ATTI PARLAMENTARI

XVI LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **CXLI**
n. **4**

RELAZIONE

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

(Aggiornata al 31 marzo 2011)

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

Presentata dal Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas
(BORTONI)

Trasmessa alla Presidenza il 28 giugno 2011

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO

PAGINA BIANCA

INDICE

PARTE I – Stato dei servizi

Capitolo 1 – Contesto internazionale e nazionale ..... *Pag.* 3

Quadro economico ed energetico ..... » 5

Mercato internazionale del petrolio ..... » 5

Mercato internazionale del gas naturale ..... » 15

Mercato internazionale del carbone ..... » 25

Domanda e offerta di energia in Italia ..... » 29

Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea ..... » 33

Prezzi dell'energia elettrica ..... » 34

Prezzi del gas naturale ..... » 40

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione ..... » 45

Capitolo 2 – Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico .. » 49

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2010 ..... » 51

Mercato e concorrenza ..... » 52

Struttura dell'offerta di energia elettrica ..... » 52

Infrastrutture elettriche ..... » 64

Mercato all'ingrosso ..... » 69

Mercati per l'ambiente ..... » 77

Mercato finale della vendita ..... » 80

Prezzi e tariffe ..... » 91

Tariffe per l'uso delle infrastrutture ..... » 91

Prezzi del mercato al dettaglio ..... » 92

Condizioni economiche di maggior tutela ..... » 96

Qualità del servizio ..... » 104

Qualità del servizio di trasmissione ..... » 104

Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica ..... » 107

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica ..... » 116

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici ..... » 120

Capitolo 3 – Struttura, prezzi e qualità nel settore gas ..... *Pag.* 125

Domanda e offerta di gas naturale nel 2010 ..... » 127

Mercato e concorrenza ..... » 131

Struttura dell'offerta di gas naturale ..... » 131

Infrastrutture del gas ..... » 139

Mercato all'ingrosso del gas ..... » 156

Mercato finale al dettaglio ..... » 164

Fornitura del GPL e altri gas a mezzo di reti locali ..... » 174

Prezzi e tariffe ..... » 178

Tariffe per l'uso delle infrastrutture ..... » 178

Prezzi del mercato libero ..... » 183

Condizioni economiche di riferimento ..... » 185

Qualità del servizio ..... » 191

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas . » 191

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas .... » 199

Qualità dei servizi telefonici ..... » 203

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas ..... » 207

INDICE DELLE TAVOLE

Tav. 1.1 Tassi di crescita dell'economia mondiale ..... » 6

Tav. 1.2 Consumi di petrolio a livello mondiale dal 2005 al 2010 e previsioni al 2011 ..... » 6

Tav. 1.3 Produzione di petrolio a livello mondiale dal 2005 al 2010 e previsioni al 2011 ..... » 7

Tav. 1.4 Produzione di greggio OPEC e capacità di riserva nel 2011 ..... » 8

Tav. 1.5 Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo dal 2005 al 2010 ..... » 15

Tav. 1.6 Bilancio del gas naturale nell'area OCSE ..... » 16

Tav. 1.7 Consumo di gas naturale nell'Unione europea ..... » 17

Tav. 1.8 Commercio internazionale del gas naturale dal 2001 al 2010 ..... » 18

Tav. 1.9 Vendite negli hub europei nel 2009 e nel 2010 ..... » 22

Tav. 1.10 Domanda e offerta mondiale di carbone da vapore dal 2005 al 2009 ..... » 25

Tav. 1.11 Principali flussi internazionali di carbone termico dal 2004 al 2010 ..... » 27

Tav. 1.12 Incidenza delle esportazioni/importazioni a livello mondiale dal 2004 al 2010 ..... » 28

Tav. 1.13 Bilancio energetico nazionale nel 2009 e nel 2010 ..... *Pag.* 30

Tav. 1.14 Andamento dei principali indicatori energetici nazionali dal 2004 al 2010 ..... » 31

Tav. 1.15 Scenari alternativi per lo sviluppo del fabbisogno di energia in Italia ..... » 32

Tav. 1.16 Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici ..... » 35

Tav. 1.17 Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali ..... » 38

Tav. 1.18 Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici ..... » 40

Tav. 1.19 Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali ..... » 43

Tav. 1.20 Emissioni effettive e assegnazioni per l'Italia negli anni 2009 e 2010 in Italia ..... » 46

Tav. 2.1 Bilancio dell'energia elettrica nel 2010 ..... » 52

Tav. 2.2 Produzione lorda per fonte nel periodo 2003-2010 ..... » 53

Tav. 2.3 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2010 ..... » 56

Tav. 2.4 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2010 ..... » 56

Tav. 2.5 Presenza territoriale degli operatori nel 2010 ..... » 57

Tav. 2.6 Risultati del Conto Energia (DM 28/07/2005, 6/02/2006, 19/02/2007 e 6/08/2010) ..... » 58

Tav. 2.7 Tariffe incentivanti per gli impianti solari termodinamici (DM 11/04/2008) ..... » 59

Tav. 2.8 Tariffa fissa onnicomprensiva per tipo di fonte rinnovabile (DM 11/04/2008) ..... » 60

Tav. 2.9 Energia ritirata dal GSE 2006-2010 (energia CIP6 ed energia di cui alla delibera n. 108/97) ..... » 60

Tav. 2.10 Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti assimilate negli anni 2005-2010 ..... » 61

Tav. 2.11 Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti rinnovabili negli anni 2005-2010 ..... » 61

Tav. 2.12 Dettaglio costi e quantità per fonte di energia CIP6 incentivata nel 2010 ..... » 62

Tav. 2.13 Asset della Rete di trasmissione nazionale ..... » 65

Tav. 2.14 Composizione societaria dei distributori nel 2010 ..... » 66

Tav. 2.15 Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2010 ..... » 66

Tav. 2.16 Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2010 ..... *Pag.* 67

Tav. 2.17 Attività dei distributori nel 2010 ..... » 67

Tav. 2.18 Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2010 per classe di potenza e di consumo ..... » 68

Tav. 2.19 Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2010 per livello di tensione e di potenza .... » 68

Tav. 2.20 Volumi scambiati sul Mercato a termine nel 2010 ... » 76

Tav. 2.21 Assegnazione dei diritti CIP6 ..... » 76

Tav. 2.22 Esiti della contrattazione dei certificati verdi nel 2010 . » 78

Tav. 2.23 Esiti della contrattazione nel mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2010 ..... » 79

Tav. 2.24 Mercato finale della vendita per tipologia di mercato e di cliente nel 2010 ..... » 80

Tav. 2.25 Vendite al mercato finale per gruppo societario e per tipologia di cliente nel 2010 ..... » 81

Tav. 2.26 Tassi di switching dei clienti finali nel 2010 ..... » 82

Tav. 2.27 Servizio di maggior tutela nel 2010 per tipologia di cliente ..... » 83

Tav. 2.28 Servizio di maggior tutela: vendite ai clienti domestici per tipologia di cliente e per classe di consumo nel 2010 ..... » 84

Tav. 2.29 Servizio di maggior tutela: vendite ai clienti non domestici (altri usi) per classe di consumo e di potenza nel 2010 ..... » 85

Tav. 2.30 Principali esercenti il servizio di maggior tutela nel 2010 ..... » 85

Tav. 2.31 Attività dei venditori nel periodo 2000-2010 per classe di vendita ..... » 86

Tav. 2.32 Mercato libero nel 2010 per tipologia di cliente ..... » 86

Tav. 2.33 Mercato libero domestico nel 2010 per classe di consumo ..... » 87

Tav. 2.34 Mercato libero non domestico nel 2010 per classe di consumo ..... » 87

Tav. 2.35 Principali esercenti sul mercato libero nel 2010 ..... » 88

Tav. 2.36 Livelli di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero ..... » 89

Tav. 2.37 Servizio di salvaguardia nel 2010 per tipologia di cliente ..... » 89

Tav. 2.38 Servizio di salvaguardia nel 2010 per regione ..... » 90

Tav. 2.39 Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura ..... *Pag.* 91

Tav. 2.40 Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente ..... » 91

Tav. 2.41 Servizio di misura: tariffe per tipologia di cliente .... » 92

Tav. 2.42 Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2010 ..... » 93

Tav. 2.43 Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2010 ..... » 93

Tav. 2.44 Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2010 ..... » 97

Tav. 2.45 Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2010 ..... » 97

Tav. 2.46 Quantità assegnate ai contratti Virtual Power Plant nel 2011 ..... » 98

Tav. 2.47 Quantità assegnate ad altri contratti differenziati nel 2011 ..... » 98

Tav. 2.48 Quantità assegnate ai contratti bilaterali nel 2011 .... » 98

Tav. 2.49 Quantità assegnate ai contratti di importazione nel 2011 ..... » 99

Tav. 2.50 Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per il 2011 ..... » 99

