- la domanda di conciliazione è inammissibile, oltre che per le controversie per le quali il TICO non trova applicazione, anche nei seguenti casi: mancanza del previo reclamo, mancato rispetto dei termini procedurali per l'attivazione, controversia pendente o trattata da altro organismo di risoluzione extragiudiziale delle controversie (*ne bis in idem*), mancanza di uno degli elementi formali della domanda di conciliazione previsti dalla disciplina, controversia riproduttiva di richiesta già archiviata per motivi diversi da vizi formali della domanda di conciliazione;
- la procedura è attivabile attraverso la piattaforma telematica messa a disposizione dal Servizio conciliazione oppure, in alternativa, ma per i soli clienti domestici non assistiti da un delegato anche appartenente alle associazioni dei consumatori, mediante posta o fax, fermo restando lo svolgimento on line della procedura medesima;
- il primo incontro è fissato entro un termine di 30 giorni decorrenti dalla presentazione della domanda completa, ma non prima di dieci giorni dalla comunicazione alle parti della data dell'incontro;
- entrambe le parti, anche disgiuntamente, possono richiedere al Servizio conciliazione di rinviare il primo incontro, per una sola volta, per impossibilità motivata e documentata di prendervi

parte, purché la parte interessata richieda tale differimento entro un termine di cinque giorni antecedente alla data del primo incontro e indichi contestualmente una data successiva, che non sia superiore a sette giorni dalla data dell'incontro differito;

- qualora il cliente finale documenti nella domanda di conciliazione la sospensione della fornitura per una fattura contestata tempestivamente con il reclamo all'operatore, l'incontro per lo svolgimento del tentativo di conciliazione è fissato nel termine di 15 giorni dalla domanda completa, anziché entro gli ordinari 30;
- il termine di conclusione della procedura è pari a 90 giorni decorrenti dalla presentazione della domanda completa, prorogabile di ulteriori 30, su istanza congiunta delle parti e da parte del Servizio conciliazione, anche su richiesta del conciliatore che ravvisi la complessità della controversia, previa informativa alle parti;
- l'accordo sottoscritto dalle parti e dal conciliatore ha valore di titolo esecutivo, ai sensi dell'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95;
- i conciliatori, sia interni sia esterni al Servizio conciliazione, devono essere in possesso dei requisiti previsti dall'art. 5, comma 5.2, lettera c), del TICO (formazione in materia di mediazione conseguita presso un organismo di cui all'art. 17 del decreto ministeriale 18 ottobre 2010, n. 180, nonché i requisiti di onorabilità ivi previsti, una comprensione generale del diritto e una conoscenza specifica dei settori regolati dall'Autorità mediante la frequenza di corsi o seminari specialistici di durata non inferiore a 14 ore e aggiornamenti almeno biennali non inferiori a dieci ore) e devono garantire la terzietà, anche mediante il rispetto di uno specifico codice deontologico.

In alternativa al Servizio conciliazione, il cliente finale può esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione ai fini giudiziali, anche utilizzando:

- le procedure di media conciliazione presso le Camere di commercio, così come previsto dall'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95, previa stipula di un'apposita convenzione con Unioncamere. La convenzione, che è stata sottoscritta il 28 dicembre 2016 al fine di garantire uniformità di trattamento a livello nazionale, ha individuato, salvaguardando la specificità dei settori di competenza dell'Autorità, principi e metodologie applicabili a tali procedure. In particolare, la convenzione, fra le altre cose: garantisce un accesso poco oneroso alla procedura, esclude la possibilità per il mediatore di formalizzare proposte di accordo ai sensi del decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28, rende facoltativa l'assistenza di un legale durante la procedura, permette l'esecutività dell'accordo e stabilisce specifiche forme di monitoraggio;
- per i clienti finali domestici, le procedure presso gli organismi iscritti nell'elenco ADR istituito dall'Autorità, ivi incluse le procedure ADR di conciliazione paritetica;
- le procedure svolte da uno o più organismi di mediazione iscritti nel registro ministeriale di cui al decreto legislativo n. 28/10, con cui l'Autorità ritenga eventualmente opportuno sottoscrivere, in una seconda fase e in via residuale, appositi protocolli.

Con riferimento alle procedure alternative per l'esperimento del tentativo, restano ferme le relative regole normative e procedurali vigenti per tali procedure, ivi incluse quelle attinenti alla partecipazione della controparte e alla eventuale esecutività dell'accordo.
Con particolare riguardo alle Camere di commercio, Unioncamere ha comunicato l'adesione di una quarantina di Camere di commercio, che garantiscono una significativa copertura territoriale. Ai fini dell'operatività delle Camere aderenti, si è convenuto che i mediatori e il personale addetto delle Camere di commercio aderenti debbano essere preventivamente formati nei settori di competenza dell'Autorità e che tale formazione debba essere pari a 14 ore (con aggiornamenti biennali di dieci ore), anche mediante collegamento a distanza in *web-conference* e/o *e-learning*.
In forza dell'approvazione del progetto 2017-2019 per l'attuazione del TICO e del regolamento di cui all'Allegato A alla delibera 383/2016/E/com, è stata prevista, nel corso del 2017, la progressiva operatività della nuova piattaforma Servizio conciliazione, per l'adeguamento al TICO, in un'ottica di ulteriore potenziamento del sistema informativo e di maggiore efficienza ed efficacia, anche alla luce dell'atteso incremento dei volumi in ingresso, tenuto conto dell'esperienza maturata fin dall'avvio sperimentale del Servizio conciliazione medesimo nella gestione dei flussi e nel funzionamento del sistema telematico e delle stanze virtuali.
Con riguardo all'informazione nel sito internet dell'Autorità in merito alle procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie per i clienti dei settori regolati, la specifica pagina

web è stata aggiornata a seguito dell'entrata in vigore del TICO. L'aggiornamento ha riguardato, fra l'altro, il tutorial e le FAQ, disponibili anche in lingua inglese. I dati sul Servizio conciliazione sono aggiornati semestralmente. È inoltre presente un apposito *alert* sull'obbligatorietà del tentativo di conciliazione quale condizione di procedibilità dell'azione giudiziale per le controversie nei settori regolati dall'Autorità.

È stata anche creata una pagina web dedicata alle Camere di commercio aderenti alla convenzione sottoscritta dall'Autorità e Unioncamere e, per i clienti finali domestici, anche agli organismi ADR.

Con il TICO, sempre a far data dall'1 gennaio 2017, è stato abrogato l'elenco degli operatori aderenti alle procedure di conciliazione istituito con la delibera 15 novembre 2012, 475/2012/E/com. Inoltre, tenuto anche conto dei contenuti della pagina web in merito alle procedure alternative per l'esperimento del tentativo obbligatorio, le finalità informative sottese all'elenco della delibera 475/2012/E/com, con particolare riferimento alle procedure di conciliazione paritetica, sono raggiunte mediante la pubblicazione dell'elenco degli organismi ADR istituito dall'Autorità per i settori di competenza, nel quale sono contenute specifiche informazioni sulle procedure offerte dagli organismi iscritti, con rinvio ai regolamenti adottati.

Servizio conciliazione dell'Autorità – Dati primo trimestre 2017

A seguito dell'entrata in vigore del TICO, nel primo trimestre 2017 il Servizio conciliazione ha ricevuto 2.413 domande. L'incremento trimestrale delle domande in ingresso è notevole e potrebbe essere legato alla centralità dello strumento nell'ambito del sistema di tutele riformato, all'obbligatorietà del tentativo di conciliazione quale condizione di procedibilità dell'azione giudiziale per le controversie in materia di energia elettrica e gas, nonché all'ampliamento dell'ambito soggettivo di applicazione e all'obbligo partecipativo per tutti gli operatori convocati al primo incontro dinanzi al Servizio.

Come evidenziato nella figura 7.9, sempre nel primo trimestre 2017, per la prima volta dall'avvio operativo del Servizio conciliazione, fra le modalità di attivazione della procedura prevale il canale dei delegati diversi dalle associazioni dei clienti finali (40%), seguito dalle associazioni dei consumatori (34%) e dai clienti senza delegati (26%). Dalle percentuali appena riportate, si nota come sia proprio il canale associativo a perdere, rispetto a fine 2016, 25 punti percentuali, a favore degli altri due (+12% il canale altri delegati; +13% il canale clienti in via diretta).

Appare, invece, costante il dato relativo alla tipologia di cliente e

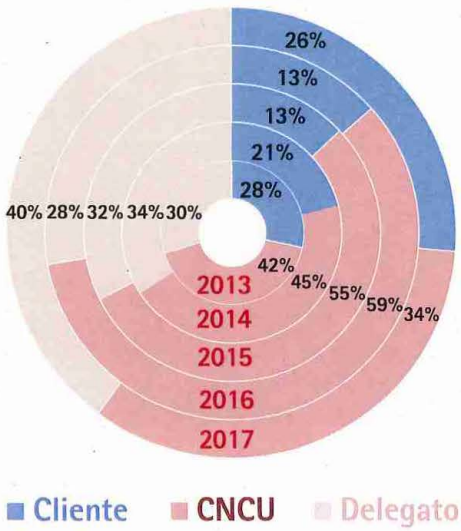


FIG. 7.9

Canali di attivazione del Servizio conciliazione

al settore (Fig. 7.10). Nel primo trimestre 2017 è stato, infatti, il cliente finale domestico ad aver presentato il 77% delle domande di conciliazione al Servizio conciliazione e il settore maggiormente interessato è stato quello elettrico (62%, per un incremento rispetto al 2016 di quattro punti percentuali). Il cliente domestico prevale anche con riferimento alle domande presentate sia nel settore elettrico (68%) sia in quello del gas (92%).

Per quanto riguarda le materie oggetto di controversia, il dato riportato nella figura 7.11 conferma la prevalenza della fatturazione (64% nel primo trimestre 2017).

Per quanto concerne il valore della controversia, il dato relativo al primo trimestre 2017 fa registrare una sostanziale continuità con quanto riportato a fine 2016.

In diminuzione, invece, è il dato relativo alle domande di conciliazione ammesse alla procedura: tale dato, infatti, nel primo trimestre 2017 si attesta al 74%, cinque punti percentuali in meno rispetto alla rilevazione di fine 2016. Di converso, il dato sulle domande inammissibili è passato dal 21% al 25% ed è connesso, principalmente, alla mancata trasmissione della documentazione da allegare alla domanda di conciliazione e al mancato rispetto delle tempistiche procedurali (tali cause di inammissibilità erano prevalenti anche con riferimento ai dati aggiornati a fine 2016). L'1% riguarda le domande

FIG. 7.10

Tipologia di cliente e settore

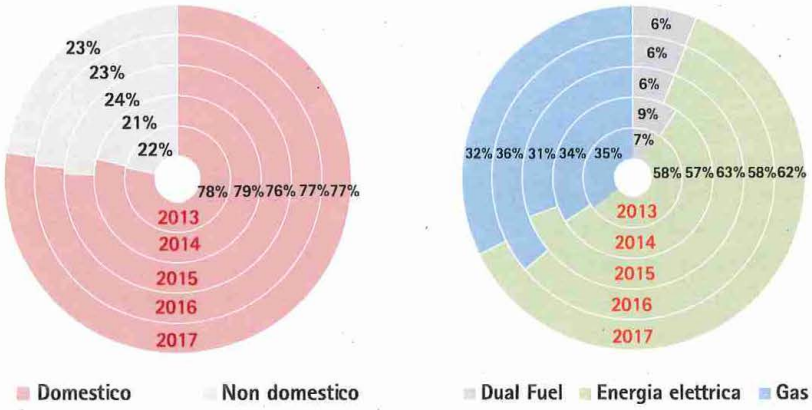
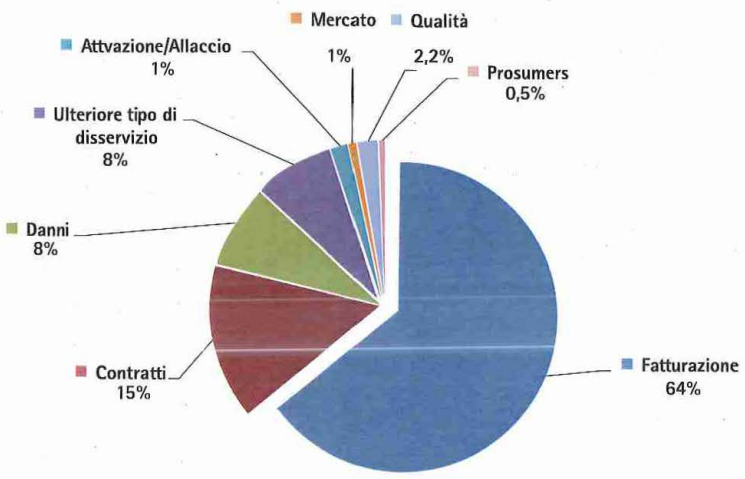


FIG. 7.11

Materie oggetto di controversia azionata presso il Servizio conciliazione



oggetto di rinuncia da parte dell'attivante.

A fronte degli obblighi partecipativi operativi dall'1 gennaio 2017, è aumentato anche il dato relativo ai distributori convocati come ausilio tecnico, calcolato per l'appunto sul numero di adesioni alla procedura da parte del venditore (dal 18% di fine 2016 al 30% del primo trimestre 2017).

Nel primo trimestre 2017, il tasso di accordo complessivo è pari al 68% delle procedure concluse, in diminuzione, rispetto a fine 2016, di 13 punti percentuali. Tuttavia, alla luce dell'introduzione dell'obbligo partecipativo, confrontando tale dato con la percentuale di accordi al 31 dicembre 2016 sulle domande ammesse (55%), esso risulta superiore di 13 punti percentuali. Sempre nel primo trimestre 2017, la durata media della procedura per raggiungere l'accordo è risultata pari a 43 giorni solari, per un numero medio di due incontri, con un minimo di sei giorni (riconducibile alla procedura "abbreviata" per i casi di sospensione della fornitura per una fattura contestata tempestivamente con il reclamo all'operatore, introdotta dal TICO).

Procedure speciali e altre attività

Le c.d. "procedure speciali" si configurano come eccezioni rispetto al ricorso esclusivo alla conciliazione per risolvere una controversia. Tali procedure sono previste con riferimento a fattispecie caratterizzate da un contesto di regole articolato e "ad applicazione automatica" (come quelle per il bonus o la doppia fatturazione o i reclami rigettati ai sensi della delibera 153/2012/R/com, in materia di misure preventive e ripristinatorie nei casi di contratti non richiesti) e da informazioni codificate e disponibili in banche dati centralizzate (per esempio, il SII, il sistema indennitario, il Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche - SGAte).

Lo Sportello, sulla base della sola documentazione ricevuta in fase di attivazione della procedura speciale e delle informazioni già codificate, determina l'esito della controversia o fornisce l'informazione richiesta, contenendo anche i tempi di risposta/risoluzione, che vanno da un minimo di cinque ad un massimo di 30 giorni lavorativi.

Tali procedure, quando hanno carattere risolutivo, si qualificano come non ostative della possibilità per il cliente finale di richiedere l'eventuale risarcimento del danno o di esercitare eventuali ulteriori azioni previste dall'ordinamento, previo esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione ai sensi del TICO.

Tenuto conto che, nel corso del 2016, si sono conclusi gli adempimenti che consentono di gestire, tramite il SII, i processi di voltura e di *switching* elettrico (delibere 398/2014/R/eel e 487/2015/R/eel) e di voltura gas (delibera 102/2016/R/com) e che, nelle more del completamento dell'iter parlamentare del c.d. "DDL concorrenza" (per un esame dettagliato, si rimanda al Capitolo 1), sono in corso di verifica le condizioni per introdurre una maggior automazione nelle procedure per la richiesta del bonus, le fattispecie già sottoposte a procedura speciale nel 2016, richiamate nell'introduzione a questo paragrafo, sono state ampliate fino a ricomprendere quelle elencate nella tavola 7.19.