Tav. 2.51 Oneri generali di sistema di competenza nel 2010 ... » 104

Tav. 2.52 Energia non fornita per le disalimentazioni di tutti gli utenti ..... » 105

Tav. 2.53 Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti . » 105

Tav. 2.54 Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN ..... » 106

Tav. 2.55 Livelli attesi di qualità della tensione per il 2010 e per il 2011: variazione della tensione per cliente all'anno . » 106

Tav. 2.56 Livelli attesi di qualità della tensione per il 2010 e per il 2011: buchi di tensione per utenti all'anno ..... » 107

Tav. 2.57 Durata media delle interruzioni e numero medio di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utenti in bassa tensione ..... » 110

Tav. 2.58 Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione ..... » 111

Tav. 2.59 Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati ..... » 111

Tav. 2.60 Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard del numero di interruzioni lunghe e indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati ..... *Pag.* 112

Tav. 2.61 Interruzioni transitorie per clienti in media tensione . » 113

Tav. 2.62 Buchi di tensione medi nel 2006 ..... » 114

Tav. 2.63 Buchi di tensione medi nel 2007 ..... » 115

Tav. 2.64 Buchi di tensione medi nel 2008 ..... » 115

Tav. 2.65 Buchi di tensione medi nel 2009 ..... » 115

Tav. 2.66 Buchi di tensione medi nel 2010 ..... » 116

Tav. 2.67 Indicatori relativi ai buchi di tensione medi negli anni 2006-2010 ..... » 117

Tav. 2.68 Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale ..... » 119

Tav. 2.69 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali nel 2009 e nel 2010 ..... » 120

Tav. 2.70 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori ..... » 121

Tav. 2.71 Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico .... » 121

Tav. 2.72 Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico . » 121

Tav. 2.73 Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico per regione ..... » 122

Tav. 2.74 Soddisfazione globale per i diversi aspetti del servizio elettrico in Italia ..... » 123

Tav. 3.1 Bilancio del gas naturale 2010 ..... » 128

Tav. 3.2 Produzione di gas naturale in Italia nel 2010 ..... » 132

Tav. 3.3 Primi venti importatori di gas in Italia nel 2010 ..... » 134

Tav. 3.4 Nuovi gasdotti in progetto ..... » 137

Tav. 3.5 Reti delle società di trasporto nel 2010 ..... » 139

Tav. 3.6 Attività di trasporto per regione nel 2010 ..... » 140

Tav. 3.7 Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2010-2011 ..... » 141

Tav. 3.8 Conferimenti ai punti di entrata della RNG interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2011-2012 al 2016-2017 ..... » 142

Tav. 3.9 Disponibilità di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2010-2011 ..... » 143

Tav. 3.10 Conferimenti di capacità di spazio negli stoccaggi .... » 144

Tav. 3.11 Istanze di concessione di stoccaggio a marzo 2010 ... » 144

Tav. 3.12 Stato dei progetti per nuovi terminali GNL a marzo 2011 ..... *Pag.* 146

Tav. 3.13 Attività dei distributori nel periodo 2006-2010 ..... » 149

Tav. 3.14 Attività di distribuzione per regione nel 2010 ..... » 150

Tav. 3.15 Livelli di concentrazione nella distribuzione ..... » 151

Tav. 3.16 Composizione societaria dei distributori nel 2010 ..... » 152

Tav. 3.17 Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2010 ..... » 152

Tav. 3.18 Ripartizione di clienti e consumo per categoria d'uso nel 2010 ..... » 153

Tav. 3.19 Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo ..... » 154

Tav. 3.20 Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2010 ..... » 154

Tav. 3.21 Dimensioni delle imprese che distribuiscono gas naturale per classi di addetti nel 2010 ..... » 155

Tav. 3.22 Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2010 ..... » 156

Tav. 3.23 Attività dei grossisti nel periodo 2002-2010 ..... » 157

Tav. 3.24 Approvvigionamento dei grossisti nel 2010 ..... » 158

Tav. 3.25 Impieghi di gas dei grossisti nel 2010 ..... » 158

Tav. 3.26 Vendite dei principali grossisti nel 2010 ..... » 159

Tav. 3.27 Attività dei venditori nel periodo 2002-2010 ..... » 165

Tav. 3.28 Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2010 ..... » 166

Tav. 3.29 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2010 ..... » 167

Tav. 3.30 Mercato finale per settore di consumo nel 2010 ..... » 169

Tav. 3.31 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2010 ..... » 169

Tav. 3.32 Tassi di switching degli utenti finali nel 2010 ..... » 170

Tav. 3.33 Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2010 ..... » 171

Tav. 3.34 Tassi di switching per regione e tipologia di clienti nel 2010 ..... » 172

Tav. 3.35 Livello di concentrazione nella vendita di gas naturale ..... » 173

Tav. 3.36 Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale ..... » 174

Tav. 3.37 Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale ..... *Pag.* 175

Tav. 3.38 Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2010 ..... » 176

Tav. 3.39 Dimensioni delle imprese che distribuiscono gas diversi dal gas naturale per classi di addetti ..... » 177

Tav. 3.40 Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2009 e nel 2010 ..... » 178

Tav. 3.41 Tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2011 ..... » 179

Tav. 3.42 Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali di Panigaglia e Rovigo per l'anno termico 2010-2011 .... » 181

Tav. 3.43 Corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio per l'anno 2011 ..... » 181

Tav. 3.44 Articolazione della quota fissa $\pi 1$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2011 ..... » 182

Tav. 3.45 Articolazione della quota variabile $\pi 3$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2011 ..... » 182

Tav. 3.46 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale ..... » 183

Tav. 3.47 Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2010 ..... » 184

Tav. 3.48 Imposte sul gas ..... » 190

Tav. 3.49 Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate ..... » 193

Tav. 3.50 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ..... » 193

Tav. 3.51 Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2010 ..... » 194

Tav. 3.52 Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2010 ..... » 195

Tav. 3.53 Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2010 ..... » 196

Tav. 3.54 Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2010 ..... » 197

Tav. 3.55 Riepilogo degli incentivi per recuperi di sicurezza relativi all'anno 2009 ..... » 198

Tav. 3.56 Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale ..... » 200

Tav. 3.57 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6 ..... » 202

Tav. 3.58 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori ..... *Pag.* 203

Tav. 3.59 Standard generali di qualità dei call center ..... » 204

Tav. 3.60 Graduatoria della qualità dei call center delle aziende di energia elettrica e gas nel I e nel II semestre 2010 (punteggio globale IQT) ..... » 206

Tav. 3.61 Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori ..... » 207

Tav. 3.62 Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori di gas in funzione della dimensione del distributore ..... » 207

Tav. 3.63 Soddisfazione complessiva per il servizio gas ..... » 208

Tav. 3.64 Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio gas ..... » 209

INDICE DELLE FIGURE

Fig. 1.1 Consumo di petrolio nei principali paesi produttori del Medio Oriente nell'ultimo decennio ..... » 9

Fig. 1.2 Prezzo mensile del Brent nell'ultimo quinquennio ..... » 9

Fig. 1.3 Prezzo del Brent e cambio dollaro/euro ..... » 10

Fig. 1.4 Numero di impianti di perforazione attivi e prezzi del greggio nell'ultimo decennio ..... » 11

Fig. 1.5 Prezzi del WTI e del Brent ..... » 12

Fig. 1.6 Prezzi dei principali prodotti sui mercati internazionali nell'ultimo biennio ..... » 12

Fig. 1.7 Rapporto tra i prezzi dei principali prodotti e il prezzo del greggio ..... » 13

Fig. 1.8 Prezzi medi dei prodotti petroliferi nelle principali aree di consumo mondiale ..... » 13

Fig. 1.9 Rapporto tra i prezzi dei principali prodotti e il prezzo del greggio per principali aree mondiali ..... » 13

Fig. 1.10 Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione ..... » 14

Fig. 1.11 Margini di raffinazione dei greggi WTI, Brent e Dubai nell'ultimo biennio ..... » 14

Fig. 1.12 Confronto internazionale dei prezzi del gas naturale e del greggio dal 2008 all'aprile 2011 ..... » 19

Fig. 1.13 Prezzi alle frontiere europee per paese importatore .. » 20

Fig. 1.14 Prezzi alle frontiere europee per fonte di approvvigionamento ..... » 20

Fig. 1.15 Scarto del prezzo medio alla frontiera per paese importatore ..... *Pag.* 20

Fig. 1.16 Prezzo del gas naturale negli hub europei ..... » 21

Fig. 1.17 Confronto tra prezzo del Brent e prezzo medio negli hub europei rispetto al prezzo alla frontiera ..... » 21

Fig. 1.18 Prezzo internazionale del carbone termico e prezzo del greggio Brent ..... » 29

Fig. 1.19 Intensità energetica del PIL dal 1980 al 2020 ..... » 32

Fig. 1.20 Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici ..... » 36

Fig. 1.21 Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali paesi europei ..... » 37

Fig. 1.22 Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali ..... » 39

Fig. 1.23 Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali paesi europei ..... » 39

Fig. 1.24 Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici ..... » 41

Fig. 1.25 Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali paesi europei ..... » 42

Fig. 1.26 Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali ..... » 44

Fig. 1.27 Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali paesi europei ..... » 44

Fig. 1.28 Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2010 ..... » 46

Fig. 1.29 Andamento dei prezzi spot della $C0_2$ nella Bluenext nel 2010 ..... » 47

Fig. 2.1 Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda ..... » 53

Fig. 2.2 Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi nel 2010 ..... » 54

Fig. 2.3 Potenza disponibile (per almeno il 50 per cento delle ore) per i maggiori gruppi nel 2010 ..... » 54

Fig. 2.4 Contributo dei maggiori gruppi alla produzione di energia elettrica destinata al consumo nel 2010 ..... » 55

Fig. 2.5 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti assimilate nel 2010 ..... » 63

Fig. 2.6 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti rinnovabili nel 2010 ..... » 63

Fig. 2.7 Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2009 e nel 2010 ..... » 64

Fig. 2.8 Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2009 e nel 2010 ..... *Pag.* 64

Fig. 2.9 Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2010 ..... » 70

Fig. 2.10 Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2010 ..... » 71

Fig. 2.11 Andamento del Prezzo unico nazionale e volumi scambiati nel 2009 e nel 2010 ..... » 71

Fig. 2.12 Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2010 ..... » 72

Fig. 2.13 Valori dell'indice HHI nel 2010 ..... » 72

Fig. 2.14 Valori dell'indice di operatore marginale: quota percentuale dei volumi su cui ha fissato il prezzo il primo operatore per macrozona ..... » 73

Fig. 2.15 Andamento dei prezzi e delle quantità sul Mercato infragiornaliero nel 2010 ..... » 73

Fig. 2.16 Quantità sul Mercato del servizio di dispacciamento *ex ante* nel 2010 ..... » 74

Fig. 2.17 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali borse europee nel 2010 ..... » 75

Fig. 2.18 Vendite al mercato finale nel 2010 per regione e per tipologia di mercato ..... » 81

Fig. 2.19 Inflazione generale ed elettrica dal 2008 al 2010 ..... » 101

Fig. 2.20 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica nei principali paesi europei ..... » 102

Fig. 2.21 Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW ..... » 102

Fig. 2.22 Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW ..... » 103

Fig. 2.23 Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione ..... » 108

Fig. 2.24 Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici ..... » 108

Fig. 2.25 Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione ..... » 109

Fig. 2.26 Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione ..... » 109

Fig. 2.27 Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici ..... » 109

Fig. 2.28 Percentuale di « clienti peggio serviti » sul totale degli utenti in media tensione ..... *Pag.* 111

Fig. 2.29 Dichiarazioni di adeguatezza degli impianti elettrici presentate dagli utenti in media tensione ..... » 112

Fig. 2.30 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale nel 2010 ..... » 118

Fig. 2.31 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2010 ..... » 118

Fig. 2.32 Correlazione tra qualità percepita e qualità effettivamente erogata ..... » 123

Fig. 3.1 Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980 ..... » 131

Fig. 3.2 Riserve stimate di gas naturale nel 2010 ..... » 132

Fig. 3.3 Immissioni in rete nel 2009 e nel 2010 ..... » 133

Fig. 3.4 Importazioni lorde di gas nel 2010 secondo la provenienza ..... » 134

Fig. 3.5 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2010, secondo la durata intera ..... » 135

Fig. 3.6 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2010, secondo la durata residua ..... » 136

Fig. 3.7 Utenti del PSV dal 2008 al 2010 ..... » 160

Fig. 3.8 Volumi delle transazioni nei punti di entrata della RNG ..... » 161

Fig. 3.9 Numero di transazioni nei punti di entrata della RNG . » 162

Fig. 3.10 Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della RNG interconnessi con l'estero e PSV .. » 162

Fig. 3.11 Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS ..... » 164

Fig. 3.12 Inflazione generale, del gas e dei beni energetici regolamentati a confronto dal 2008 al 2011 ..... » 186

Fig. 3.13 Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei ..... » 187

Fig. 3.14 Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo ..... » 188

Fig. 3.15 Composizione percentuale all'1 aprile 2011 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo . » 189

Fig. 3.16 Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2010 . » 191

Fig. 3.17 Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2010 ..... » 192

Fig. 3.18 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale ..... » 201

Fig. 3.19 Confronto del tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per tutte le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino a G6 ..... *Pag.* 201

Fig. 3.20 Livello di qualità dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti finali nel 2010 ..... » 204

Fig. 3.21 Tempo medio di attesa dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti finali nel 2010 ..... » 204

INDICE DEI RIQUADRI

Shale gas ..... » 22

I prezzi dell'energia sulla piazza di Milano ..... » 94

PARTE II – Attività svolta

Capitolo 1 – Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali . » 213

Evoluzione della legislazione europea ..... » 215

Verso una nuova strategia energetica europea ..... » 216

Politiche europee per l'energia e l'ambiente al 2020 e al 2050 ... » 219

Coordinamento internazionale ..... » 222

Coordinamento tra i paesi membri dell'Unione europea ..... » 222

Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea ..... » 229

Evoluzione della legislazione italiana ..... » 237

Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni ..... » 241

Segnalazioni ..... » 241

Pareri e proposte al Governo ..... » 244

Audizioni presso il Parlamento..... » 245

Rapporti con le altri istituzioni ..... » 248

Capitolo 2 – Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica ..... » 253

Regolazione tariffaria ..... » 255

Regolamentazione non tariffaria ..... » 267

Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela ambientale ..... » 268

Promozione della concorrenza nel mercato di vendita al dettaglio ..... » 275

Promozione della tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita ..... » 281

Regolamentazione delle infrastrutture ..... » 285

Regolamentazione della qualità ..... » 286

Capitolo 3 – Regolamentazione nel settore del gas ..... *Pag.* 293

Regolamentazione tariffaria ..... » 295

Regolamentazione non tariffaria ..... » 302

Promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso ..... » 302

Promozione della concorrenza nel mercato di vendita al dettaglio ..... » 305

Regolamentazione delle infrastrutture ..... » 310

Regolamentazione della qualità e della sicurezza ..... » 314

Capitolo 4 – Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali ..... » 321

Tutela dei consumatori ..... » 323

Mercato elettrico e del gas ..... » 324

Mercato del gas ..... » 331

Rapporti con le associazioni dei consumatori e progetti finanziati dal Fondo sanzioni ..... » 332

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e di gas ..... » 334

Efficienza energetica negli usi finali ..... » 335

Attività di regolazione ..... » 336

Attività di gestione e divulgazione ..... » 340

Capitolo 5 – Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico ..... » 345

Ricerca di sistema ..... » 347

Quadro normativo della ricerca di sistema ..... » 347

Attività di ricerca di sistema elettrico svolte dall'Autorità nelle funzioni del CERSE ..... » 349

Capitolo 6 – Attuazione della regolamentazione, vigilanza e reclami . » 353

Attività propedeutica alla regolamentazione ..... » 355

Attività di consultazione ..... » 355

Analisi di impatto della regolazione ..... » 357

Provvedimenti assunti ..... » 359

Gestione dei reclami, istanze, segnalazioni, conciliazioni e arbitrati . » 360

Settore elettrico ..... » 360

Settore gas ..... » 362

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni ..... » 365

Indagini e istruttorie conoscitive ..... » 365

Vigilanza e controllo ..... *Pag.* 367

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi ..... » 379

Attività di verifica del rispetto del divieto di traslazione della Robin Tax ..... » 383

Indagini, vigilanza, controlli e sanzioni ..... » 385

Capitolo 7 – Organizzazione, comunicazione e risorse ..... » 393

Organizzazione e Piano strategico triennale ..... » 395

Comunicazione ..... » 396

Risorse umane e sviluppo del personale ..... » 400

Gestione economico-finanziaria ..... » 403

INDICE DELLE TAVOLE

Tav. 1.1 Obiettivi di riduzione di emissioni rispetto al 1990 per settore ..... *Pag.* 220

Tav. 2.1 Delibere di determinazione delle aliquote per ogni impresa elettrica minore negli anni 1999-2009 ..... » 261

Tav. 2.2 Ammontare del bonus elettrico ..... » 262

Tav. 2.3 Oneri posti in capo al conto A_3 ..... » 265

Tav. 2.4 Esercenti individuati per la salvaguardia dal 2011 al 2013 ..... » 278

Tav. 2.5 Obiettivi, sedi e tipologie di controllo per le imprese distributrici di energia elettrica ..... » 289