Resta fermo il presupposto che, per accedere alla procedura speciale di carattere risolutivo, il cliente finale deve aver preventivamente

TAV. 7.19

Procedure speciali di carattere informativo e risolutivo

PROCEDURE INFORMATIVE	• Richieste di informazioni sull'applicazione del corrispettivo relativo a morosità pregresse elettriche (C_{MOR}) (identificativo del venditore uscente e valore del C_{MOR}, delibera 99/2012/R/eel). • Richieste di informazioni volte a identificare il venditore controparte del contratto di cui si intende richiedere la voltura (delibere 398/2014/R/eel per il settore elettrico e 102/2016/R/com per il settore gas). • Richieste di informazioni volte a identificare l'attuale controparte commerciale (attuale titolarità del punto di prelievo/riconsegna).
PROCEDURE RISOLUTIVE	• Bonus sociale: reclami per mancata validazione delle domande già ammesse dai Comuni da parte del distributore, mancata o ritardata erogazione del bonus da parte del distributore/venditore, contestazione di procedure di recupero avviate ai sensi del regolamento recuperi bonus elettrico e bonus gas. • Reclami per doppia fatturazione a seguito di *switching*. • Reclami per mancata erogazione, entro i termini massimi previsti dalla regolazione, di un indennizzo automatico dovuto. • Rigetti o mancate risposte da parte delle controparti commerciali dei reclami presentati ai sensi dell'art. 6 della delibera 153/2012/R/com, in materia di *switching back*. • Casi di errore nell'addebito del C_{MOR} da parte dell'esercente la vendita entrante, di richieste di addebito del C_{MOR} in assenza dei requisiti previsti dalla regolazione e di mancato annullamento del C_{MOR} a seguito del pagamento dell'intera posizione debitoria.

inoltrato un reclamo scritto al proprio operatore e non aver ricevuto risposta nei tempi previsti o aver ricevuto una risposta giudicata insoddisfacente, e deve aver presentato una richiesta di accesso documentata alla procedura.

Gli esercenti sono tenuti a fornire riscontro alle richieste inoltrate loro dallo Sportello, relative alle procedure speciali risolutive, tramite un apposito portale, denominato "Portale operatori-gestori", entro i tempi previsti da ciascuna procedura. In linea generale, le richieste dello Sportello si configurano prevalentemente come inviti ad adempiere a fronte di accertamenti già effettuati sulla base delle informazioni disponibili e certificate dal SII, dal sistema indennitario o da SGAte. Solo per alcune fattispecie (per esempio, mancata/ritardata erogazione del bonus o annullamento del C^{MOR}) si mantiene un possibile ricorso alle tradizionali richieste di informazioni. Il mancato adempimento dell'esercente agli inviti dello Sportello deve essere segnalato all'Autorità per le azioni a seguire.

Nel periodo 1 gennaio 2017 – 31 marzo 2017 sono state presentate 2.014 richieste riconducibili a procedure speciali informative, di cui 1.395 (69%) finalizzate ad ottenere informazioni sul venditore controparte commerciale di una voltura elettrica e/o gas e 617 (30,6%) riferite all'applicazione del C^{MOR}. Solo due sono invece le richieste volte a individuare l'attuale controparte commerciale.

Con riferimento alle procedure speciali risolutive, si contano 2.033 richieste di ammissione, di cui 1.462 (72%) riferibili a reclami relativi ai bonus elettrico e gas, 196 (9,5%) riconducibili ad errori nell'addebito del C^{MOR} o a richieste di annullamento dello stesso, 323 (16%) relative a rigetti o mancate risposte delle controparti commerciali a fronte di richieste di *switching back* e 52 (2,5%) in materia di doppia fatturazione.

Per completare il quadro delle richieste di informazioni/reclami pervenuti allo Sportello nei primi tre mesi del 2017, va evidenziato che sono pervenute 830 richieste di informazioni, particolarmente concentrate sulle voci prezzi e tariffe di distribuzione (29%), pratiche commerciali scorrette (13%), *tutela SIMILE* (8%) e calcolo dei consumi (8%), e 2.775 reclami che, non rientrando nell'ambito delle procedure speciali, sono stati reindirizzati, con apposite comunicazioni, verso le procedure conciliative (tra questi, il 42% riguarda casi di fatturazione, il 29% contratti, il 16% problemi di qualità commerciale e tecnica).

Va poi rilevato che sono ancora in lavorazione 850 casi aperti nell'anno 2016 e gestiti in conformità alla delibera 286/2014/R/com.

Infine, la tipologia di clienti che, nel primo trimestre 2017, ha richiesto l'accesso alle procedure speciali o ha inviato richieste di informazioni o segnalazioni è costituito in prevalenza (78%) da clienti che seguono direttamente le proprie pratiche, senza avvalersi di un delegato.

Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizione di salute

Bonus in cifre

Il decreto interministeriale 28 dicembre 2007 e il decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito, con modificazioni, nella legge 28 gennaio 2009, n. 2, hanno introdotto un regime di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati per le forniture di energia elettrica e gas naturale (ossia il bonus sociale), volto ad agevolare i clienti domestici che si trovano in condizioni economiche o fisiche disagiate e le famiglie numerose. Tale regime di compensazione, reso operativo dall'Autorità con il TIBEG[33], prevede, in seguito

33 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. Il TIBEG è stato approvato con la delibera 402/2013/R/com.

alla presentazione da parte dell'utente disagiato della domanda che attesti i requisiti economici o fisici e la titolarità della fornitura, uno sconto che viene elargito direttamente in bolletta.

Nel corso del 2016 i bonus erogati sono stati complessivamente pari a 1,13 milioni, comprendendo sia i bonus elettrici (per disagio economico, attraverso la Carta acquisti e per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita) sia i bonus gas.

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 e, a conferma di quanto già evidenziato negli anni precedenti, circa il 68% delle famiglie che ha usufruito del bonus elettrico ha anche richiesto il bonus gas.

Va sottolineato come l'introduzione a regime delle nuove modalità di calcolo dell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE)[34], a partire dal 2016, abbia fatto registrare un numero di richieste di bonus in linea con l'anno precedente (Tav. 7.20).

Nel 2016, in termini di allocazione geografica, i clienti con un'agevolazione in corso sono suddivisi come indicato nella tavola 7.21: nelle aree Sud e Isole, i beneficiari del bonus elettrico che usufruiscono anche del bonus gas risultano meno numerosi di quelli situati nelle aree Nord. Nello specifico, anche

TAV. 7.20

Clienti titolari di bonus elettrico nel 2015 e nel 2016

	BONUS ELETTRICO			BONUS GAS	
	BONUS DISAGIO ECONOMICO	BONUS DESTINATO AI SOGGETTI TITOLARI DI CARTA ACQUISTI	BONUS DISAGIO FISICO	BONUS DISAGIO ECONOMICO	TOTALE BONUS EROGATI
2015	622.151	22.520	28.267	448.496	**1.121.434**
2016	622.410	27.624	30.373	448.707	**1.129.114**
Variazione %	0,04%	22,66%	7,45%	0,05%	**0,68%**

Fonte: SGAte.

TAV. 7.21

Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus nel 2016 per area geografica(A)

	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
ELETTRICO	159.927	111.228	112.150	207.343	89.759
%	23,50%	16,35%	16,48%	30,47%	13,19%
GAS	130.069	92.243	86.121	115.499	24.775
%	**28,99%**	**20,56%**	**19,19%**	**25,74%**	**5,52%**
GAS/ELT %	81,3%	82,9%	76,8%	55,7%	27,6%

(A) Il Nord-Ovest comprende: Liguria, Lombardia, Piemonte e Valle d'Aosta; il Nord-Est: Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Trentino Alto Adige, Veneto; il Centro: Lazio, Marche, Toscana e Umbria; il Sud: Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia; le Isole: Sardegna e Sicilia.

Fonte: SGAte.

34 La riforma dell'ISEE, prevista dall'art. 5 del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, è entrata in vigore con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 5 dicembre2013, n. 159. Successivamente, la legge 26 maggio 2016, n. 89, ha previsto, in sede di conversione in legge del decreto legge 29 marzo 2016, n. 42, un ritorno in toto alla modalità disciplinata adottata con la precedente normativa (decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 109) per quanto riguarda i nuclei familiari con uno o più disabili.

per effetto della mancata metanizzazione della Sardegna, che esclude l'isola dall'accesso al bonus gas, nelle aree Sud e Isole meno della metà delle famiglie ha richiesto i bonus elettrico e gas, laddove tale rapporto sale all'87% nell'area Nord-Est e all'86% nell'area Nord-Ovest.

Va anche rilevato che, rispetto ai dati del 2015, le macroaree Sud e Isole riducono la propria incidenza per entrambi i settori, passando, la macroarea Sud, nel caso del settore elettrico, dal 31,7% al 30,5% e, nel caso del gas, dal 27% al 25,7%, mentre le Isole sono passate dal 13,5% al 13,1%, per il comparto elettrico, e dal 6% al 5,5%, nel caso del settore gas.

A partire dall'1 gennaio 2017, la soglia ISEE per l'accesso ai bonus è passata da 7.500 € a 8.107,5 €, così come stabilito dal decreto ministeriale 29 dicembre 2016, in materia di riforma del bonus elettrico; resta invariato il requisito di accesso per le famiglie numerose, ossia la soglia ISEE non deve superare i 20.000 € annui. Inoltre, accogliendo le proposte formulate dall'Autorità con la segnalazione 22 giugno 2015, 287/2015/I/com, il menzionato decreto ministeriale:

- ha eliminato la condizione di residenza, in base alla quale poteva essere agevolata solo una fornitura attiva presso la residenza anagrafica del soggetto in possesso dei requisiti per l'accesso al bonus;
- ha mantenuto il requisito di presentazione della domanda per il bonus presso il Comune di residenza;
- ha mantenuto la condizione di unicità, prevedendo l'accesso alla compensazione per disagio economico per una sola fornitura di energia elettrica o di gas ad uso domestico nella titolarità di uno dei componenti del nucleo familiare in possesso dei requisiti ISEE;
- ha previsto l'aggiornamento, con cadenza triennale, da parte dell'Autorità, del valore soglia dell'ISEE, sulla base del valore medio dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati in ciascun triennio di riferimento.

Le suddette previsioni hanno trovato attuazione nelle delibere 12 gennaio 2017, 1/2017/R/eel, e 3 marzo 2017, 94/2017/R/com.

Bonus elettrico e Carta acquisti

Dalla messa a disposizione del bonus sociale elettrico nel 2008 e fino al 31 dicembre 2016, il numero di famiglie che ha usufruito per almeno un anno di tale agevolazione risulta essere pari a 2,7 milioni, di cui oltre il 57% localizzato nelle macroaree Sud e Isole.

Nel corso del 2016, le famiglie che hanno ottenuto il bonus elettrico rappresentano, rispetto al totale delle famiglie censite dall'Istat nella relativa area geografica, il 2,2% del Nord-Ovest e il 3% del Sud.

Con riferimento al numero dei componenti dei nuclei familiari titolari di bonus elettrico per disagio economico, si evidenzia (Tav. 7.22) una stabile prevalenza dei nuclei con non più di

TAV. 7.22

Nuclei per numero di componenti familiari con agevolazione per disagio economico in corso (bonus elettrico)

	TOTALE	NUMERO COMPONENTI DELLA FAMIGLIA ANAGRAFICA (%)		
	DISAGIO ECONOMICO	1-2	3-4	oltre 4
2012	100	44,5	39,7	15,8
2013	100	44,7	39,4	15,9
2014	100	44,5	39,7	15,8
2015	100	42,2	39,8	18,0
2016	100	41,1	40,3	18,6

Fonte: SGAte.

quattro componenti, anche se il 2016 fa registrare una flessione del 2,6% dei nuclei con uno o due componenti, a relativo vantaggio dei nuclei più numerosi (oltre i tre componenti). Il numero delle famiglie numerose[35], quelle con almeno quattro figli fiscalmente a carico, risulta in linea con quello del 2015, registrando un'incidenza percentuale del 2,6%.

La figura 7.12 riporta la distribuzione percentuale delle famiglie che hanno beneficiato del bonus elettrico per disagio economico nel 2016, suddivise secondo i diversi livelli di ISEE, confrontata con gli anni 2014 e 2015. Si può notare una flessione del 3%, rispetto al 2015, dei nuclei beneficiari del bonus con un ISEE molto basso (ossia fino a 2.500 €), a vantaggio dei nuclei con livelli ISEE più alti, nonostante nel 2016 si sia registrata un'alta percentuale di percettori del bonus

Si rileva la significativa riduzione negli ultimi due anni della percentuale di beneficiari del bonus aventi ISEE compreso tra i 5.000 e i 7.500 € e il rispettivo aumento di nuclei con ISEE fino a 2.500 €, esito della riforma delle modalità di calcolo dell'ISEE, che ha avuto come obiettivo principale quello di misurare in maniera più puntuale la situazione economica delle famiglie, agendo sulle modalità di calcolo dell'indicatore, sull'entità delle franchigie, sulla definizione di nucleo familiare e sul sistema di controlli.

La legge 4 dicembre 2008, n. 190, ha previsto l'estensione del bonus sociale elettrico ai beneficiari della Carta acquisti, che non lo avessero già richiesto autonomamente tramite le modalità ordinarie. Successivi provvedimenti normativi hanno stabilito che l'estensione del bonus sociale ai beneficiari della Carta acquisti venisse attuata automaticamente tramite lo scambio di informazioni tra il sistema informativo di gestione della Carta acquisti (SICA-INPS) e il sistema informativo di gestione del bonus sociale (SGAte), demandando all'Autorità la definizione delle modalità operative per l'integrazione.

Nel corso del 2016, le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione tramite il circuito Carta acquisti sono state circa 27.625, con un incremento del 23% rispetto all'anno precedente. Tuttavia, nel complesso, questa modalità automatica di accesso continua ad evidenziare elementi di criticità, che risaltano con chiarezza se si considera il rapporto tra le domande presentate e le domande andate a buon fine. In particolare, in media, nel 2016, solo il 61% delle domande inoltrate all'INPS è stato ammesso dal sistema e, sempre in media, solo il 65% delle stesse domande è stato poi validato dai distributori (valore in linea con quello riscontrato nel 2015).

Il valore del bonus fino al 31 dicembre 2016 è stato quantificato in uno sconto di circa il 20% della spesa media (al netto delle imposte) di una famiglia tipo differenziata per numero di componenti ed è stato aggiornato ogni anno contestualmente

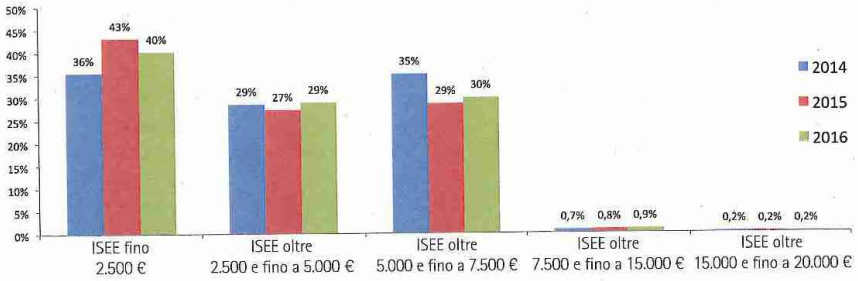


FIG. 7.12

Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione per disagio economico in corso (bonus elettrico - percentuale)
Anni 2014, 2015 e 2016

Fonte: Elaborazione su dati SGAte.