Tav. 2.6 Meccanismi di regolazione della qualità del servizio di trasmissione e relative modalità di applicazione ..... » 290

Tav. 3.1 Ammontare della compensazione per i clienti in stato di disagio economico ..... » 300

Tav. 3.2 Fornitori di ultima istanza per l'anno termico 2010-2011 ..... » 307

Tav. 4.1 Chiamate pervenute al call center dell'Acquirente unico e dello Sportello per il consumatore di energia ..... » 330

Tav. 4.2 Principali argomenti delle chiamate gestite con oepratore dal call center dell'Acquirente unico ..... » 330

Tav. 5.1 Risorse finanziarie del Piano operative annuale 2010 per la ricerca di sistema elettrico nazionale ..... » 348

Tav. 5.2 Progetti realizzati o in corso di realizzazione nel 2010 e organismi di ricerca o società responsabili dei progetti . » 351

Tav. 6.1 Sintesi delle attività di consultazione ..... » 355

Tav. 6.2 Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2009-2010 ..... *Pag.* 359

Tav. 6.3 Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia ..... » 361

Tav. 6.4 Argomenti delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia ..... » 361

Tav. 6.5 Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia ..... » 363

Tav. 6.6 Argomenti delle comunicazioni sul settore gas ricevute dalla Sportello per il consumatore di energia ..... » 363

Tav. 6.7 Comunicazioni relative a forniture congiunte di energia elettrica e di gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia ..... » 364

Tav. 6.8 Argomenti delle comunicazioni relative a forniture congiunte di energia elettrica e di gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia ..... » 364

Tav. 6.9 Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2003-2010 ..... » 368

Tav. 6.10 Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2008-2010 ..... » 369

Tav. 6.11 Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio ..... » 371

Tav. 6.12 Verifiche ispettive a distributori elettrici ai quali è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti in basse tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio . » 272

Tav. 6.13 Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità e sicurezza ..... » 373

Tav. 6.14 Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di sicurezza del servizio ..... » 373

Tav. 6.15 Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di recuperi di sicurezza del servizio ..... » 374

Tav. 6.16 Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento ..... » 375

Tav. 6.17 Verifiche ispettive nei confronti di venditori di energia elettrica e di gas naturale in materia di qualità nella risposta ai reclami e alle richieste di informazioni ..... » 376

Tav. 6.18 Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di tariffe elettriche ..... » 377

Tav. 6.19 Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte in collaborazione con la Cassa conguaglio per il settore elettrico e il GSE ..... *Pag.* 379

Tav. 6.20 Numero e tipologia di violazioni contestate nei procedimenti sanzionatori del 2010 ..... » 380

Tav. 6.20 Numero e tipologia di violazioni contestate nei procedimenti sanzionatori del 2010 ..... » 380

Tav. 6.21 Esito del contenzioso dal 1997 al 2011 ..... » 386

Tav. 6.22 Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2011 ..... » 386

Tav. 6.23 Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2011 ..... » 387

Tav. 7.1 Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità .... » 402

Tav. 7.2 Composizione del personale all'1 aprile 2011 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento ..... » 402

Tav. 7.3 Retribuzione contrattuale lorda per carriera e grado all'1 aprile 2011 ..... » 403

Tav. 7.4 Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto ... » 403

INDICE DELLE FIGURE

Fig. 1.1 Organigramma del MEDREG ..... *Pag.* 231

Fig. 4.1 Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica nell'anno 2011 ..... » 337

Fig. 4.2 Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di gas naturale nell'anno 2011 ..... » 337

Fig. 4.3 Evoluzione nel tempo della ripartizione tra settori d'intervento dei risparmi certificati dall'avvio del meccanismo ..... » 341

Fig. 5.1 Disponibilità finanziarie per la ricerca di sistema elettrico ..... » 347

Fig. 6.1 Andamento delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute complessivamente dall'Autorità e dallo Sportello per il consumatore di energia ..... » 361

Fig. 6.2 Andamento delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità e dallo Sportello per il consumatore di energia ..... » 363

INDICE DEI RIQUADRI

Proposta per la realizzazione di una borsa europea del petrolio . » 247

Attività di informazione svolta dal call center dello Sportello per il consumatore di energia ..... » 329

PAGINA BIANCA

Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2011

PARTE I Stato dei servizi

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Guido Bortoni	*presidente*
Alberto Biancardi	*componente*
Luigi Carbone	*componente*
Rocco Colicchio	*componente*
Valeria Termini	*componente*

1. Contesto internazionale e nazionale

PAGINA BIANCA

Quadro economico ed energetico

Mercato internazionale del petrolio

Domanda e offerta

Dopo due anni di stagnazione, il 2010 ha visto una generale ripresa dell'economia a livello mondiale, seppure molto differenziata tra aree, come si può desumere dalla tavola 1.1 che confronta i tassi di crescita nel 2010 con quelli medi del periodo 2005-2007.

Per riflesso, il fabbisogno mondiale di petrolio ha ripreso a crescere in modo assai sostenuto, a tassi doppi rispetto a quelli storici degli anni immediatamente precedenti la crisi (3,4% rispetto a una media dell'1,6% negli anni 2005-2007), recuperando buona parte del terreno perduto nel periodo 2008-2009. La crescita è stata molto forte nei paesi non OCSE (5,7% contro una media del 4,1% nel 2005-2006), anche in funzione della maggiore dinamicità dell'economia (Tav. 1.2), come pure nei paesi OCSE, nonostante la più debole ripresa: 1,4% contro un calo dello 0,1% nel 2005-2007. Tuttavia, mentre i consumi di petrolio nei paesi non OCSE non hanno mai smesso di crescere anche nel corso della crisi, aumentando complessivamente del 22% nell'ultimo quinquennio, nei paesi OCSE sono rimasti sostanzialmente stagnanti, quando non in calo, e nel 2010 erano ancora inferiori del 7% rispetto a quelli del 2005.

Tale divaricazione non dovrebbe modificarsi significativamente nei prossimi anni. Secondo il Fondo monetario internazionale (FMI) la crescita nei paesi più avanzati, che si identificano in buona parte con i paesi OCSE, rimane esposta a fragili condizioni finanziarie, debito pubblico in crescita, disoccupazione e prezzi dei beni di consumo in aumento, più che nei paesi non OCSE. Inoltre, nella maggior parte dei paesi più avanzati contribuiscono a ridurre l'incremento della domanda di energia alcuni meccanismi di contenimento dei consumi, sia come conseguenza dello sviluppo tecnologico, sia perchè imposti e regolamentati dalle politiche governative. A fronte di un leggero calo nella crescita dell'economia mondiale (da 5,0% nel 2010 a 4,4% nel 2011), l'Agenzia internazionale dell'energia (AIE) prevede infatti un aumento della domanda di petrolio del 3,5% nei paesi non OCSE, addirittura superiore a quello verificatosi nel 2010. Nei paesi avanzati, nonostante la crescita economica ancora significativa (2,4% secondo l'FMI), si prevede che la domanda complessiva di petrolio rimanga stabile, pari ai livelli del 2010.

TAV. 1.1

Tassi di crescita dell'economia mondiale

Valori percentuali

AGGREGATO MONDIALE	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011(A)	VAR. 2010/MEDIA 2005/2007
Mondo	4,6	5,2	5,4	2,9	-0,5	5,0	4,4	0,99
Economie avanzate	2,7	3,0	2,7	0,2	-3,4	3,0	2,4	1,06
Gruppo G7	2,4	2,6	2,2	-0,2	-3,7	2,8	2,3	1,16
Paesi asiatici di nuova industrializzazione	4,8	5,8	5,9	1,8	-0,8	8,4	4,9	1,52
Unione europea	2,2	3,5	3,2	0,7	-4,1	1,8	1,8	0,59
Europa centrale e orientale	5,9	6,4	5,5	3,2	-3,6	4,2	3,7	0,71
Paesi asiatici in via di sviluppo	9,5	10,4	11,4	7,7	7,2	9,5	8,4	0,91
America Latina e Caraibi	4,7	5,6	5,7	4,3	-1,7	6,1	4,7	1,14
Medio Oriente e Nord Africa	5,4	5,8	6,2	5,1	1,8	3,8	4,1	0,65
Africa sub sahariana	6,2	6,4	7,2	5,6	2,8	5,0	5,5	0,76

(A) Dati previsivi.

Fonte: Fondo monetario internazionale, *World Economic Outlook Database*, aprile 2011.