35 La definizione di famiglia numerosa è contenuta all'art. 3, comma 9-*bis*, del decreto legge n. 185/08.

al primo aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche di fornitura per i clienti domestici in regime di tutela. Gli importi del bonus elettrico per disagio economico sono riportati nella tavola 7.23.

Con la delibera 1/2017/R/eel, l'Autorità, seguendo le disposizioni contenute nel decreto 29 dicembre 2016 del Ministro dello sviluppo economico, ha rideterminato, per l'anno 2017, l'ammontare delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati, assimilando il valore del bonus ad uno sconto pari a circa il 30% della spesa media di una famiglia tipo al lordo delle imposte (equivalente a circa il 35% della spesa netta).

Gli oneri connessi all'erogazione del bonus elettrico per disagio economico e fisico sono compresi tra le componenti degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura tramite la componente AS, che è pagata da tutti i clienti che non godono del bonus elettrico (per l'aggiornamento delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e gas in vigore dall'1 gennaio 2017, si rimanda alla delibera 29 dicembre 2016, 814/2016/R/com). 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 che hanno percepito il bonus per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita (bonus per disagio fisico) al 31 dicembre 2016 erano 30.373, registrando un incremento del 7,5% rispetto all'anno precedente.

Il bonus per disagio fisico è articolato in tre fasce (Tav. 7.24) per tener conto del tipo di apparecchiatura/e utilizzata/e, 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 ad una delle tre fasce di compensazione previste, che sono ulteriormente differenziate per tener conto della potenza impegnata (fino a 3 kW e da 4,5 kW).

TAV. 7.23

Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico (€/anno per punto di prelievo)

DESCRIZIONE	2012	2013	2014	2015	2016	2017(A)
Numerosità familiare 1-2 componenti	63	71	72	71	80	112
Numerosità familiare 3-4 componenti	81	91	92	90	93	137
Numerosità familiare oltre 4 componenti	139	155	156	153	153	165

(A) Importi determinati con la delibera 1/2017/R/eel, su indicazione del decreto ministeriale 29 dicembre 2016, al fine di conseguire una riduzione di spesa dell'utente medio, al lordo delle imposte, dell'ordine del 30%.

TAV. 7.24

Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico per l'anno 2016

	F1	F2	F3
EXTRA CONSUMO RISPETTO A UN UTENTE TIPO (2.700/kWh/anno)	FINO A 600 kWh/anno	COMPRESO TRA 600 E 1.200 kWh/anno	OLTRE 1.200 kWh/anno
€/anno per punto di prelievo			
Ammontare del bonus oltre 3kW (da 4,5 kW in su)	173	285	412
Ammontare del bonus oltre 3kW (da 4,5 kW in su)	405	513	620

Dalla tavola 7.25, si evince la distribuzione per fasce dei clienti che percepiscono il bonus per disagio fisico. Nel corso del 2016, si è assistito ad un incremento delle fasce che includono i clienti con un utilizzo più intensivo ed esteso delle apparecchiature, rispetto a quello che si era registrato nel 2015 (fasce F2 e F3) e ad una riduzione delle potenze impegnate oltre i 4,5 kW.

Bonus gas

Al 31 dicembre 2016 le famiglie che hanno usufruito del bonus gas per disagio economico risultano pari a 448.707, in linea con i dati relativi al 2015. Le famiglie che hanno percepito l'agevolazione almeno una volta dall'entrata in vigore del meccanismo sono state più di 1,54 milioni.

La ripartizione geografica delle famiglie, cui è stata riconosciuta almeno una agevolazione gas, evidenzia come, rispetto alla ripartizione geografica rinvenibile nel settore elettrico, l'area Nord-Ovest conti un numero maggiore di percettori del bonus, a differenza delle regioni del Sud. Il peso delle Isole risulta anche quest'anno ridotto a causa della non metanizzazione della Sardegna.

I nuclei familiari titolari di bonus gas per disagio economico si sono ripartiti, nel 2016, a seconda del numero dei componenti familiari, con un peso maggiore, rispetto agli anni precedenti, in analogia con quanto verificato per il settore elettrico, dei nuclei con oltre quattro componenti (Tav. 7.26).

TAV. 7.25

Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico

	2015			2016		
	F1 Fino a 600 kWh/anno	F2 Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	F3 Oltre 1.200 kWh/anno	F1 Oltre 1.200 kWh/anno	F2 Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	F3 Oltre 1.200 kWh/anno
Fino a 3 kW	65,8%	13,6%	11%	66,7%	14,9%	12,8%
Da 4,5 kW	5,8%	1,6%	1,9%	2,2%	1,6%	1,8%

Fonte: Elaborazioni su dati SGAte.

TAV. 7.26

Famiglie con agevolazione per disagio economico in corso (bonus gas)

	NUMERO COMPONENTI FAMIGLIA ANAGRAFICA		
	TOTALE	Fino a 4	Oltre 4
2012	100	83,6	16,4
2013	100	83,6	16,4
2014	100	83,6	16,4
2015	100	81,4	18,6
2016	100	80,9	19,1

Fonte: Elaborazioni su dati SGAte.

Con riferimento alla distribuzione dei beneficiari, considerando le diverse fasce ISEE, nonostante la figura 7.13 mostri per il 2016 un'alta percentuale di famiglie con ISEE fino ai 2.500 € (38% circa), così come nel caso del bonus elettrico per disagio economico, essa rileva una flessione del 4% dei nuclei con la soglia ISEE minore, a relativo vantaggio delle fasce con livelli di ISEE maggiori. Anche in questo ambito si nota, per gli anni 2015 e 2016, l'elevata contrazione, rispetto al 2014, del numero di famiglie beneficiarie del bonus gas con ISEE compreso tra i 5.000 e i 7.500 € e lo spostamento dei beneficiari nelle soglie ISEE più basse per effetto della stessa riforma ISEE

Per quanto concerne la localizzazione geografica, le forniture agevolate sono prevalentemente localizzate in area di fascia climatica E (45%), D (26%) e C (19%) e le forniture individuali rappresentano, rispetto alle forniture centralizzate, il 94,7% del totale delle forniture gas agevolate.

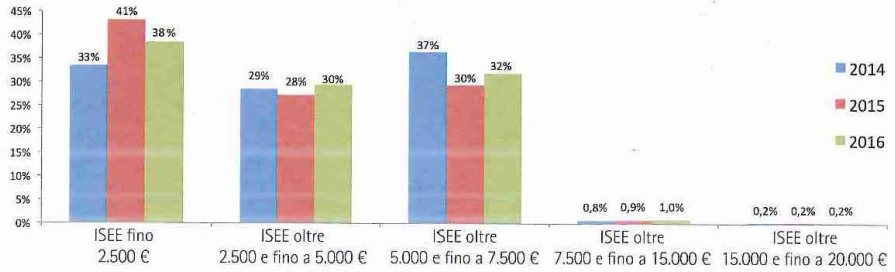
Infine, rispetto al 2015, non si sono registrati significativi spostamenti nella ripartizione delle forniture agevolate per tipologia di utilizzo, relativamente alla quale mantiene una forte dominanza la categoria comprensiva anche del riscaldamento (83%) (Tav. 7.27).

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 di misura del gas naturale, la componente GS e la componente GS_T, poste a carico dei clienti diversi dai clienti domestici. Ai fondi raccolti a valere sui clienti si aggiungono fondi a carico del Bilancio dello Stato.

Gli importi del bonus gas, per l'anno 2017, sono riportati nella tavola 7.28. Si evidenza come la diminuzione dell'importo annuo, rispetto al 2015, sia riconducibile alla contrazione della spesa registratasi per la fornitura del gas nel corso dell'anno di riferimento. Come per il settore elettrico, il valore della compensazione è definito contestualmente all'aggiornamento tariffario.

FIG. 7.13

Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione per disagio economico in corso (bonus gas - percentuale)
Anni 2014, 2015 e 2016



Fonte: Elaborazioni su dati SGAte.

TAV. 7.27

Ripartizione percentuale dei bonus per tipologia di utilizzo del gas

	2015	2016
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura - AC	16,8%	16,9%
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento - ACR	83,2%	83,1%

Fonte: SGAte.

TAV. 7.28

Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico

anni 2016 e 2017; € all'anno per PdR

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI (€/ANNO PER PDR)		2016					2016				
		Zona climatica (z)					Zona climatica (z)				
		A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F
Famiglie fino a 4 componenti (j=1)											
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	74	91	120	150	189	72	89	117	146	184
Famiglie con oltre 4 componenti (j=2)											
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	49	49	49	49	49	48	48	48	48	48
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	103	133	175	213	274	100	130	170	207	266

Fonte: SGAte.

Misure in seguito agli eventi sismici del 24 agosto e del 26 ottobre 2016

A seguito degli eventi sismici del 24 agosto e del 26 ottobre 2016, così come già avvenuto in passato con la delibera 14 giugno 2012, 250/2012/R/com, l'Autorità, con la delibera 726/2016/R/com, *Disposizioni urgenti in relazione al bonus elettrico e al bonus gas, per le popolazioni colpite dagli eventi sismici*, ha previsto alcune norme al fine di sospendere fino al 31 maggio 2017, per i clienti residenti nei comuni interessati dai fenomeni sismici, gli effetti della decorrenza dei termini per la presentazione delle domande di rinnovo dei bonus elettrico e gas, l'invio delle comunicazioni circa l'emissione dei bonifici domiciliati e l'accettazione delle domande di riemissione dei medesimi bonifici.

Con la citata delibera sono state anche fornite indicazioni a SGAte e alla CSEA[36] per l'erogazione del bonus tramite bonifico domiciliato, per la sospensione del flusso di comunicazioni circa l'ammissibilità al regime di compensazione e rinnovo, per l'emissione dei bonifici domiciliati e l'accettazione delle domande di riemissione dei bonifici non riscossi.

La delibera 810/2016/R/com, al fine di garantire l'ammissione e il rinnovo in continuità dei bonus gas ed elettrico ai clienti economicamente svantaggiati residenti nelle aree interessate dagli eventi sismici, alloggiati provvisoriamente in altre abitazioni o in moduli abitativi temporanei a causa dell'inagibilità parziale o totale della loro abitazione di residenza, ha previsto una deroga temporanea a quanto stabilito dall'art. 13 del TIBEG, che individuava tra i requisiti di accesso - prima della modifica introdotta con la delibera 94/2017/R/com - la coincidenza della residenza anagrafica del cliente domestico con la localizzazione del punto di prelievo o di riconsegna dei clienti economicamente svantaggiati.

Infine, con il documento per la consultazione 23/2017/R/com, in materia di agevolazioni per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni 24 agosto 2016 e successivi, l'Autorità ha inteso verificare la necessità di prendere in considerazione ulteriori elementi relativamente alle disposizioni opportune per il ripristino dei servizi e dei flussi di comunicazione in relazione ai percettori di bonus nelle zone interessate dagli eventi sismici nell'Italia Centrale (cfr. il paragrafo "Interventi specifici del mercato al dettaglio - Terremoto nel Centro Italia").

36 La delibera 6 febbraio 2014, 28/2014/R/com, ha individuato in Poste Italiane il soggetto erogatore della compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale ai clienti domestici indiretti e ha dato mandato alla CSEA di stipulare con Poste Italiane una convenzione per l'erogazione del bonus tramite bonifico domiciliato ai clienti indiretti gas, previa approvazione dello schema di convenzione. La delibera 16 febbraio 2017, 57/2017/E/com, ha poi dato disposizione alla CSEA di procedere alla proroga, di 12 mesi, della predetta convenzione stipulata con Poste Italiane.

Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici

Protocolli di intesa stipulati dall'Autorità

I rapporti tra l'Autorità e le associazioni rappresentative dei clienti finali domestici (consumatori) e non domestici si svolgono nel quadro di appositi Protocolli di intesa, che formalizzano gli obiettivi di interesse comune e gli strumenti per il loro perseguimento.

Per quanto riguarda i consumatori, i rapporti tra l'Autorità e le associazioni del CNCU si svolgono nell'ambito del Protocollo di intesa sottoscritto il 13 maggio 2009.

Dal 2013 l'Autorità è, inoltre, parte di un Protocollo di intesa stipulato con le organizzazioni nazionali di rappresentanza delle piccole imprese, finalizzato a rafforzare la capacità di tali imprese di cogliere le opportunità derivanti dalla liberalizzazione dei mercati finali dell'energia elettrica e del gas naturale.

Le associazioni dei consumatori domestici e non domestici sono, inoltre, regolarmente coinvolte nelle attività di consultazione e di approfondimento, anche attraverso la partecipazione a seminari di presentazione dei principali provvedimenti di interesse, audizioni e gruppi tecnici, e fanno parte dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento, istituito dall'Autorità con la delibera 5 marzo 2015, 83/2015/A (si veda in proposito il Capitolo 8 di questo Volume).

Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2016 è proseguita la realizzazione di attività a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas finanziate mediante le risorse del Fondo sanzioni, alimentato con i proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità. La disponibilità di nuove risorse acquisite nel corso dell'anno ha consentito all'Autorità di formulare nuove proposte relative ad attività da realizzare a partire dal 2017.

I progetti attuati nel corso del 2016, oggetto di precedenti proposte dell'Autorità e già approvate dal Ministro dello sviluppo economico, hanno riguardato:

- l'accesso al Servizio conciliazione (progetto PAC). Il progetto promuove l'accesso alle procedure gestite dal Servizio conciliazione da parte dei consumatori che si avvalgono dell'assistenza prestata dalle associazioni di consumatori; esso comporta l'erogazione, alle medesime associazioni, di contributi forfetari per l'attività di orientamento e di assistenza al consumatore nell'attivazione di una procedura di conciliazione e per l'attività di mediazione con rappresentanza del consumatore nello svolgimento di procedure concluse positivamente. Nel corso del 2016, sono stati complessivamente riconosciuti contributi per oltre 57.000 €, in relazione a 958 procedure conciliative concluse positivamente;
- il sostegno alle procedure di conciliazione c.d. "paritetica" (progetto PCS), svolte presso organismi previsti da appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese di vendita, iscritti anche temporaneamente nell'elenco degli organismi di ADR operanti nei settori regolati tenuto dall'Autorità. Il progetto prevede l'erogazione di contributi forfetari in relazione alle procedure concluse positivamente. Per l'anno 2016 risultano finora rendicontate circa 700 procedure conciliative concluse con accordi transattivi tra le parti;
- la qualificazione degli sportelli delle associazioni dei consumatori (progetto PQS – "Energia: diritti a viva voce"). Il progetto promuove l'attivazione di una rete di punti di contatto (sportelli territoriali) delle associazioni di consumatori in grado di fornire ai clienti domestici informazione e assistenza qualificata sui servizi regolati, e comporta la copertura dei costi operativi del servizio fornito. Per il 2016 è stata prevista l'attivazione di 26 sportelli territoriali, a fronte dei 22 sportelli operativi nel 2015;
- la formazione del personale delle associazioni di consumatori (progetto PFA). Il progetto, che ha coperto gli anni 2015 e 2016, ha inteso soddisfare le esigenze di formazione e di aggiornamento del personale delle associazioni di consumatori impegnato in attività di informazione e assistenza ai consumatori dei servizi regolati, svolte nell'ambito degli altri progetti, nonché la formazione e l'aggiornamento di esperti. Nel corso del biennio sono stati realizzati dieci corsi della durata di 14 ore ciascuno, svolti in modalità residenziale, *e-learning* o mista;
- la promozione dell'accesso ai bonus elettrico e gas da parte degli aventi diritto (progetto PAB – "Bonus a sapersi"). Il progetto ha

comportato la realizzazione sull'intero territorio nazionale, nel biennio 2015-2016, di 73 incontri rivolti agli operatori di istituzioni, di enti e di organizzazioni senza fini di lucro, che operano con finalità assistenziali a livello locale, dedicati all'informazione sul regime dei bonus e all'illustrazione delle modalità operative e procedurali per richiederne l'attivazione o la conferma.

Nel corso del 2016, con la delibera 14 luglio 2016, 385/2016/E/com, l'Autorità ha formulato al Ministro dello sviluppo economico nuove proposte relative alle attività da realizzare a partire dal 2017, che sono state approvate con il decreto 27 settembre 2016. In particolare, l'Autorità ha inteso rafforzare e garantire continuità alle attività a vantaggio dei consumatori già avviate e consolidate negli anni precedenti, prevedendo la definizione di progetti di durata triennale (2017-2020) sia per le attività di promozione delle procedure ADR per la risoluzione extragiudiziale delle controversie nei settori regolati (progetti PAC e PCS) sia per la qualificazione degli sportelli delle associazioni dei consumatori (progetto PQS). La medesima durata triennale è, inoltre, prevista per le attività di formazione e di aggiornamento degli operatori delle associazioni di consumatori attivi nella realizzazione degli altri progetti (progetto ridenominato PFR) formulati in precedenza dall'Autorità.

Progetti per la capacitazione delle piccole imprese

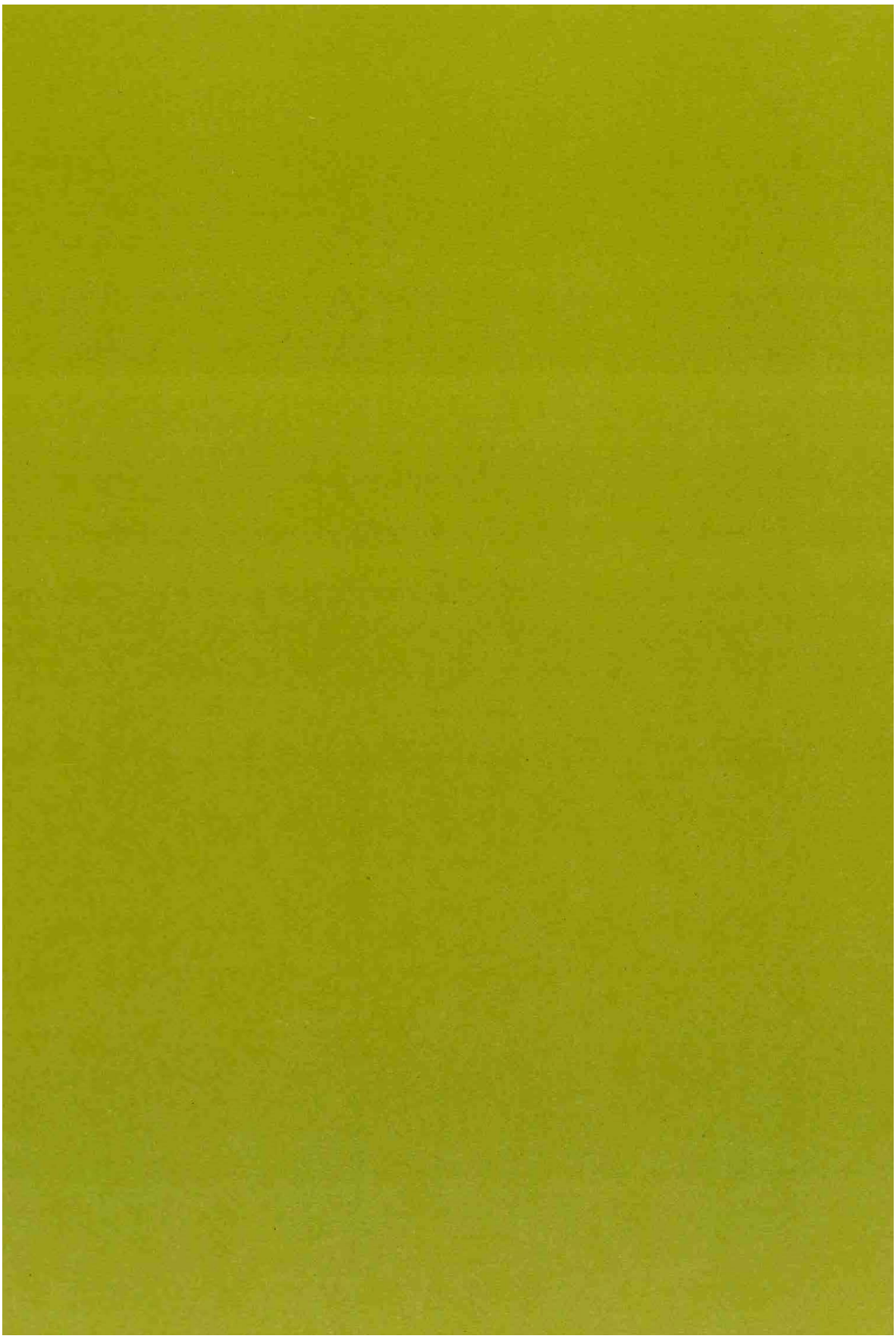
La formazione del personale delle organizzazioni delle piccole e medie imprese che svolge l'attività di informazione e di consulenza alle imprese medesime nelle rispettive articolazioni territoriali è stata individuata quale attività di interesse prioritario, ai fini dell'attuazione del Protocollo di intesa siglato dall'Autorità e dalle piccole e medie imprese (PMI).

Nel corso del 2016, l'Autorità ha espletato le procedure di gara[37] che hanno consentito di individuare l'operatore professionale qualificato, al quale affidare la realizzazione dei corsi di formazione sui mercati finali dell'energia elettrica e del gas per le PMI.

Lo scopo del programma di formazione, che sarà attivato entro la prima metà del 2017 con una durata biennale, è quello di consentire ai suoi fruitori di utilizzare e diffondere presso le PMI, nello svolgimento delle proprie attività di servizio, informazioni e conoscenze in materia di fornitura di energia elettrica e gas, per rispondere all'esigenza di risolvere problemi e criticità puntuali, eventualmente emersi in corso di esecuzione del contratto di fornitura, così come all'esigenza di cogliere le opportunità del mercato, in un'ottica di rafforzamento della capacità negoziale del cliente finale medesimo.

Il progetto, in fase di realizzazione, prevede l'attivazione di un percorso formativo da svolgere a distanza, in modalità *e-learning*, per un numero complessivo di 500 utenze attivabili anche per sottogruppi nell'arco del biennio. Il percorso formativo è articolato in un modulo base, mirato all'acquisizione delle necessarie conoscenze relative all'assetto e alla regolazione dei mercati finali dell'energia elettrica e del gas naturale - integrato da moduli avanzati che dovranno consentire ai fruitori di consolidare capacità di analisi e di valutazione, in relazione all'andamento dei mercati e alle caratteristiche delle offerte commerciali - o alla gestione delle criticità insorte nello svolgimento del rapporto contrattuale di fornitura e alla risoluzione delle eventuali controversie.

37 Procedura CIG 6644172030.



8.

Attuazione della regolazione, comunicazione, organizzazione e risorse

Intersettoriale

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti assunti

Attività di consultazione

I nuovi processi di consultazione, avviati nel corso del 2016, che si sono aggiunti a quelli già in essere, sono stati complessivamente 43, come sinteticamente elencati nella tavola 8.1. Di questi, 17 hanno riguardato il settore del gas, 18 quello dell'energia elettrica e tre i servizi idrici, di cui due la tutela dell'utenza. Le rimanenti consultazioni hanno interessato tematiche comuni ai diversi settori di competenza. Delle nuove consultazioni, 23 sono state concluse con l'adozione dei relativi provvedimenti finali di regolazione. Le tematiche riguardano, in particolare: la definizione dei criteri per la remunerazione dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione per la misura di energia elettrica in bassa tensione; la quantificazione dei benefici potenziali e il rilascio dell'impronta energetica (*energy footprint*) al cliente finale; la definizione dei criteri per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale realizzati a partire dall'anno 2017; la prima fase della riforma del mercato per il servizio di dispacciamento con apertura alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione distribuita; la revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi e la loro valorizzazione; l'istituzione di un terzo livello decisorio delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati. Tali tematiche sono state, tra l'altro, fatte oggetto di consultazioni plurime. La durata delle consultazioni si è attestata su una media di 39 giorni circa, considerando nel calcolo anche le consultazioni i cui termini, per motivate ragioni di indifferibilità e urgenza, sono stati necessariamente ridotti.

TAV. 8.1

Sintesi delle attività di consultazione

Gennaio-Dicembre 2016

DATA	SETTORE	TITOLO
12/01/2016	Gas	*Modifiche inerenti alla disciplina del settlement gas*
28/01/2016	Gas	*Disposizioni in materia di servizio di stoccaggio del gas naturale per l'anno termico di stoccaggio 2016/2017: modalità e condizioni*
04/02/2016	Elettricità/Gas	*Revisione delle modalità e tempistiche relative alla disciplina del recesso dai contratti di fornitura per i clienti finali di piccole dimensioni*
04/02/2016	Idrico	*Regolazione del servizio di misura nell'ambito del servizio idrico integrato nel secondo periodo regolatorio. Orientamenti in ordine alla misura di processo e d'utenza*
18/02/2016	Gas	*Mercato del gas naturale. Completamento dell'implementazione delle disposizioni europee in materia di risoluzione delle congestioni presso i punti di interconnessione con l'estero del sistema nazionale dei gasdotti*
18/02/2016	Gas	*Mercato del gas naturale. Determinazione delle componenti relative ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso (CMEM) e delle attività connesse (CCR) per il periodo compreso tra l'1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017*
25/02/2016	Gas	*Criteri di valutazione della documentazione allegata alle istanze presentate dalle imprese di distribuzione, ai fini del versamento parziale o dell'esonero dal versamento dell'ammontare previsto nei casi di mancata disalimentazione fisica dei punti di riconsegna forniti nel servizio di default distribuzione*
25/02/2016	Elettricità	*Riforma delle tutele di prezzo nel mercato retail dell'energia elettrica e del gas naturale: Tutela SIMILE al mercato libero di energia elettrica per clienti finali domestici e piccole imprese*
10/03/2016	Gas	*Disposizioni in materia di assicurazione dei clienti finali del gas*

TAV. 8.1 - SEGUE

Sintesi delle attività di consultazione

Gennaio-Dicembre 2016

DATA	SETTORE	TITOLO
10/03/2016	Gas	*Bilanciamento del gas naturale. Aspetti attuativi del regolamento (UE) 312/2014 del 26 marzo 2014*
01/04/2016	Elettricità	*Attribuzione al Sistema informativo integrato dell'attività di aggregazione delle misure dei prelievi ai fini del settlement con riferimento ai punti di prelievo elettrici trattati su base oraria*
28/04/2016	Gas	*Criteri per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale realizzati a partire dall'anno 2017. Orientamenti iniziali*
05/05/2016	Elettricità/Gas	*Fatturazione di periodo nel mercato retail, nel quadro di evoluzione e superamento dei regimi di tutela di prezzo*
12/05/2016	Elettricità/Gas/ Idrico	*Riforma del sistema di tutele dei clienti finali per il trattamento dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie nei settori regolati dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico. Orientamenti finali per i mercati elettrico e gas*
12/05/2016	Elettricità	*Orientamenti in merito alla semplificazione delle procedure per la connessione nel caso di impianti di produzione di energia elettrica di piccola taglia*
19/05/2016	Elettricità	*Regolazione sperimentale delle interruzioni con preavviso. Orientamenti finali*
19/05/2016	Teleriscaldamento	*Regolazione in materia di obblighi di fornitura e installazione di sistemi di misura nel settore del teleriscaldamento e del teleraffrescamento*
24/05/2016	Elettricità	*Riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per clienti non domestici nel mercato elettrico. Orientamenti iniziali per l'attuazione delle disposizioni dell'art. 3, comma 2, lettera b), del decreto legge n. 210/15 come convertito con la legge n. 21/16*
26/05/2016	Elettricità	*Sistemi di smart metering di seconda generazione per la misura di energia elettrica in bassa tensione, conformi ai requisiti funzionali di cui alla deliberazione 87/2016/R/eel. Orientamenti per il riconoscimento dei costi*
31/05/2016	Elettricità	*Orientamenti finali in merito alla razionalizzazione della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica - TIME*
09/06/2016	Elettricità	*Prima fase della riforma del mercato per il servizio di dispacciamento: apertura alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione distribuita*
16/06/2016	Elettricità	*Mercato dell'energia elettrica. Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi – Interventi prioritari*
16/06/2016	Gas	*Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, Sezione VI, 12 giugno 2015, n. 2888, relativa alla regolazione tariffaria del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013, fissata con deliberazione dell'Autorità ARG/gas 184/09. Orientamenti finali*
24/06/2016	Gas	*Servizi di ultima istanza nel settore del gas naturale. Interventi propedeutici all'individuazione dei fornitori dei servizi, a partire dall'1 ottobre 2016*
21/07/2016	Elettricità	*Regolazione tariffaria dell'energia reattiva per le reti in alta e altissima tensione e per le reti di distribuzione*
21/07/2016	Elettricità	*Criteri per il riconoscimento parametrico dei costi per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo*
28/07/2016	Elettricità	*Revisione delle modalità e tempistiche relative alla risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto per inadempimento dell'utente e all'attivazione dei servizi di ultima istanza nel mercato elettrico*
04/08/2016	Gas	*Criteri per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale. Orientamenti finali*
04/08/2016	Elettricità	*Sistemi di smart metering di seconda generazione per la misura di energia elettrica in bassa tensione. Orientamenti finali per il riconoscimento dei costi*
04/08/2016	Elettricità	*Sistemi di smart metering di seconda generazione per la misura di energia elettrica in bassa tensione e il rilascio dell'impronta energetica (energy footprint) al cliente finale. Benefici potenziali e orientamenti per il conseguente adeguamento regolatorio*
04/08/2016	Gas	*Regime di incentivazione del responsabile del bilanciamento*
22/09/2016	Gas	*Distribuzione del gas naturale: orientamenti finalizzati ad incrementare il numero di misuratori accessibili e il ricorso alle letture effettive*
14/10/2016	Gas	*Misure per la semplificazione del settlement gas*
27/10/2016	Elettricità	*Orientamenti in merito all'entrata in vigore delle disposizioni previste dalla variante V2 alla norma CEI 0-16 e dalla nuova edizione della norma CEI 0-21*
04/11/2016	Elettricità/Gas	*Orientamenti per l'istituzione di un terzo livello decisorio delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico*

TAV. 8.1 - SEGUE

Sintesi delle attività di consultazione

Gennaio-Dicembre 2016

DATA	SETTORE	TITOLO
04/11/2016	Gas	*Criteri per l'aggiornamento infra periodo per il triennio 2017-2019 della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas*
10/11/2016	Elettricità	*Orientamenti in merito alla corretta identificazione dei clienti finali del sistema elettrico*
24/11/2016	Elettricità	*Mercato dell'energia elettrica: valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi - ulteriori interventi nell'ambito del regime transitorio introdotto dalla deliberazione dell'Autorità 444/2016/R/eel*
01/12/2016	Elettricità/Gas	*Affinamenti della disciplina relativa alla morosità nei mercati retail dell'energia elettrica e del gas naturale. Ottemperanza alla sentenza del TAR Lombardia, Sez. II, 1629/16*
01/12/2016	Elettricità	*Mercato italiano della capacità. Orientamenti specifici*
01/12/2016	Gas	*Introduzione di meccanismi di mercato per il conferimento agli utenti della capacità di rigassificazione*
28/12/2016	Adempimenti anticorruzione e trasparenza	*Piano triennale per la prevenzione della corruzione (PTPC) 2015–2017. Aggiornamento 2017*
28/12/2016	Elettricità	*Mercato intraday ai sensi del regolamento (UE) 1222/2015 (CACM) e coordinamento con il mercato per il servizio di dispacciamento. Primi orientamenti*

Analisi di impatto della regolazione

Come già evidenziato nella *Relazione Annuale* degli scorsi anni, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha introdotto, sin dal 2005, l'Analisi *ex ante* di impatto della regolazione (AIR) per i provvedimenti particolarmente rilevanti, quale ulteriore strumento per migliorare la trasparenza e la qualità del proprio processo regolatorio, già ispirato a criteri di semplificazione, trasparenza ed efficacia, nonché per rafforzare il dialogo ed i processi di consultazione con gli *stakeholders*.