TAV. 1.2

Consumi di petrolio a livello mondiale dal 2005 al 2010 e previsioni al 2011

Milioni di barili/giorno

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011(A)
Paesi OCSE	**49,8**	**49,5**	**49,3**	**47,6**	**45,5**	**46,1**	**46,1**
Nord America	25,6	25,4	25,5	24,2	23,3	23,9	24,0
Europa	15,7	15,7	15,5	15,4	14,5	14,4	14,4
Pacifico	8,6	8,5	8,4	8,0	7,7	7,8	7,7
Paesi non OCSE	**34,2**	**35,7**	**37,3**	**38,6**	**39,6**	**41,8**	**43,3**
Russia e altri paesi ex URSS	3,9	4,0	4,1	4,2	3,9	4,3	4,4
Europa	0,7	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7
Cina	6,7	7,2	7,5	7,7	8,5	9,4	10,0
Resto Asia	8,8	9,0	9,5	9,7	10,0	10,4	10,6
America Latina	5,1	5,4	5,7	6,0	6,0	6,3	6,5
Medio Oriente	6,0	6,3	6,6	7,0	7,3	7,5	7,7
Africa	2,9	3,0	3,1	3,2	3,2	3,2	3,4
TOTALE MONDO	**84,0**	**85,3**	**86,6**	**86,2**	**85,0**	**87,9**	**89,4**

(A) Dati previsivi.

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Oil Market Report*, vari anni.

L'incremento della domanda, verificatosi nel 2010 rispetto al 2009, è stato soddisfatto in prevalenza dai paesi OPEC. Questi hanno registrato un aumento della produzione di 1,0 milione di barili/giorno, contro un rialzo di 0,7 milioni di barili/giorno nei paesi non OPEC non OCSE, e di appena 0,1 milioni di barili/giorno nei paesi OCSE (Tav. 1.3).

Significativa è stata la continua crescita della produzione nei paesi ex URSS, soprattutto in Russia, che dura oramai da oltre un decennio e che ha contribuito per quasi la metà dell'incremento dei paesi non OCSE nel 2010. Ha concorso ad alleggerire la tensione sull'equilibrio tra domanda e offerta anche l'aumento della produzione di biocarburanti, soprattutto in Brasile e negli Stati Uniti (0,2 milioni di barili/giorno).

TAV. 1.3

Produzione di petrolio a livello mondiale dal 2005 al 2010 e previsioni al 2011

Milioni di barili/giorno

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011(A)
Paesi OCSE	**20,2**	**19,8**	**19,5**	**18,7**	**18,8**	**18,9**	**18,8**
Nord America	14,0	14,0	13,9	13,3	13,6	14,1	14,2
Europa	5,6	5,3	5,0	4,7	4,5	4,2	4,1
Pacifico	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,6
Paesi non OCSE non OPEC	**27,1**	**27,7**	**28,2**	**28,4**	**29,1**	**29,8**	**30,5**
Russia e altri paesi ex URSS	11,8	12,3	12,8	12,8	13,3	13,6	13,7
Europa	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	3,6	3,7	3,7	3,8	3,9	4,1	4,3
Resto dell'Asia	3,8	3,7	3,6	3,6	3,6	3,7	3,6
America Latina	3,5	3,5	3,6	3,7	3,9	4,1	4,4
Medio Oriente	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Africa	2,4	2,6	2,6	2,7	2,6	2,6	2,6
Altro non OPEC	**2,5**	**2,9**	**3,2**	**3,7**	**3,8**	**4,1**	**4,3**
Miglioramenti di raffinazione	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3
Biocarburanti	0,5	0,8	1,1	1,4	1,6	1,8	2,0
Totale non OPEC	**49,8**	**50,4**	**50,9**	**50,8**	**51,7**	**52,8**	**53,6**
Totale OPEC(B)	**34,9**	**35,0**	**34,6**	**35,6**	**33,5**	**34,5**	**35,8**
di cui gas liquidi	*4,3*	*4,3*	*4,3*	*4,4*	*4,8*	*,3*	*5,9*
TOTALE MONDO	**84,7**	**85,4**	**85,5**	**86,4**	**85,2**	**87,4**	**89,4**
Variazione scorte(C)	**0,7**	**0,2**	**-1,1**	**0,2**	**0,2**	**-0,6**	**0,0**

(A) Dati previsivi.

(B) Riferita ai paesi appartenenti all'OPEC all'1 gennaio 2009. Include gas liquidi oltre a greggio. La produzione nel 2010 non è una previsione, ma è calcolata come differenza tra il fabbisogno mondiale e la produzione non OPEC nell'ipotesi di una variazione delle scorte uguale a zero.

(C) Calcolata come differenza tra il fabbisogno e l'offerta, include le scorte industriali e strategiche di greggio e derivati del petrolio, petrolio in transito o stoccato sulle petroliere e differenze statistiche.

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Oil Market Report*, vari anni.

Con una produzione di 34,5 milioni di barili/giorno nel 2010, inclusi i gas liquidi oltre al greggio, la produzione OPEC ha praticamente raggiunto il livello del 2007, ma è ancora lontana dal massimo di 35,6 milioni di barili/giorno, toccato nel 2008. Non ci sarebbero, inoltre, problemi per un aumento anche significativo della produzione, considerando la capacità inutilizzata nei paesi OPEC, stimata dall'AIE in circa 5 milioni di barili/giorno, che potrebbe essere resa disponibile nel giro di 30 giorni (Tav. 1.4). Anche togliendo la produzione libica, rimane un margine più che sufficiente per coprire la domanda attesa nel corso del 2011. Tuttavia, per una serie di motivi, l'ampia disponibilità di greggio non mette i paesi consumatori al riparo da aumenti, pure sostenuti, del prezzo del greggio.

TAV. 1.4

Produzione di greggio OPEC e capacità di riserva nel 2011

Milioni di barili/giorno

PAESI	FEBBRAIO 2011			FINE 2011[A]	
	PRODUZIONE EFFETTIVA	PRODUZIONE SOSTENIBILE	CAPACITÀ DI RISERVA	PRODUZIONE SOSTENIBILE	VARIAZIONE CAPACITÀ DI RISERVA
Algeria	1,28	1,31	0,03	1,35	0,04
Angola	1,60	1,84	0,24	2,01	0,17
Arabia Saudita	8,90	12,10	3,20	12,10	0,00
Ecuador	0,49	0,50	0,01	0,50	0,00
Emirati Arabi Uniti	2,48	2,70	0,22	2,74	0,04
Iran	3,68	3,70	0,02	3,68	-0,02
Iraq	2,68	2,75	0,07	2,78	0,03
Kuwait	2,38	2,55	0,17	2,55	0,00
Libia	1,39	1,80	0,41	1,82	0,02
Nigeria	2,16	2,50	0,34	2,66	0,16
Qatar	0,82	1,00	0,18	0,98	-0,02
Venezuela	2,20	2,35	0,15	2,29	-0,06
TOTALE OPEC	**30,06**	**35,10**	**5,04**	**35,46**	**0,36**

(A) Dati previsivi.

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Oil Market Report*, aprile 2011.

Innanzi tutto, i turbamenti politici in atto nei paesi del Medio Oriente e del Nord Africa possono estendersi ad altri paesi che sono ben più critici per l'equilibrio tra domanda e offerta. Il solo rischio di questa eventualità offre una sponda alla speculazione e si traduce in un rialzo dei prezzi, come si è visto con l'accelerazione delle quotazioni a partire dal mese di febbraio 2011, nonostante l'ampia offerta. L'Arabia Saudita e, in misura minore, il Kuwait e gli Emirati Arabi Uniti hanno fatto fronte al calo della produzione libica e nigeriana, senza tuttavia alleviare l'escalation dei prezzi, per la notevole differenza nella tipologia dei greggi. La diminuzione della disponibilità dei greggi leggeri libici e nigeriani si è riflessa in un aumento dei prezzi dei raffinati, data la necessità di sostituirli con altri greggi leggeri ma alquanto scarsi o di utilizzare greggi più pesanti con tecnologie e processi di raffinazione più costosi. Peraltro, diversi esperti esprimono dubbi in merito alla capacità dell'Arabia Saudita di aumentare la produzione di 1-2 milioni di barili/giorno, in soli 30 giorni.

Vi sono, inoltre, alcuni limiti oltre i quali anche l'Arabia Saudita, l'unico paese produttore attualmente in grado di assicurare le eventuali risorse mancanti, non è disposta ad andare. A seguito dei tumulti e dei disordini verificatisi nel Medio Oriente e in Nord Africa, il governo saudita ha avviato una serie di riforme sociali ed economiche pluriennali che nel solo 2011 richiederanno un esborso di 35 miliardi di dollari, spesa sostenibile soltanto con prezzi del petrolio superiori a 85-90 dollari al barile. Pertanto, è nell'interesse dell'Arabia Saudita, come in quello di altri grandi paesi dell'OPEC, mantenere quotazioni del greggio più alte possibili, senza incorrere in effetti negativi sull'economia mondiale che si risolverebbero in un calo delle vendite e del prezzo.