Nel corso del 2016, è stato completato il procedimento per la definizione di un percorso di riforma dei meccanismi di mercato per la tutela di prezzo dei clienti domestici e delle piccole imprese nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, avviato con la delibera 4 giugno 2015, 271/2015/R/com. In tale procedimento era stato previsto che fossero sottoposti alla metodologia AIR i soli aspetti più rilevanti. La predetta riforma è stata completata con l'adozione dei seguenti provvedimenti:

- la delibera 7 luglio 2016, 369/2016/R/eel e successive sue modifiche e integrazioni, la quale ha introdotto il nuovo regime della *Tutela SIMILE*, operativa dall'1 gennaio 2017, che costituisce un ambito di negoziazione sorvegliato, in cui il cliente è messo in grado di acquisire la capacità di operare in un mercato libero, scegliendo il proprio venditore tra una pluralità di operatori ammessi;
- la delibera 4 novembre 2016, 633/2016/R/eel, che ha riformato le condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio di maggior tutela, al fine di rendere tale servizio sempre più coerente al ruolo di servizio universale.

Nel corso del 2016, non sono stati sottoposti ad AIR ulteriori provvedimenti.

Si evidenzia, infine, che l'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento (Osservatorio), istituito con la delibera 5 marzo 2015, 83/2015/A, rappresenta la sede in cui, fra le altre attività, viene anche implementata la funzione di Valutazione di impatto della regolazione (VIR) in modo sistematico e permanente. Tra le proprie finalità l'Osservatorio ha, infatti, anche quella di svolgere analisi in merito agli effetti degli atti di regolazione in vigore, prevedendo che ad essa contribuiscano – attraverso la loro partecipazione attiva – gli oltre 60 soggetti che compongono l'Osservatorio e che rappresentano i diversi interessi della domanda

domestica, della domanda non domestica, della domanda industriale, dell'offerta, nonché alcuni soggetti istituzionali (al riguardo si veda il paragrafo "Accountability, trasparenza e anticorruzione").

Provvedimenti assunti

I provvedimenti adottati nel corso del 2016, tra deliberazioni, relazioni, rapporti, pareri, memorie, segnalazioni e documenti per la consultazione, sono stati complessivamente 823. L'attività di produzione provvedimentale ha, pertanto, fatto registrare un incremento del 23% rispetto al precedente periodo di riferimento (che vedeva una sostanziale stabilità rispetto al 2014, con 677 atti).

L'analisi dei dati, riportati nella tavola 8.2, attesta incrementi rilevanti per tutte le tipologie di atti (rimangono stabili solo gli atti di amministrazione interna) e conferma la prevalenza degli atti di natura regolatoria (55% circa del totale, comunque in aumento del 24%), tra cui si annoverano sia atti di regolazione innovativa generale sia atti di manutenzione e aggiornamento.

Nel settore del gas, tra gli interventi di maggior rilievo, si individuano le modifiche della disciplina del servizio di *default* sulle reti di trasporto del gas naturale e le disposizioni per la gestione del servizio di *peak shaving* tramite rigassificazione. Tra gli interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato si segnalano: l'attuazione del regolamento (UE) 312/2014 della Commissione in materia di bilanciamento del gas naturale e la nuova disciplina del mercato del gas, funzionale all'avvio del regime di bilanciamento; il completamento dell'implementazione delle disposizioni europee in materia di risoluzione delle congestioni presso i punti di interconnessione con l'estero del sistema nazionale dei gasdotti; l'avvio di un progetto pilota relativo al conferimento di capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica. Sono state, inoltre, individuate le disposizioni per i progetti sperimentali di soluzioni di telegestione multiservizio dei misuratori del gas, di classe minore o uguale a G6 e di altri servizi di pubblica utilità.

Per quanto concerne il settore elettrico, si segnalano: la modifica del *Testo integrato della regolazione output based dei servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023*; l'aggiornamento, per l'anno 2017, delle tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per i clienti non domestici, delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione e delle tariffe per l'erogazione del servizio di trasmissione; il proseguimento dell'attuazione della riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica. Fra gli interventi tesi ad assicurare un migliore funzionamento del mercato si segnalano: gli ulteriori interventi per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi; il proseguimento dell'implementazione del Sistema informativo integrato (SII), attraverso sia il perfezionamento di processi già esistenti sia l'introduzione di nuovi processi, come la riforma dello *switching* nel mercato *retail* elettrico, tramite l'utilizzo del SII; le regole per l'attività di aggregazione delle misure dei prelievi ai fini del *settlement*, con riferimento ai punti di prelievo di energia elettrica trattati su base oraria; l'introduzione della risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto per inadempimento del relativo utente e di attivazione dei servizi di maggior tutela e salvaguardia nel settore elettrico (*switching* infra mese); l'approvazione del regolamento disciplinante le aste per l'importazione elettrica virtuale, per l'anno 2017; l'aggiornamento della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva (*capacity payment*); le modifiche e le integrazioni alla disciplina di riferimento degli impianti essenziali sul territorio nazionale; il proseguimento nella predisposizione del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica. Si segnalano, infine, i procedimenti avviati per la verifica di abusi, nell'ambito delle attività di dispacciamento nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e volti all'adozione di misure prescrittive nei confronti degli operatori coinvolti. Per quanto attiene al settore dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, sono state introdotte alcune

semplificazioni alle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (nuovi flussi informativi su GAUDÌ) e sono stati, inoltre, approvati contratti tipo predisposti dal Gestore dei servizi energetici (GSE) per l'erogazione degli incentivi previsti per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. Si sono, infine, attuati alcuni interventi volti ad accrescere i livelli di trasparenza dei contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. In materia di qualità del servizio, è stata introdotta una regolazione sperimentale che incentiva la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Rilevante, infine, è stata l'attività del tavolo nazionale in materia di resilienza del sistema elettrico.

Tra gli interventi con un rilevante impatto nei prossimi anni, si menzionano: le attività per l'introduzione dei sistemi *smart metering* di seconda generazione (2G), con la definizione delle specifiche funzionali e il riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione; nell'ambito del servizio di maggior tutela, l'implementazione del percorso di riforma dei meccanismi di mercato per la tutela di prezzo dei clienti domestici e delle piccole imprese nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale (*Tutela SIMILE*), finalizzato ad incrementare il livello di capacitazione della clientela, in vista dell'apertura dei mercati al dettaglio. Rilevanti sono state, inoltre, le attività connesse agli obblighi di separazione funzionale (*unbundling*) per i settori dell'energia elettrica e del gas, nonché la nuova regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita, nel caso di sistemi di distribuzione chiusi.

Con riferimento alla regolazione del settore idrico, vanno menzionate: la prosecuzione delle attività di approvazione delle tariffe per le singole gestioni, secondo il Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2), che copre il periodo 2016-2019, con le correlate attività ispettive in materia di determinazione delle tariffe d'ufficio e di esclusione dall'aggiornamento tariffario per il primo periodo regolatorio e il primo biennio del secondo periodo regolatorio; l'integrazione del *Testo integrato unbundling contabile* (TIUC) con le disposizioni per il settore idrico; il procedimento per l'adozione di direttive volte al contenimento della morosità nel servizio idrico integrato, a garanzia dell'equità per gli altri utenti; la definizione dei criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici, a seguito della recente normativa in materia di tariffa sociale e di erogazione del servizio di misura a livello nazionale.

Nell'ambito delle attività rivolte specificamente alla tutela dei consumatori, si rilevano: il nuovo *Testo integrato della regolazione della qualità commerciale dei servizi di vendita e le modifiche alla regolazione della qualità commerciale del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale* e il *Testo integrato in materia di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti e utenti finali e operatori nei settori regolati dall'Autorità*. È stata, inoltre, aggiornata la disciplina in materia di fatturazione e di regole di rateizzazione ed è proseguita l'attività di accreditamento degli organismi ADR (*Alternative Dispute Resolution*) per la gestione delle controversie nazionali e transfrontaliere che rientrano nell'ambito di applicazione del Codice del consumo. In tema di fatturazione di importi anomali per l'energia elettrica e il gas è stato determinato il contenuto minimo delle risposte motivate ai reclami dei clienti. Sono state, infine, formulate proposte al Ministro dello sviluppo economico per la realizzazione di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato.

Per quanto riguarda il settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento, nel corso del 2016 è stato dato l'avvio a due indagini conoscitive: la prima sulle modalità e sui contributi per l'allacciamento o la disconnessione dell'utenza, la seconda sui sistemi di misura e di qualità delle attività di distribuzione, misura e vendita. È stato, inoltre, avviato il procedimento in materia di ripartizione dei costi relativi alle informazioni sulla fatturazione per il consumo individuale di riscaldamento e raffrescamento nei condomini e negli edifici polifunzionali.

L'attività in materia di ricerca di sistema ha visto un consistente aumento (circa il 77% rispetto al 2015) - prevalentemente determinato dall'adozione di atti di approvazione di capitolati o consuntivi relativi ai progetti proposti di innovazione tecnologica delle reti - della generazione di energia e dell'efficienza energetica.

L'Autorità, per quanto di competenza, è tempestivamente intervenuta a fronte dei terremoti che hanno colpito l'Italia centrale il 24 agosto e il 26 ottobre 2016, predisponendo una

serie di provvedimenti relativi alle forniture di energia elettrica, gas e acqua.

Nell'ambito delle attività di segnalazione e di collaborazione istituzionale verso il Parlamento e il Governo, sono stati adottati 29 atti, tra pareri, segnalazioni, memorie e relazioni. Tra questi, particolarmente rilevanti sono: il parere al Ministro dello sviluppo economico sulle proposte di modifica della disciplina del mercato del gas naturale, predisposta dal GSE; i pareri al Ministro dello sviluppo economico in materia di modifiche al *Testo integrato della disciplina del mercato elettrico* sia per l'istituzione del mercato dei prodotti giornalieri sia in tema di settlement, il parere al Ministro dello sviluppo economico in merito alle modifiche al *Testo integrato della disciplina del mercato elettrico* in materia di certificati verdi; il parere in merito allo schema di decreto ministeriale recante *Disposizioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili*; il parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto recante la determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico per gli anni dal 2017 al 2020 e l'approvazione delle nuove *Linee guida* in materia di certificati bianchi.

I provvedimenti riconducibili all'area *enforcement* hanno segnato un ulteriore incremento dell'8%, rispetto all'andamento già significativamente in crescita dei due anni precedenti. In particolare, i provvedimenti adottati nell'esercizio della funzione sanzionatoria sono aumentati di circa il 20%. Nell'ambito dello svolgimento di tale funzione, si segnala, per il 2016, un apprezzabile incremento (da 26 a 35) dei procedimenti chiusi con procedura semplificata.

Per quanto riguarda gli atti riconducibili all'area del contenzioso, l'andamento risulta stabile, considerando che 27 provvedimenti dispongono la trasposizione in sede giurisdizionale di ricorsi proposti avanti il Presidente della Repubblica.

TAV. 8.2

Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2015 e 2016

TIPOLOGIA	2015		2016	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
R Regolazione	361	54,0	449	54,6
E Enforcement e consumatori	96	14,4	104	12,6
S Procedimenti sanzionatori	81	12,1	97	11,8
I Istituzionale	29	4,3	33	4,0
C Contenzioso e Arbitrati	18	2,7	41	5,0
A Amministrazione	61	9,1	60	7,3
RDS Ricerca di sistema	22	3,3	39	4,7
TOTALE	668	100,00	823	100,00

Accountability, trasparenza e anticorruzione

Il quadro normativo di riferimento per le tematiche in esame è stato segnato, nel corso del 2016, da significative modifiche, che hanno determinato la codificazione dell'interrelazione, di fatto già esistente, tra *accountability*, trasparenza e anticorruzione.

In particolare, il decreto legislativo 25 maggio 2016, n. 97, in tema di revisione e semplificazione delle disposizioni in materia di prevenzione della corruzione, pubblicità e trasparenza, se, da un lato, ha continuato a considerare la promozione di maggiori livelli di trasparenza come obiettivo strategico di ogni amministrazione, dall'altro, ha assunto la trasparenza come il connotato ineliminabile dell'ordinario modo di gestione (cfr. l'art. 10, commi 3 e 4, del decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33) e, quindi, come strumento di prevenzione dei fenomeni corruttivi. Il decreto riformato ha, altresì, aggiunto alla preesistente trasparenza di tipo proattivo, ossia realizzata mediante la pubblicazione obbligatoria sul sito web di determinati dati, una trasparenza di tipo reattivo, ossia in risposta alle istanze di conoscenza avanzate dagli interessati. Non a caso, la riforma ha ampliato di molto l'accesso civico, che non fa più riferimento ai soli documenti, dati e/o informazioni oggetto di pubblicazione obbligatoria, bensì ai dati e ai documenti detenuti dalle pubbliche Amministrazioni. Si intuisce, quindi, come la trasparenza, oltre ad essere una misura fondamentale per la prevenzione della corruzione, funga da stimolo alla rendicontazione di ciascuna amministrazione nei confronti dei propri *stakeholders*.

A queste finalità è da sempre orientato l'agire dell'Autorità che, fin dall'adozione del *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, ha individuato, tra i propri obiettivi, quelli della promozione di nuove misure di *accountability* e della promozione di maggiori livelli di trasparenza, di semplificazione e di efficienza.

Accountability

Nel corso del 2016, l'Autorità ha continuato a perseguire la finalità di rendicontazione, oltre che nelle forme previste dalla legge, anche attraverso gli strumenti dell'Osservatorio, del processo di consultazione pubblica di cui alla delibera 23 dicembre 2014, 649/2014/A, nonché delle audizioni periodiche e speciali di cui alla delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A.

Riguardo a queste ultime, le sessioni svoltesi il 10 e l'11 maggio 2016 hanno rappresentato una concreta occasione di confronto diretto e costruttivo tra l'Autorità e gli *stakeholders*, in merito all'attuazione del citato *Quadro strategico*, sulla base di un documento predisposto *ad hoc* dagli Uffici dell'Autorità e recante i risultati delle attività svolte in attuazione del *Quadro* medesimo.

Tra gli strumenti di *accountability*, l'Osservatorio è quello che, indubbiamente, assicura con maggiore efficacia e continuità le relazioni e gli scambi dialettici tra le diverse categorie di *stakeholders*, nonché tra esse e l'Autorità, facilitando altresì l'acquisizione di dati e di informazioni utili alla VIR. A ciò si aggiunga la funzione propulsiva che l'Osservatorio, pur nel rispetto dell'autonomia del Regolatore, può svolgere, mediante la formulazione di proposte finalizzate alla predisposizione di documenti per la consultazione su materie sottoposte alla regolazione dell'Autorità.