Inoltre, da almeno un decennio si è vista una forte crescita dei consumi di petrolio, che nel 2009 hanno oltrepassato i 2,6 milioni di barili/giorno e che sembrano proiettati ad andare oltre i 3,5 milioni nei prossimi anni, vale a dire quasi un terzo della produzione dell'Arabia Saudita (Fig. 1.1). Più in generale, va sottolineato che già oggi il consumo di petrolio dei paesi OPEC ammonta a oltre il 25% della produzione. Tale incidenza è destinata a crescere, limitando le risorse effettivamente disponibili per i paesi consumatori, anche se, nel più lungo termine, una possibile forte ascesa della produzione irachena dovrebbe alleviare le condizioni di domanda e offerta.

È su questo sfondo che va letto l'andamento del prezzo del greggio nel corso del 2010 e dei primi mesi del 2011.

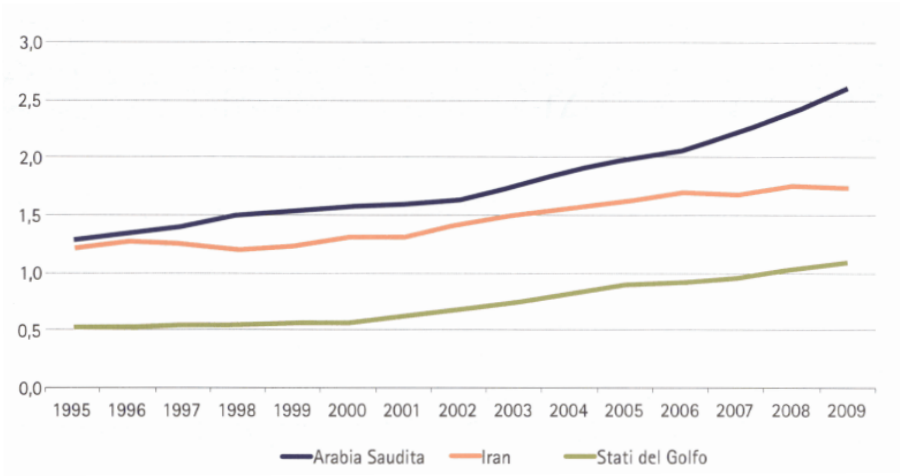


FIG. 1.1

Consumo di petrolio nei principali paesi produttori del Medio Oriente nell'ultimo decennio

Milioni di barili/giorno

Fonte: BP, *Statistical Review of World Energy.*

Prezzo del greggio

Rispetto al 2007 e al 2009, che hanno visto un incremento del prezzo del greggio di circa il 70%, il 2010 è risultato relativamente tranquillo.

Tra gennaio e dicembre si è registrato, infatti, un aumento di appena il 20%, nonostante i livelli di inizio fossero d'anno alquanto elevati: 76,2 $/barile nel 2010, rispetto a 53,9 $/barile nel 2007 e 43,3 $/barile nel 2009. La stasi, determinata dal mancato supporto dei fondamentali e da una ripresa economica ancora molto stentata, è stata tuttavia seguita immediatamente, nei primi mesi del 2011, da una sostenuta escalation, assai simile per livello e accelerazione a quella che aveva avuto luogo nella prima parte del 2008, e che si era poi conclusa nel luglio di quell'anno con quotazioni superiori a 140 $/barile (Fig. 1.2).

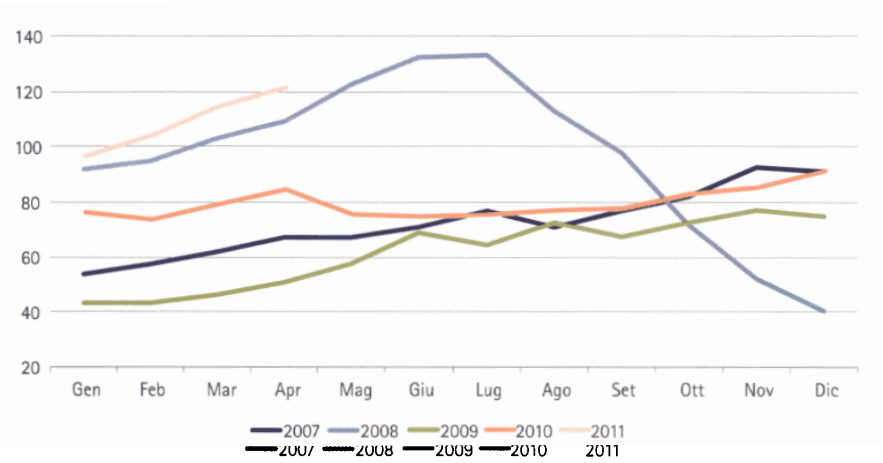


FIG. 1.2

Prezzo mensile del Brent nell'ultimo quinquennio

$/barile

Fonte: *Physical delivery BFO spot prices* (Brent, Forties and Oseberg), ICIS LOR.

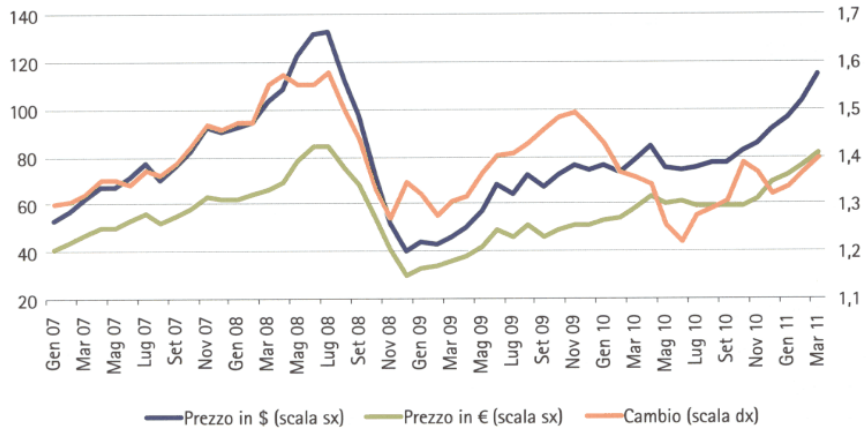
L'andamento verificatosi si è certamente avvantaggiato di un significativo miglioramento dell'economia mondiale, che ha portato a un incremento della domanda e dei prezzi, ed è stato poi sospinto dai rivolgimenti politici nel Nord Africa e nel Medio Oriente, intensificatisi dalla metà del mese di febbraio. La crescita vista nei primi mesi del 2011 non sarebbe stata possibile in assenza della continua e forte crescita della domanda petrolifera dei paesi asiatici, soprattutto della Cina. È tuttavia fuori dubbio che l'aumento dei prezzi del petrolio è stato assecondato dalla speculazione da parte degli operatori del mondo della finanza, che si avvalgono del greggio come *commodity* su cui scommettere per aumentare i loro guadagni.

A tale riguardo, desta crescente preoccupazione lo sviluppo di alcuni nuovi strumenti speculativi, introdotti in tempi recenti, che rimettono in pericolo la stabilità finanziaria. Si tratta soprattutto degli *Asset Backed Securities* (ABS) e degli *Exchange Traded Funds* (ETF) sintetici. I primi sono veicoli finanziari, strutturati a elevato rischio, che hanno come sottostante categorie di debito di bassa qualità, quale quella dei finanziamenti per l'acquisto di automobili a rischio di mora molto elevato. Gli ETF sintetici, non avendo costi né di ingresso né di uscita, si prestano ad abusi da parte di speculatori che, per esempio, intascano i soldi degli investitori senza acquistare le *commodity* sottostanti. Sembra infatti eccessiva la circolazione di ETF sintetici, che in aprile 2011 avevano raggiunto il valore di 1.300 miliardi di dollari, ben superiore ai titoli effettivamente disponibili sul mercato. L'aggressività della speculazione attraverso strumenti nuovi e a elevato rischio nel corso del 2010 si riflette anche nella mancanza di una chiara correlazione del prezzo del petrolio con l'andamento del cambio dollaro/euro, che negli anni precedenti aveva significativamente orientato gli investimenti finanziari (Fig. 1.3). Il coefficiente di correlazione, pari a 0,74 nel periodo compreso tra gennaio 2007 e dicembre 2009, negli ultimi 15 mesi è risultato pari ad appena 0,24.

FIG. 1.3

Prezzo del Brent e cambio dollaro/euro

$/barile e cambio $/€



Fonte: Platts e Banca centrale europea.

Sta di fatto che il 2010 ha visto una impennata del volume di finanziamenti a bassa garanzia, che non ha nulla da invidiare alla crescita avvenuta nel 2007 (l'anno prima del crack finanziario), dal 5% a circa il 25% dei crediti totali in un solo anno. La legge Dodd-Frank[1], entrata in vigore negli Stati Uniti a luglio del 2010 contro la speculazione finanziaria ad alto rischio, è rimasta inefficace in attesa dei regolamenti attuativi, la cui promulgazione è ostacolata dalle potenti lobby della finanza. Pertanto, le condizioni al contorno non promettono bene per l'andamento del prezzo nel 2011.