Per una più efficace operatività, l'Osservatorio ha costituito quattro Gruppi di lavoro permanenti dedicati ai settori regolati dell'energia elettrica, del gas, del teleriscaldamento e del sistema idrico e un Gruppo di lavoro temporaneo sul tema dell'efficienza energetica. I suddetti Gruppi hanno funzione istruttoria, organizzano in modo autonomo la propria attività, riferendo sugli esiti della stessa al Forum, individuano le tematiche che necessitano di approfondimenti, costituiscono tavoli tecnici e si avvalgono del contributo tecnico-scientifico di esperti all'uopo selezionati e inseriti nell'apposito elenco istituito presso l'Osservatorio, ai sensi dell'art. 10 dell'Allegato A alla delibera 83/2015/A.

Nell'ambito del sistema di *accountability* dell'Autorità, continua a svolgere un ruolo fondamentale il consolidato strumento del processo di consultazione pubblica, funzionale al coinvolgimento dei soggetti interessati nella fase di ideazione dei provvedimenti regolatori generali.

Infine, si menzionano alcuni casi di rendicontazione volontaria da parte dell'Autorità, riguardanti specifiche tematiche, quali il rapporto *Stato e prospettive del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica*, delibera 14 luglio 2016, 405/2016/I/efr, e la relazione *Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento*, delibera 24 giugno 2016, 339/2016/I/efr.

Trasparenza

Nel corso del 2016, in aderenza alle prescrizioni del decreto legislativo n. 33/13 e alle previsioni del Programma triennale per la trasparenza e l'integrità 2015-2017 (PTTI), è proseguita l'attività di cura, popolamento e aggiornamento della sezione *Autorità trasparente* del sito web istituzionale.

La riforma prodotta dal decreto legislativo n. 97/16, pur semplificando alcuni adempimenti, ha richiesto la modifica dei contenuti di alcune sottosezioni di primo e/o secondo livello. L'attività di pubblicazione, peraltro già molto significativa nell'esperienza pregressa dell'Autorità, è stata via via sistematizzata, anche per effetto del costante monitoraggio e controllo. All'assolvimento degli obblighi hanno concorso tutte le strutture e, in particolare, quelle che per compiti istituzionali sono chiamate a funzioni di raccordo e di coordinamento e/o che detengono la gran parte dei dati e delle informazioni oggetto dell'obbligo di diffusione e pubblicazione.

Nel gennaio 2016, in ottemperanza agli obblighi di legge, con la delibera 28 gennaio 2016, 22/2016/A, l'Autorità ha adottato, in esito al processo di consultazione, l'aggiornamento per l'anno 2016 del PTTI 2015-2017. Successivamente, la riforma del decreto legislativo n. 97/16, novellando l'art. 10 del decreto legislativo n. 33/13, ha abrogato il PTTI come strumento di programmazione autonomo e a sé stante, per trasformarlo in uno dei contenuti del Piano triennale per la prevenzione della corruzione (PTPC).

Relativamente all'accesso civico, nel corso del 2016, sono pervenute 11 istanze: di queste, solo cinque hanno riguardato obblighi di pubblicazione, ai sensi del decreto legislativo n. 33/13, e tra queste ultime, due hanno reso necessario un adeguamento dei dati pubblicati.

Anticorruzione

In materia di anticorruzione, l'Autorità ha proseguito il percorso intrapreso sin dal 2014, *in primis*, attuando le misure previste dal PTPC 2015-2017 e dal relativo primo aggiornamento per l'anno 2016.

Tra le misure, degno di nota è l'avvio del processo di elaborazione del Codice di comportamento dei dipendenti dell'Autorità, per il quale sono stati presi come parametri di riferimento, oltre al vigente Codice etico, la delibera dell'Autorità nazionale anticorruzione (ANAC) n. 75/2013, *Linee guida in materia di codici di comportamento delle pubbliche Amministrazioni*, la legge 6 novembre 2012, n. 190, e il decreto del Presidente della Repubblica 16 aprile 2013, n. 62, *Regolamento recante codice di comportamento dei dipendenti pubblici, a norma dell'articolo 54 del decreto legislativo 30 marzo 2001, n. 165*, per quanto compatibili con l'autonomia organizzativa e la struttura operativa dell'Autorità.

Altrettanto rilevante è l'impulso dato alla formazione in tema di anticorruzione.

Il percorso formativo è stato programmato in funzione del livello di coinvolgimento dei dipendenti nei processi esposti al rischio di corruzione, allo scopo di prevenire e contrastare il fenomeno e di fornire la massima informazione sulle situazioni concrete, in cui è più probabile il verificarsi di fattori di rischio.

Sempre in attuazione del PTPC 2015-2017, è stato predisposto il secondo aggiornamento per l'anno 2017 del Piano medesimo, tenendo conto delle novità normative, delle indicazioni fornite dall'ANAC, degli indirizzi contenuti nel Piano nazionale anticorruzione del 2016, nonché delle specifiche situazioni di contesto esterno e interno, ivi incluso il riassetto organizzativo che ha interessato l'Autorità.

Nel dicembre 2016, è stata pubblicata nel sito istituzionale dell'Autorità la *Relazione Annuale* sull'attuazione delle misure di prevenzione definite dal PTPC, sulla base di quanto emerso dal monitoraggio condotto.

Nel gennaio 2017, aderendo alle indicazioni dell'ANAC, è stata altresì compilata e pubblicata la scheda di rendicontazione proposta dall'ANAC medesima, per la verifica e il monitoraggio dell'attuazione delle misure di prevenzione della corruzione.

Lo scorso 21 novembre 2016, l'Autorità e l'ANAC hanno firmato un Protocollo d'intesa per la corretta attuazione e l'applicazione della normativa in materia di contratti pubblici, trasparenza e anticorruzione nei settori regolati dall'Autorità, nonché per l'applicazione di eventuali misure straordinarie di gestione, sostegno e monitoraggio delle imprese operanti nei medesimi settori regolati, disposte a fini di anticorruzione e antimafia.

Comunicazione

In considerazione degli stringenti limiti di bilancio imposti dal legislatore negli ultimi anni, improntati al contenimento della spesa pubblica, le attività di comunicazione sono state caratterizzate dalla selettività e da un'attenta valutazione dei costi/benefici, con la volontà di raggiungere nel modo più ampio possibile i diversi segmenti di pubblico, per consentire la diffusione dei messaggi dell'Autorità e della sua azione, anche in collaborazione con le altre istituzioni.

Sul fronte della selezione delle informazioni a beneficio della struttura dell'Autorità, come negli scorsi anni, sono stati pubblicati nella pagina intranet sia le rassegne stampa e gli audiovideo riguardanti i temi di interesse sia, in una sezione dedicata, gli articoli più importanti, le interviste del Collegio sulla stampa nazionale e locale, nonché quelle rilasciate alle principali emittenti radiotelevisive; due volte al giorno viene pubblicato e diffuso via mail il servizio di *aggiornamento notizie* con una selezione degli articoli e delle notizie di maggiore interesse, estratti anche da agenzie di stampa, dai blog, dai siti e da Twitter.

Per quanto riguarda l'utilizzo, essenziale e decisivo, del mezzo televisivo, nell'ultimo trimestre del 2016, dopo i cicli del 2014 e del 2015, è proseguita la convenzione con il Servizio pubblico radiotelevisivo - Rai, attuando un Piano di comunicazione con sette interventi in programmi radiotelevisivi di alto ascolto e trasversali per target di pubblico. Per il 2017 è prevista la proroga della collaborazione fino alla fine dell'anno.

Numerose altre partecipazioni televisive sono state promosse grazie alla collaborazione giornalistica con le redazioni di diversi programmi radiotelevisivi (*Unomattina*, *Mi manda Rai 3*, *Fuori Tg* ecc.).

Nel corso del 2016 sono, poi, stati dedicati particolari momenti di approfondimento alle riforme più importanti avviate dall'Autorità, con un *focus* sugli interventi di più diretto impatto per i consumatori: in particolare, il rafforzamento del sistema dei reclami, la conciliazione obbligatoria, le novità in tema di fatturazione, il nuovo regime della *Tutela SIMILE* e la riforma delle tariffe elettriche.

Nell'ultima parte del 2016, inoltre, si è svolta una campagna di comunicazione istituzionale con l'obiettivo di informare il pubblico sulle più rilevanti novità in tema di riforma delle tariffe di rete elettriche e per ricordare la messa a disposizione del bonus elettrico per le famiglie economicamente disagiate, poiché, a seguito di verifiche, lo strumento è risultato sottoutilizzato. In particolare, con l'ausilio di un'agenzia di comunicazione selezionata con gara pubblica, è stato realizzato uno spot video da 30", con declinazioni radio, web e stampa, per una campagna rivolta al target primario dei consumatori domestici. Ciò risulta in linea con l'azione di comunicazione dell'Autorità, nel rispetto della legislazione specifica per la pubblica Amministrazione. La campagna, accompagnata anche all'attività di comunicazione stampa e alla creazione di una pagina web dedicata sul sito dell'Autorità con le *Frequently Asked Questions* (FAQ), è stata diffusa nel mese di dicembre 2016, sia avvalendosi degli spazi Rai gratuiti resi disponibili dalla Presidenza del Consiglio dei ministri, sia con l'agenzia di comunicazione che, una volta predisposto un *media planning*, ha acquistato alcuni spazi su radio e Tv, nazionali e locali (circa 1.000 passaggi nazionali su emittenti secondarie complementari ai canali Rai e 2.600 locali), sulla stampa, quotidiana e periodica (35 uscite) e sulle testate web (4,2 milioni di *impression*), in conformità con quanto stabilito dall'art. 41 del decreto legislativo 31 luglio 2005, n. 177, e dalla direttiva della Presidenza del Consiglio dei ministri 28 settembre 2009, recante *Indirizzi interpretativi e applicativi in materia di destinazione delle spese per l'acquisto di spazi pubblicitari da parte delle Amministrazioni dello Stato ai sensi dell'articolo 41 del decreto legislativo 31 luglio 2005, n. 177.*

Bilancio dell'attività: analisi della comunicazione sulla stampa

La *media analysis* stampa 2016 (gli articoli pubblicati sulla stampa cartacea nel periodo gennaio-dicembre 2016) è basata su un totale di 4.051 articoli in cui è stata citata l'Autorità, in aumento rispetto al 2015. I contatti valutati con *sentiment* positivo sono saliti al 58,5% (+4% rispetto al 2015), mentre quelli neutri sono scesi al 23,5% (-11,5%), rappresentando quindi a livello complessivo l'81,5%.

Forte è la crescita sul fronte della *readership* complessiva, che supera la soglia del miliardo di contatti. Di questa, circa la metà (44,5%) è rilevata dai quotidiani nazionali, in lieve flessione rispetto al 2015, il 50% dalle testate regionali, locali e *free press*, mentre il 5,5% è da attribuire ai periodici e circa l'1% alla stampa specializzata e di settore.

Per quanto riguarda i settori di competenza dell'Autorità, l'attenzione dei giornalisti della carta stampata si è concentrata

sull'energia elettrica, di cui si parla nel 47% degli articoli, con un recupero di attenzione per il gas (29%) e l'idrico (20,5%). Tra gli argomenti con maggiore visibilità in termini di *readership*, nettamente prevalenti risultano quelli legati alle questioni inerenti al mercato, che pesa per quasi due terzi (59%); le tematiche legate ai prezzi/tariffe scendono al 34%; i temi riguardanti i diritti dei consumatori occupano il 4%. Tra gli strumenti a beneficio del consumatore, il più trattato risulta sempre quello dei bonus energia e gas, seguito dallo Sportello per il consumatore di energia, dalla Bolletta 2.0, dal Trova offerte, dal Servizio conciliazione.

Analizzando in dettaglio i singoli settori (energia elettrica e gas), si rileva che l'attenzione della stampa si è concentrata maggiormente sulle variazioni dei prezzi di luce e gas, sulla sospensione dei termini di pagamento delle bollette per gli utenti delle zone terremotate, sull'introduzione del canone Rai in bolletta e sulle tariffe dell'acqua.

Nel 2016 gli articoli sui quotidiani nazionali e sulla stampa periodica sono risultati lievemente in crescita tra il primo e il secondo semestre 2016, totalizzando, rispettivamente, 657 e 167 articoli; in termini quantitativi - vista la maggiore capillare diffusione sul territorio - è la stampa regionale, locale e *free press* a dedicare il maggiore spazio all'Autorità, con 1.869 articoli, in crescita rispetto al 2015 (1.661 articoli). Tendenzialmente rafforzata è anche la stampa tecnica e di settore, con 1.356 articoli nel 2016, a fronte dei 966 nel 2015.

Analisi della comunicazione su radio e televisione

La *media analysis* radiotelevisiva per l'anno 2016 evidenzia un incremento della presenza dell'Autorità sui due *media* rispetto al 2015. Sono infatti 241 le clip interventi in cui è stata citata direttamente l'Autorità (172 durante il 2015), di cui ben 200 quelle televisive. Per quanto riguarda il *sentiment*, la percezione dell'intervento, per l'80% delle citazioni Tv è risultato positivo (60% positivo e 20% neutro), un dato in leggero calo rispetto al 2015.

Nell'insieme, gli ascoltatori raggiunti attraverso gli spazi televisivi (*coverage* complessiva) sono stati 155 milioni, in aumento rispetto al 2015 (121 milioni), tornando ai livelli del 2014 (151 milioni).

La *media analysis* conferma il maggior spazio concesso all'Autorità dalle reti del servizio pubblico Rai rispetto alle televisioni commerciali, con la prevalenza di Rai Uno (20,5%) e di Rai Tre (26%), seguite da Canale 5 (18%). Per quanto riguarda la radio, sono *Rai-Radio Uno* e *Radio 24* ad aver citato più spesso l'Autorità. In televisione, l'Autorità risulta presente soprattutto nei telegiornali (60% delle citazioni totali), seguiti dalle rubriche (30%) e dalle trasmissioni contenitore (10%); in radio, le rubriche prevalgono leggermente rispetto ai giornali radio.

L'analisi delle tematiche più trattate evidenzia come gli argomenti legati a prezzi/tariffe risultino quelli più ascoltati: il maggior numero di citazioni (esplicitando l'analisi alle diverse parole chiave dei tre settori, energia elettrica, gas e acqua) ha riguardato proprio questa categoria, coprendo circa la metà di tutti gli argomenti in televisione (48,5%).

Per la radio, mentre il primo semestre 2016 è stato principalmente appannaggio dei temi legati al mercato, il secondo semestre ha visto la prevalenza dell'argomento prezzi/tariffe. All'interno dei temi consumeristici, i più seguiti in Tv sono stati gli spazi dedicati allo Sportello per il consumatore di energia e al sito internet, entrambi assestati al 25%.

Nell'ambito della convenzione sottoscritta dalla Rai e dall'Autorità, nel 2016 si è concluso il Piano di comunicazione, basato sulla realizzazione di specifici spazi di approfondimento sulle tematiche legate all'attività dell'Autorità, all'interno di trasmissioni radiotelevisive di grande ascolto e con tipologie di pubblico diversificate. A tal fine, sono stati selezionati a livello televisivo *Unomattina*, lo storico programma contenitore di Rai Uno del mattino (in onda dal lunedì al venerdì dalle 6.10 alle 12.00) e *Geo*, il programma di approfondimento scientifico-naturalistico e di attualità di Rai Tre (in onda dal lunedì al venerdì dalle 15.50 alle 19.00 circa), oltre che tre interventi su *Radio Rai Uno*, all'interno del programma *La radio ne parla*. Il Piano di comunicazione è stato strutturato in sette interventi radiotelevisivi totali, incentrati sugli obiettivi individuati dal *Quadro strategico* dell'Autorità, nell'ambito delle azioni per informare il consumatore e renderlo più consapevole e informato, nella maniera il più possibile mirata. I temi trattati sono stati principalmente: il nuovo regime della *Tutela SIMILE*, la conciliazione obbligatoria e il nuovo sistema di reclami. La scelta di comunicazione è stata di divulgare gli argomenti al grande pubblico in pochi minuti, attraverso la partecipazione in studio del Presidente o di un Componente del Collegio, interagendo con il conduttore ed utilizzando un linguaggio semplice, supportato anche da grafiche e schede.

Analisi della comunicazione sul web

Nel periodo 1 gennaio 2016 – 31 dicembre 2016, in base alla *web analysis*, elaborata dal fornitore selezionato con gara pubblica, sono stati rilevati 12.870 *mention/post*, in cui si è parlato direttamente dell'Autorità, un valore quasi raddoppiato se confrontato con i dati dell'anno precedente (+80%), con un picco nei mesi di giugno e luglio, in cui sono state affrontate tematiche quali: l'illustrazione della *Relazione Annuale* sull'attività svolta, dinanzi al Governo e al Parlamento; il terzo aggiornamento trimestrale delle tariffe; le condotte anomale nella programmazione sui mercati elettrici all'ingrosso e la successiva sospensione degli aumenti. Il *sentiment* per il 92% è positivo (di cui 11.737 *mention* di segno neutro, quasi il doppio rispetto al 2015), mentre per l'8% è negativo (1.004, rispetto ai 398 del 2015). Il tema elettricità è stato il più citato (6.662 volte, il 39,34% del totale: più che doppiato il dato del 2015). Stesso andamento per il gas, passato da 2.742 *mention* del 2015 a 4.491 del 2016 (26,5% del totale); poi il servizio idrico, che recupera la battuta d'arresto del 2015, passando da 854 *mention* a 2.778; segue il *corporate*, relativo all'attività istituzionale dell'Autorità, con il 10,25% di *mention*; infine, le fonti rinnovabili in lieve crescita (6,5%). Da un'analisi più approfondita emerge, poi, come nel 2016 la tematica elettricità resti la più menzionata, ma anche la più critica, con i picchi negativi legati all'aumento delle bollette e alla vicenda relativa alle condotte anomale nella programmazione sui mercati elettrici all'ingrosso. Le citazioni positive si sono maggiormente concentrate durante la presentazione della *Relazione Annuale* sull'attività svolta al Governo e al Parlamento, seconde soltanto all'argomento riguardante il calo delle bollette di luce e gas comunicato nei giorni 30 e 31 marzo.

A livello di fonti analizzate in tutta la rete, i siti di *news* (aggregatori, blog, forum) sono stati molto attivi con il 74% delle *mention* totali (8.884 contro le 4.297 del 2015), gli articoli dei siti web di testate giornalistiche ammontano a 320 e quelli delle testate specializzate monitorate a circa 400. Twitter è stata l'unica piattaforma social monitorata, in cui l'Autorità è presente con un account attraverso il quale vengono pubblicizzate le delibere e l'attività del Collegio: le citazioni registrate in tutto il 2016 sono mediamente 8,7 al giorno (3.178 *mention* complessive).

Comunicazione tecnica

Nel 2016 è proseguita l'attività di comunicazione attuata con lo strumento delle schede tecniche, la cui pubblicazione è iniziata nel mese di giugno 2014.

Le schede tecniche sono documenti redatti con fini divulgativi, volti ad illustrare nel modo più sintetico, semplice ed esaustivo il contenuto di singoli provvedimenti a carattere generale dell'Autorità (principalmente delibere, ma, in alcuni casi, anche rapporti di tipo statistico o similari), ritenuti di particolare rilievo e/o complessità tecnica. Non avendo carattere provvedimentale, esse sono redatte, con ampia autonomia, a cura degli Uffici dell'Autorità, al solo fine di rendere maggiormente comprensibile la regolazione di dettaglio.

I contenuti delle schede riguardano soprattutto la regolazione energetica ed ambientale, nonché quella di *enforcement*.

Tutte le schede vengono pubblicate contestualmente al provvedimento cui si riferiscono.

Le schede hanno progressivamente assunto un ruolo primario per la qualità della comunicazione dell'Autorità, in quanto contribuiscono in modo efficace alla comprensione dei provvedimenti illustrati, da parte degli *stakeholders*, i quali, nell'insieme, sembrano sempre più manifestare un elevato interesse per questi strumenti, considerando il numero degli accessi nell'apposita sezione del sito internet.

Anche nel 2016, come nell'anno precedente, le schede pubblicate sono state più di un centinaio. Gli argomenti trattati riflettono le caratteristiche complessive dell'attività svolta dall'Autorità: la maggior parte delle schede ha illustrato provvedimenti mirati alla regolazione di specifici settori (45 l'energia elettrica, 36 il gas, due il sistema idrico, una il telecalore), altre schede (15) riguardano la regolazione che incide in modo trasversale sui diversi settori, le restanti hanno riguardato l'efficienza energetica e i rapporti statistici.

Circa un quarto delle schede (26, selezionate tra quelle di maggior interesse per gli *stakeholders* internazionali) sono state tradotte in inglese, nonché pubblicate nell'apposita sezione in lingua del sito internet, insieme ad alcuni comunicati stampa e provvedimenti tradotti integralmente.

Per agevolare e massimizzare la fruizione del servizio offerto con le schede tecniche, è stato reso disponibile anche un filtro di ricerca posto nella sezione *Atti e provvedimenti/schede tecniche*, sul sito internet.

I primi mesi del 2017 mostrano una produzione delle schede tecniche in linea, da un punto di vista quali/quantitativo, a quella riferita allo stesso periodo dell'anno precedente.

Comunicazione sul web

Il sito dell'Autorità registra ormai stabilmente circa 3 milioni e mezzo di accessi all'anno, corrispondenti a circa 1.700.000 utenti unici (dati Google Analytics); di questi, più della metà sono utenti c.d. "di ritorno", ossia visitatori che accedono al sito con una frequenza anche quotidiana. La gran parte del traffico del sito proviene da ricerche effettuate su Google; le sezioni del sito più visitate risultano quelle dedicate ai provvedimenti dell'Autorità e quelle che permettono la ricerca degli operatori dei settori regolati su base territoriale o per ragione sociale.

Quasi il 20% del totale degli utenti ha visitato la sezione dedicata all'*Atlante dei diritti del consumatore di energia*, una sorta di "minisito" che fornisce risposte alle domande dei piccoli consumatori in tema di: mercato, contratti, prezzi, garanzie e tutele nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Nell'ambito dell'*Atlante dei diritti del consumatore di energia*, risultano più cliccate le sezioni sui costi e sui prezzi fatturati per le forniture di elettricità, mentre risultano meno visualizzate quelle relative alla fornitura di gas naturale.

Anche per quanto riguarda il "minisito" dedicato alla Bolletta 2.0, pubblicata all'inizio del 2016, la maggior parte delle 124.300 sessioni registrate ha riguardato le sezioni riferite alle voci di spesa per la fornitura di energia elettrica, mentre solo una minima percentuale si è rivolta alle sezioni dedicate alla fornitura del gas naturale.

Il sito è aggiornato quotidianamente: nel corso del 2016 sono stati pubblicati 771 delibere, 43 consultazioni, 100 schede tecniche, 125 determine, 105 comunicati per gli operatori, 32 comunicati e note stampa, oltre al materiale relativo a più di dieci eventi e 16 incontri tenuti dall'Autorità, sette avvisi di interesse per collaborazioni e bandi di concorso per l'assunzione di personale in ruolo e a tempo determinato, 44 procedure di affidamento.

Nel corso del 2016 sono state realizzate pagine tematiche dedicate, nel settore gas, al bilanciamento e allo sviluppo della rete di trasporto e, nel settore elettrico, ai mercati *cross border* e alle novità destinate ai consumatori (*Tutela SIMILE* e riforma delle tariffe di rete). Sono state, inoltre, aggiornate numerose pagine dell'*Atlante dei diritti del consumatore di energia* e del massimario dei reclami operatori.

Nel corso del 2016 è stata riorganizzata la sezione delle procedure di affidamento, semplificando la pagina di accesso iniziale con l'elenco delle procedure in corso, da cui è possibile raggiungere un secondo livello di informazioni di dettaglio.

Periodicamente (mediamente ogni 15 giorni) viene inviata una newsletter di aggiornamento delle pubblicazioni effettuate sul sito a una mailing list, che comprende più di 10.000 utenti, mentre il canale informativo più immediato e puntuale sugli aggiornamenti del sito è l'account ufficiale di Twitter @autoritaenergia, seguito da 8.300 *followers*. Nel 2016 è stata inviata una media di 100 tweet al mese, che hanno ottenuto circa 1.500 visualizzazioni al giorno con un tasso di interazione medio (click, retweet, like ecc.) del 2%.

Sempre nel 2016 sono state pubblicate, sulla piattaforma *Slideshare*, dieci presentazioni divulgative, tra cui le più viste risultano quelle relative al servizio di maggior tutela e alla *Tutela SIMILE* (60.000 visite) e quella sui bonus elettricità e gas erogati negli anni 2014-2016 (28.000 visite).

Eventi e seminari

Tra le iniziative organizzate nel corso del 2016, dedicate a tutti coloro che operano nei settori regolati, si evidenziano le seguenti:

- *Forum della regolazione dell'energia elettrica* - Firenze, giugno 2016. La Commissione europea, con il supporto dell'Autorità, ha organizzato il XXXI Forum della regolazione dell'energia elettrica;
- VI Giornata di studio degli affari giuridici dell'Autorità: *Quel che resta della concessione nei servizi regolati* – Milano, 11 luglio 2016. La finalità delle c.d. "Giornate di studio" è quella di approfondire alcune tematiche giuridiche, mettendo a confronto approcci metodologici e scientifici diversi, applicati in differenti ambiti disciplinari di ricerca, quali il diritto amministrativo, il diritto civile e commerciale, il diritto antitrust, l'economia politica ecc.;
- il seminario *Indagine conoscitiva avviata con deliberazione 595/2015/R/idr sulle strategie di pianificazione adottate nei programmi degli interventi del servizio idrico integrato - Confronto sugli esiti* - Milano, 15 dicembre 2016. Il seminario ha avuto come obiettivo l'illustrazione delle risultanze emerse nel corso della prima fase di indagine in ordine alla metodologia

di rappresentazione della situazione infrastrutturale del servizio idrico integrato, finalizzata ad evidenziare le specifiche necessità di investimento del territorio e il correlato fabbisogno di investimenti;

- VII Giornata di studio degli affari giuridici dell'Autorità: *Il Servizio di default nella distribuzione del gas naturale* - Milano, 13 marzo 2017.

Biblioteca

La biblioteca dell'Autorità dispone di una significativa dotazione di volumi, periodici, banche dati a disposizione del personale della medesima. Nel corso del 2016 è stato incrementato il numero dei volumi dedicati alle tematiche del teleriscaldamento/teleraffrescamento e dei servizi idrici, anche in virtù delle accresciute attività del Regolatore in questi due settori.

È stata, altresì, potenziata la documentazione in formato elettronico (piattaforme on line, ebook), allo scopo di garantire, da un lato, un considerevole risparmio sui costi di acquisto e, dall'altro, una maggiore fruibilità interna.

Il catalogo della biblioteca consta attualmente di circa 4.700 titoli, comprensivi di monografie, periodici e letteratura varia. Sono, inoltre, consultabili più di 90 riviste cartacee e on line di carattere giuridico-economico, attinenti ai settori di competenza dell'Autorità.

La biblioteca è collegata al circuito ESSPER[1], che offre un servizio di c.d. *document delivery*[2], finalizzato al miglioramento della consultazione del patrimonio documentale, mediante una banca dati di spoglio di periodici che comprende oltre 850 titoli italiani.

Sono stati organizzati alcuni corsi formativi per i dipendenti, per consentire un utilizzo ottimale delle banche dati economiche, statistiche e giuridiche oggi disponibili.

Organizzazione

Con la delibera 4 marzo 2016, 78/2016/A, l'Autorità ha avviato il processo per l'adozione di un nuovo modello organizzativo, resosi necessario per il perseguimento di due principali obiettivi:

- conferire maggiore flessibilità all'intera struttura, al fine di garantire un più elevato grado di efficienza e di efficacia dell'azione di regolazione e di controllo dei mercati regolati;
- migliorare lo svolgimento delle funzioni in tema ambientale (servizi idrici, teleriscaldamento/teleraffrescamento), tenendo altresì conto dell'ipotesi di attribuzione delle competenze in materia di ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani ed assimilati, come previsto dall'art. 16 dello schema di decreto legislativo *Testo unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale*, in merito al quale si rimanda al Capitolo 1 di questo Volume.

Con la successiva delibera 14 novembre 2016, 657/2016/A, l'Autorità ha adottato il nuovo regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità e la nuova macrostruttura organizzativa della medesima, fissandone la decorrenza a partire dall'anno 2017.

In vista dell'approvazione - ritenuta imminente - del sopracitato schema di decreto legislativo, nella nuova struttura

1 ESSPER è un gruppo di biblioteche, italiane e non, associate per fornire servizi innovativi nell'ambito della documentazione delle discipline economiche, delle scienze sociali, giuridiche e storiche. ESSPER si propone di migliorare la fruibilità del patrimonio documentario, offrendo alla comunità dei ricercatori una banca dati di spoglio di periodici, con la segnalazione della loro disponibilità presso le biblioteche che fanno parte di tale circuito.

2 Il servizio di *document delivery* permette di richiedere ad altre biblioteche o a servizi di fornitura l'invio di copia dei documenti (articoli di periodici, capitoli o parti di monografie ecc.) non posseduti da una biblioteca, sempre nel rispetto della normativa vigente in materia di diritto d'autore.

organizzativa era stata prevista anche una Direzione, cui affidare i nuovi compiti in tema di rifiuti. Invece, la sentenza della Corte costituzionale n. 251/2016 ha annullato alcuni articoli della legge 7 agosto 2015, n. 124, e, pertanto, il *Testo unico sui servizi pubblici locali di interesse generale* non è stato più emanato. Con la delibera 29 novembre 2016, 695/2016/A, l'Autorità ha, dunque, apportato le modifiche necessarie alla struttura precedentemente approvata, sostituendo nell'organigramma e nel regolamento di organizzazione e funzionamento i riferimenti in materia di rifiuti.

Con la delibera 26 gennaio 2017, 21/2017/A, l'Autorità ha completato la riorganizzazione, definendo la microstruttura organizzativa.

L'Autorità è ora articolata in una macrostruttura ed una microstruttura. La macrostruttura si compone del Segretariato Generale, della Divisione energia, dell'Area ambiente e, all'interno di queste, di Direzioni e Uffici speciali. La microstruttura è costituita dal complesso delle Unità in cui sono suddivise le Direzioni, nonché dagli Uffici che riportano direttamente al Segretario Generale e al Direttore di divisione.

Accanto alle strutture permanenti per l'esercizio delle attività di carattere istituzionale o continuativo, sono previste strutture organizzative temporanee per la realizzazione di programmi o di progetti da svolgersi in un arco di tempo determinato o per lo svolgimento di funzioni di raccordo fra più strutture.

Con la delibera 14 novembre 2016, 658/2016/A, sono stati nominati i responsabili della macrostruttura e, con la delibera 31 gennaio 2017, 36/2017/A, i responsabili della microstruttura. Successivamente, si è provveduto all'assegnazione del personale nelle varie unità organizzative.