In positivo c'è da rimarcare che negli ultimi anni l'elevato prezzo del greggio, quasi 85 $/barile dal 2007 (se si escludono i mesi immediatamente successivi alla crisi del 2008), ha consentito di mantenere elevati livelli di attività di ricerca e sviluppo nelle aree non OPEC, permettendo un significativo aumento della capacità produttiva che l'AIE quantifica in circa 0,8 milioni di barili/giorno distribuiti tra Russia, paesi del Caspio, Africa, America Latina e Asia. A tale riguardo fa fede l'andamento delle attività di perforazione, strettamente correlate con il prezzo del greggio con un ritardo che negli ultimi anni si è mantenuto sempre inferiore ai 3-4 mesi (Fig. 1.4).

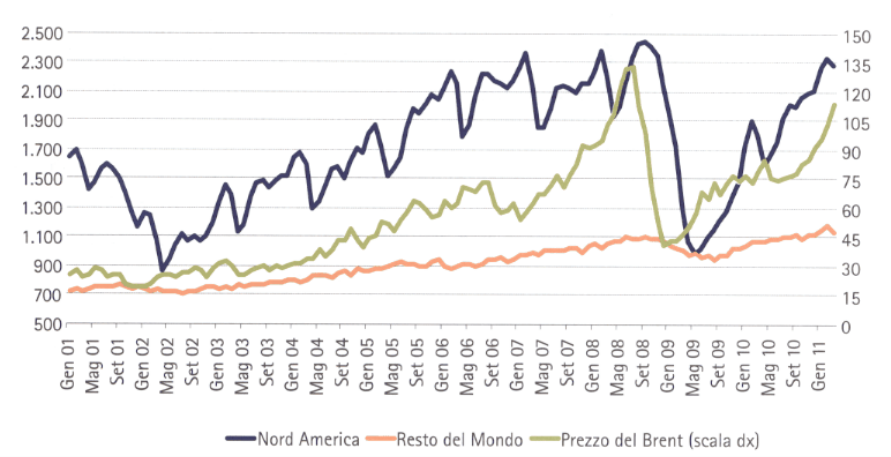


FIG. 1.4

Numero di impianti di perforazione attivi e prezzi del greggio nell'ultimo decennio

Prezzo del Brent in $/barile

Fonte: Baker Hughes International.

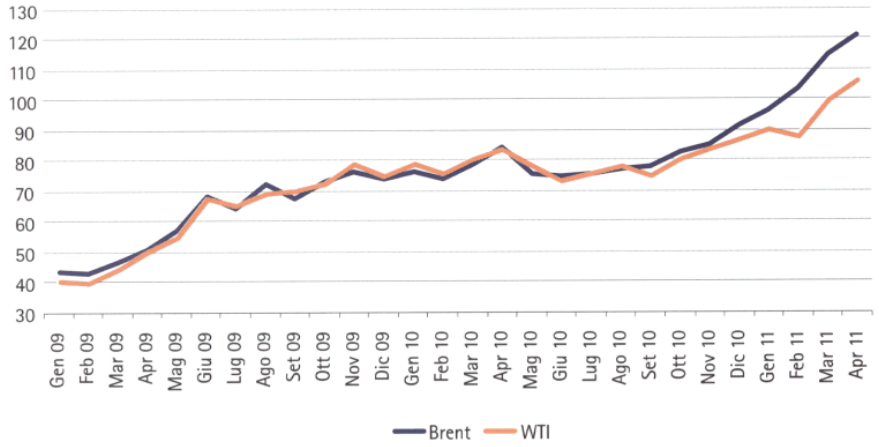
Divario tra prezzo del Brent e del WTI

Significativo è l'allargamento della forbice tra i prezzi dei greggi Brent e *West Texas Intermediate* (WTI), da valori oscillanti attorno allo zero fino al mese di agosto 2010, ma poi decisamente sempre più a favore del Brent, a valori mai visti nel passato che hanno anche superato i 15 $/barile (Fig. 1.5). Negli ultimi anni il forte calo nella produzione del Brent, greggio leggero simile al WTI, può aver favorito l'aumento del prezzo, ma non tanto da provocare una tale disparità nel giro di pochi mesi. Dietro la divaricazione dei prezzi sta notoriamente l'ingorgo di nuovi flussi di petrolio provenienti dal Canada e dagli Stati produttori del Nord, in mancanza di sufficienti infrastrutture di sbocco dal centro di raccolta di Cushing verso le aree di domanda (Cushing è tra l'altro un terminale privo di sbocchi sul mare). Nello stato del North Dakota la produzione di greggio diretta ai depositi di Cushing è raddoppiata in meno di due anni. Nel mese di aprile 2011 le richieste di capacità sul principale oleodotto in uscita ammontavano a 1,9 milioni di barili contro un'effettiva disponibilità di 230.000 barili, quasi dieci volte inferiore. Il problema potrà essere risolto solo con la creazione di nuovi oleodotti a valle e richiederà diversi anni, considerate le crescenti importazioni dal Canada.

FIG. 1.5

Prezzi del WTI e del Brent

$/barile



Fonte: Bloomberg per WTI e ICIS LOR per Brent.

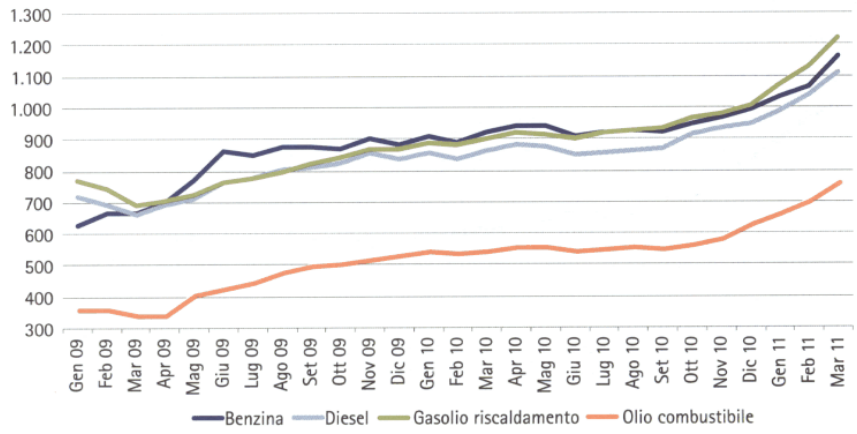
Mercato dei prodotti

Durante la maggior parte del 2010 il prezzo dei principali prodotti sui mercati internazionali è rimasto abbastanza stabile in sintonia con il prezzo del greggio (Fig. 1.6). È solo a partire da novembre che si nota un accenno agli aumenti che si sono poi manifestati nei primi mesi del 2011. Tale andamento è in netto contrasto con quanto avvenuto nell'anno precedente, che ha visto una crescita del prezzo dei prodotti molto meno marcata di quella del greggio, come si rileva dalla figura 1.7. Essa evidenzia un crollo del rapporto tra prezzo dei prodotti e del greggio del 40% per i prodotti più pregiati e del 20% per l'olio combustibile. A livello di grandi aree, solo il Giappone ha mostrato un andamento sensibilmente diverso con una significativa crescita del prezzo dei prodotti, più o meno in linea con quella del 2009 (Fig. 1.8). Tuttavia, se nel 2009 il crollo del *cracking margin* (rapporto tra il prezzo dei prodotti e quello del greggio) si è ripetuto in modo analogo nelle tre aree OCSE, nel 2010 il rapporto ha ripreso a crescere sensibilmente nel Giappone, mentre ha continuato a scendere in Europa e nel Nord America per tutto il 2010 e durante i primi mesi del 2011 (Fig. 1.9).