Risorse umane e sviluppo del personale

Nel corso del 2016, coerentemente con le politiche di valorizzazione del personale funzionali all'obiettivo prioritario di consentire l'adempimento efficiente ed efficace delle funzioni attribuite dal legislatore, l'Autorità ha intensificato la propria azione nel campo delle risorse umane in relazione ai diversi aspetti del reclutamento, della formazione e della gestione delle medesime.

Sul fronte della selezione e dell'acquisizione delle risorse, è proseguita l'attività amministrativa di gestione delle procedure selettive bandite negli anni precedenti e ne sono state avviate delle nuove nel corso dell'anno di riferimento, anche al fine di supportare il nuovo assetto organizzativo dell'Autorità (si veda in proposito il paragrafo precedente di questo Capitolo).

Riguardo alla gestione delle selezioni bandite negli anni precedenti, sono state ultimate le procedure selettive, avviate nel 2015, afferenti al profilo di funzionario, con l'approvazione delle relative graduatorie e il reclutamento dei vincitori.

Inoltre, in relazione all'esigenza di reclutare risorse per far fronte ai nuovi assetti organizzativi, sono state bandite alcune selezioni pubbliche, di cui una per il profilo di operativo, otto per il profilo di funzionario ed una per una posizione dirigenziale. Tali procedure di reclutamento si sono svolte nel rispetto di quanto previsto dall'art. 22, rubricato *Razionalizzazione delle Autorità indipendenti*, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 114, e della convenzione stipulata con le altre Autorità indipendenti per la gestione unitaria delle procedure concorsuali per il reclutamento del personale.

Sempre riguardo al tema del reclutamento del personale, tenuto conto delle sopravvenute esigenze organizzative e in coerenza con i principi di buon andamento, economicità, efficienza ed efficacia dell'azione amministrativa, è stato utilizzato anche l'istituto dello scorrimento delle graduatorie dei concorsi e delle selezioni pubbliche ancora in corso di validità.

Si è, altresì, proceduto all'assunzione di un funzionario per lo svolgimento delle funzioni di assistente del Presidente del Collegio dell'Autorità, mediante una selezione diretta, in considerazione della natura fiduciaria del suddetto incarico.

Nell'ambito degli obblighi occupazionali di cui alla legge 12 marzo 1999, n. 68, e, in linea con le disposizioni normative attualmente vigenti in materia di assunzioni di personale appartenente alle c.d. "categorie protette", l'Autorità ha assunto in ruolo una risorsa appartenente a dette categorie.

Per quanto riguarda la formazione, a seguito di quanto disposto dalla delibera 30 luglio 2015, 385/2015/A, si è dato ulteriore corso al Piano di formazione triennale, in base alla convenzione in essere tra l'Autorità e la Scuola nazionale dell'amministrazione. Tale Piano prevede l'espletamento di alcuni corsi di formazione manageriale rivolti a tutti i dipendenti, suddivisi in tre categorie: dirigenti e funzionari responsabili di unità, funzionari non responsabili di unità, personale operativo.

Inoltre, in coerenza con quanto previsto nel Piano triennale per la prevenzione della corruzione 2015-2017, sono stati avviati ulteriori percorsi di formazione dei dipendenti dell'Autorità in materia di etica e di legalità, articolati su due livelli: formazione base (o di primo livello), destinata al personale in ragione della mappa dei rischi; formazione avanzata (o di secondo livello), destinata ai dirigenti, ai responsabili e ai dipendenti degli Uffici che operano nelle aree con processi classificati, dal sopra menzionato Piano, a rischio medio e alto.

Sempre in tema di formazione, nel corso del 2016, si sono svolte le seguenti attività: *workshop* e seminari interni monotematici, finalizzati alla discussione ed all'approfondimento di argomenti di particolare rilevanza e interesse per l'Autorità; seminari pubblici rivolti agli operatori di settore e alle associazioni dei consumatori su tematiche istituzionali; giornate di studio, rivolte a tutti coloro che, a diverso titolo, operano nel settore dell'energia, su questioni inerenti al diritto dell'energia.

Durante il corso dell'anno è proseguita anche la collaborazione con le Università per la realizzazione di attività di comune interesse legate alla didattica, alla formazione, alla ricerca e allo sviluppo nei settori dell'energia elettrica, del gas e dell'acqua. Le convenzioni in essere sono attualmente 15. Nell'ambito di detta proficua collaborazione, al 31 dicembre 2016, erano attivi 11 assegni di ricerca e tre *stage*.

In merito ai processi periodici di valutazione del personale, si è proceduto, da un lato, alla conclusione formale del processo valutativo dei risultati conseguiti e dei comportamenti organizzativi posti in essere nell'anno 2014 e, dall'altro, allo svolgimento del processo valutativo dei risultati conseguiti e dei comportamenti organizzativi posti in essere nell'anno 2015, rinviando ai primi mesi del 2017 la conclusione di detto processo, con la formalizzazione di eventuali ricorsi avverso le valutazioni ottenute e la conseguente pronuncia del Collegio sugli stessi.

È poi proseguito il confronto con le Organizzazioni sindacali in ordine alla ridefinizione del trattamento accessorio del personale.

Nel 2016, in base a quanto stabilito nell'accordo quadro del 2015 in tema di personale, di orario di lavoro, di telelavoro, di part time e di mobilità esterna, e seguendo il solco già tracciato negli anni precedenti, si è ulteriormente potenziata la fruizione dell'istituto del telelavoro strutturato.

Infine, sono state confermate le iniziative già in essere di supporto ai dipendenti e alle relative famiglie, quali il contributo economico per gli asilo nido e le scuole per l'infanzia, la convenzione per la cassa sanitaria, le facilitazioni per il trasporto pubblico.

Compagine: analisi per età, qualifica e livelli retributivi

La pianta organica dell'Autorità, aggiornata a seguito degli esiti delle procedure di reclutamento espletate, risulta suddivisa, al 31 dicembre 2016, come indicato nella tavola 8.3.

Al 31 dicembre 2016, la dotazione organica dell'Autorità risulta pari a 202 unità, delle quali 160 a tempo indeterminato e 42 a tempo determinato (Tav. 8.4). Ad esse va aggiunto il personale, per un totale di 13 risorse, reso disponibile mediante comandi e distacchi da altre Amministrazioni pubbliche. Il personale della Guardia di Finanza è aggregato nell'ambito di uno specifico Protocollo d'intesa.

Il personale dipendente ha un'età media di poco inferiore ai 45 anni e possiede un elevato grado di qualificazione professionale. Tutti i dipendenti sono in possesso di un diploma di scuola superiore e l'83% è in possesso del diploma di laurea.

Nel corso del 2016 le tavole retributive sono rimaste bloccate per effetto del decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito dalla legge 30 luglio 2010, n. 122.

Nella tavola 8.5 viene riportata la retribuzione annua lorda, in migliaia di euro, con riferimento al livello base di ciascuna qualifica.

Ai sensi dell'art. 13 del decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, convertito, con modificazioni, dalla legge 23 giugno 2014, n. 89, l'Autorità applica ai Componenti del Collegio e ai dirigenti apicali, a decorrere dall'1 maggio 2014, il limite massimo retributivo di 240.000 €/anno, al lordo dei contributi e degli oneri fiscali a carico del dipendente.

TAV. 8.3

Composizione del personale al 31 dicembre 2016 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI E DISTACCHI
Dirigenti	16[A]	4	2
Funzionari	103	36	9
Operativi	40	2	1
Esecutivi	1[B]	0	1
TOTALE	160	42	13

TAV. 8.4

Retribuzione annua lorda per carriera e grado al 31 dicembre 2016

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore Generale	205,41	Primo Funzionario	108,08	Impiegato	60,12	–	–
Direttore Centrale	177,33	Funzionario I	84,32	Coadiutore	50,61	Commesso capo	46,02
Direttore	141,90	Funzionario II	66,44	Aggiunto	39,62	Commesso	34,91
Direttore Aggiunto	127,19	Funzionario III	56,83	Applicato	35,55	–	–

(A) È considerato anche un dirigente in posizione di "fuori ruolo".

(B) Si deve aggiungere un dipendente "esecutivo" in sovrannumero, assunto ex legge n. 68/99.

TAV. 8.5

Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	16
Funzionari	103
Operativi	40
Esecutivi	1
TOTALE	160

Gestione economico-finanziaria

La gestione finanziaria dell'Autorità è stata caratterizzata, anche per l'esercizio 2016, dall'utilizzo di un sistema contabile integrato, nel quale una contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio è collegata ad una contabilità analitica ed economico-patrimoniale, che supporta la programmazione finanziaria e consente 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 appare, tuttora, in linea con le disposizioni in materia di contabilità pubblica.

L'Autorità ha provveduto, sia in sede previsionale sia nel rendiconto di gestione per l'esercizio 2016, all'adeguamento del proprio sistema contabile coerentemente con le disposizioni applicative collegate all'armonizzazione dei sistemi contabili, così come già previsto, in origine, dalla legge 31 dicembre 2009, n. 196, e dal successivo decreto legislativo 31 maggio 2011, n. 91; tale attività proseguirà per successivi avanzamenti, nei tempi che verranno di volta in volta legislativamente imposti.

Alla base della gestione contabile-amministrativa dell'Autorità si pone, fin dall'esercizio 2005, il processo di *budgeting*. L'esercizio finanziario trae origine da un Bilancio annuale di previsione e si conclude con il rendiconto dell'esercizio (Tav. 8.6), che rappresenta le risultanze della gestione del relativo esercizio, coincidente con l'anno solare

Va, innanzitutto, evidenziato come l'Autorità si sia rigorosamente attenuta alle disposizioni in materia di riduzioni di spesa poste a

TAV. 8.6

Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto

Milioni di euro; esercizi finanziari

	2014	2015
ENTRATE DELLA GESTIONE	85,53	56,49
Contributo a carico dei soggetti regolati	56,44	54,27
Altre entrate	4,09	2,22
Utilizzo Fondo acquisizioni patrimoniali	25,00	0,00
SPESE DELLA GESTIONE	(102,98)	(59.65)
Spese correnti	(51.57)	(48.95)
- Personale in servizio	20,45	21,27
- Contributi sociali a carico dell'ente	11,19	9,59
- Imposte tasse e proventi assimilati	1,84	1,89
- Acquisto di beni	0,09	0,06
- Acquisto di servizi	15,73	14,70
- Altre spese di funzionamento	2,27	1,44
Trasferimenti		
- Trasferimenti ad altre Autorità ex legge n. 228/12	2,17	2,00
- Trasferimenti al Bilancio dello Stato	7,02	7,12
Spese in conto capitale	(42,22)	(1,57)
Variazione dei residui attivi	(0,00)	(0,06)
Variazione dei residui passivi	0,64	0,43
AVANZO DELL'ESERCIZIO	(16,81)	(2,78)

carico di determinate Amministrazioni pubbliche e, in particolare, al decreto legge n. 78/10, come convertito dalla legge n. 122/10; al decreto legge 6 luglio 2012, n. 95, come convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 135; al decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, come convertito dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214; al decreto legge n. 66/14, come convertito dalla legge n. 89/14; al decreto legge n. 90/14, come convertito dalla legge n. 114/14.

Nel corso dell'esercizio 2016, la somma versata al Bilancio dello Stato è risultata pari a complessivi 7,12 milioni di euro. È da sottolineare come l'applicazione di dette disposizioni costituisca per l'Autorità un severo vincolo alla luce dei sempre maggiori e complessi compiti a essa affidati per legge, non ultimi quelli di regolazione del settore idrico e in materia di teleriscaldamento/teleraffrescamento.

Con riferimento alle entrate, si rammenta che l'Autorità non grava 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, del gas e del sistema idrico, che la legge istitutiva fissa nella misura massima dell'1 per mille dei ricavi.

In termini assoluti, il gettito derivante dal versamento del contributo, confrontato con l'esercizio precedente, ha subito un ulteriore decremento, confermando il trend negativo degli ultimi anni - dovuto anche alle tensioni sui prezzi dei prodotti energetici nei mercati mondiali - che ha determinato una contrazione del gettito ricevuto dai soggetti regolati. Per l'esercizio 2016, l'Autorità ha ritenuto di confermare l'aliquota del contributo dovuto dai soggetti regolati nel settore dell'energia elettrica e del gas, nella misura dello 0,28 per mille dei ricavi, a fronte dello 0,3 per mille applicato fino al 2013, mentre per i soggetti regolati del settore idrico l'aliquota contributiva è stata anch'essa confermata allo 0,25 per mille.

Riguardo alle uscite, la principale voce si riferisce 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 il personale dipendente, per il periodo di riferimento, risultano pari a 21,27 milioni di euro.

Le indennità percepite dai Componenti del Collegio che, come quelle degli Organi di vertice di altre Autorità amministrative indipendenti, hanno carattere omnicomprensivo, sono determinate ai sensi dell'art. 23-*ter* del decreto legge n. 201/11, dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 marzo 2012 e, da ultimo, dall'art. 13 del decreto legge n. 66/14.

Gli oneri previdenziali e assistenziali, gli accantonamenti per fine rapporto e altre imposte a carico dell'Autorità, sostenuti per il personale e per i Componenti, sono risultati pari a 11,48 milioni di euro.

Il ricorso a forme esterne di collaborazione è stato effettuato esclusivamente a fronte di effettive e specifiche esigenze - e all'interno dei vincoli di spesa previsti - come per esempio per le esigenze correlate ai nuovi compiti assegnati all'Autorità in aggiunta a quelli stabiliti dalla legge istitutiva, quali appunto quelli derivanti dalla fase di prima attuazione della 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 impatto sulla spesa corrente degno di nota è rappresentato dall'attuazione di quanto disposto dall'art. 1, comma 523, della legge 24 dicembre 2012, n. 228, che a sua volta richiama l'art. 2, comma 241, della legge 23 dicembre 2009, n. 191. Si tratta di un contributo derivante da una quota parte delle entrate percepite istituzionalmente da alcune Autorità amministrative indipendenti individuate dal legislatore, versato a titolo di finanziamento straordinario, a favore di altre Autorità amministrative indipendenti, altrettanto precisamente individuate. Per l'esercizio 2016, l'onere determinato a carico di questa Autorità è risultato pari a 2 milioni di euro.

Le rimanenti spese in conto capitale sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, di impianti, di materiale bibliografico, all'interno dei vincoli di spesa previsti, e per la ristrutturazione della nuova sede di Milano dell'Autorità (1,3 milioni di euro) acquistata nel corso del 2015 a titolo di proprietà, ai sensi dell'art. 22 del decreto legge n. 90/14, per un onere complessivo di 42 milioni di euro.

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

Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta

Redazione

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
Direzione Relazioni esterne, istituzionali e Divulgazione

Piazza Cavour 5, 20121 Milano
tel. 02 655 651
e-mail: info@autorita.energia.it

Allea S.r.l.

Impaginazione

Pomilio Blumm S.r.l.

Stampa

Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato

La carta utilizzata per la stampa di questi volumi è *Revive 100 Natural Uncoated*, una carta naturale composta al 100% da fibre riciclate. Viene prodotta in una cartiera danese che utilizza esclusivamente biocombustibile, sapone naturale per sbiancare le fibre riciclate e che riutilizza tutti gli scarti della lavorazione della carta per la produzione di cemento e altri materiali. *Revive 100 Natural* gode di numerose certificazioni, tra le quali il prestigioso Angelo Blu e l'Ecolabel europeo, sinonimo di prodotto ecosostenibile.

PAGINA BIANCA



171410022340