FIG. 1.6

Prezzi dei principali prodotti sui mercati internazionali nell'ultimo biennio

$/tep; prezzi medi al netto delle imposte ponderati con i consumi dei principali paesi (Canada, Francia, Germania, Giappone, Italia, Spagna, Regno Unito e Stati Uniti)



Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

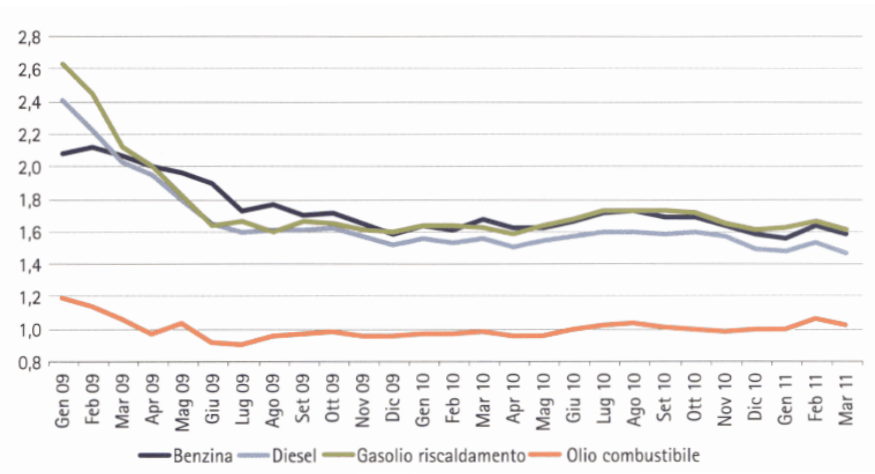


FIG. 1.7

Rapporto tra i prezzi dei principali prodotti e il prezzo del greggio

Prezzi medi ponderati con i consumi dei principali paesi (Canada, Francia, Germania, Giappone, Italia, Spagna, Regno Unito e Stati Uniti)

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

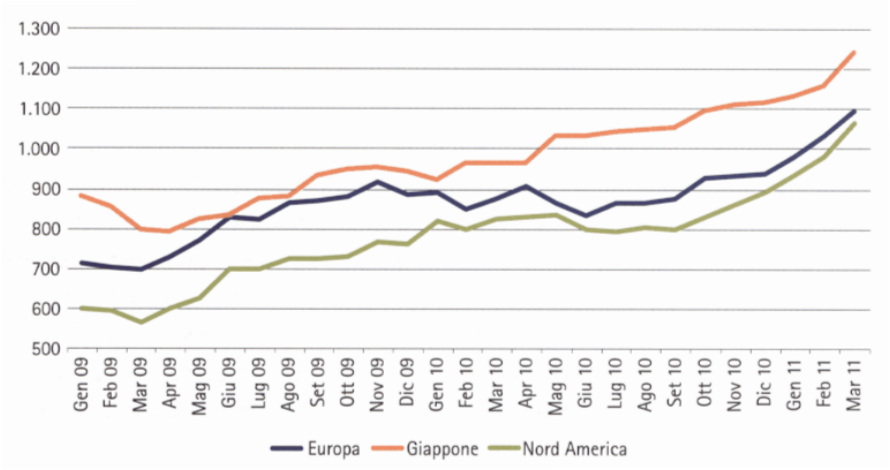


FIG. 1.8

Prezzi medi dei prodotti petroliferi nelle principali aree di consumo mondiale

$/tep; prezzi al netto delle imposte

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

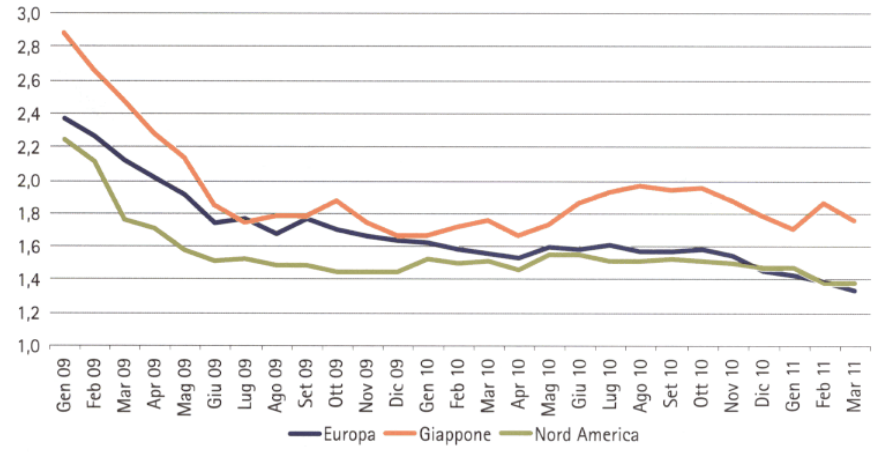


FIG. 1.9

Rapporto tra i prezzi dei principali prodotti e il prezzo del greggio nelle principali aree mondiali

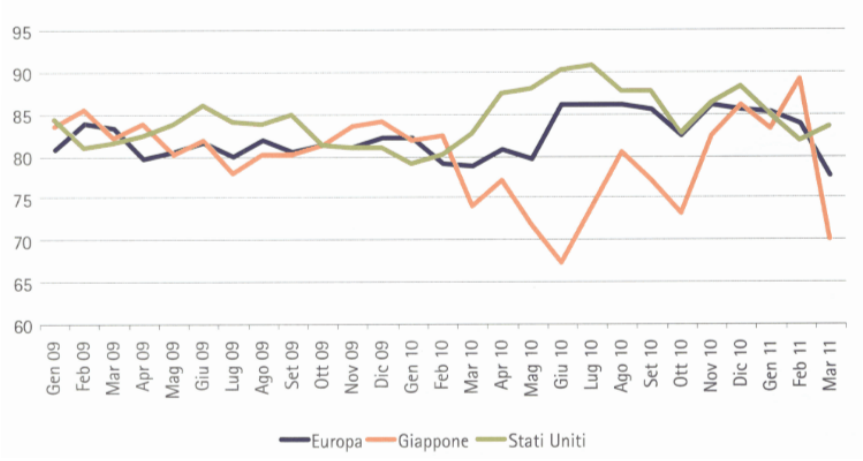
Prezzi al netto delle imposte

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

FIG. 1.10

Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione

Valori percentuali



Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Oil Market Report* e OPEC *Monthly Oil Market Report.*

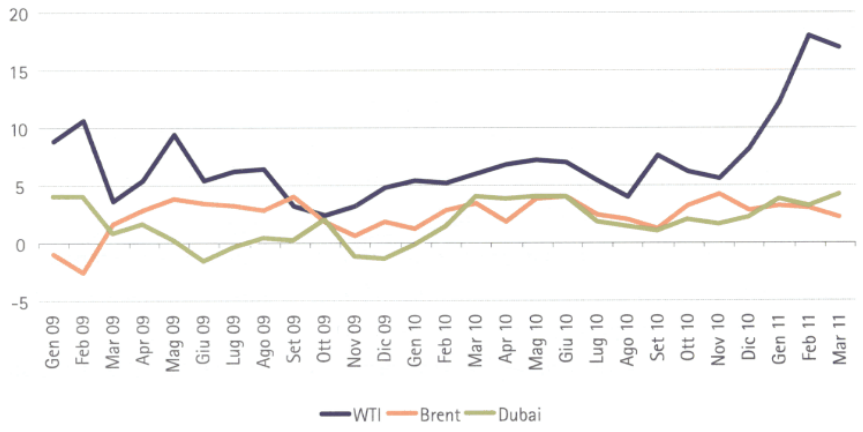
Con la ripresa della domanda dei prodotti nella primavera del 2010, il tasso di utilizzo delle raffinerie americane è subito cresciuto, raggiungendo il 91% nel mese di luglio all'apice della *driving season* (Fig. 1.10). Le raffinerie europee hanno mostrato maggiore cautela con l'obiettivo di proteggere i margini, ma alla fine il tasso di utilizzo è comunque aumentato, arrivando oltre l'85% nei mesi estivi. Non altrettanto bene è andata in Giappone, dove il tasso è piombato a meno del 70% nel mese di giugno, per via dell'eccesso di capacità entrata in esercizio in diversi paesi asiatici nel 2009. La situazione è migliorata nei mesi successivi prima del crollo avvenuto nel marzo 2011 per via del terremoto accompagnato da tsunami, che ha portato alla chiusura temporanea di ben il 36% della capacità di raffinazione giapponese, equivalente al 6% di quella asiatica. La domanda di petrolio giapponese si è riversata soprattutto sulle raffinerie americane.

Le notevoli perdite subite dagli operatori per via della divergenza tra il prezzo del Brent e quello del WTI, che funziona come *benchmark* sul NYMEX, sono state trasformate in spettacolari guadagni a valle nel settore della raffinazione, come risulta evidente dal fortissimo aumento del margine di raffinazione verificatosi per il greggio WTI a partire dal mese di dicembre 2010. Detto margine oltrepassava i 15 $/barile, ed era proiettato verso i 20 $/barile a febbraio e a marzo 2011, mentre i margini del Brent e del Dubai, l'altro importante *marker* per la raffinazione asiatica, rimanevano su valori relativamente bassi di appena 2-3 $/barile (Fig. 1.11).

FIG. 1.11

Margini di raffinazione dei greggi WTI, Brent e Dubai nell'ultimo biennio

$/barile



Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Oil Market Report* e OPEC *Monthly Oil Market Report.*

Mercato internazionale del gas naturale

Domanda e offerta

La ripresa dell'economia nel 2010, seppure ancora esitante, ha rilanciato la domanda di gas naturale in tutto il mondo a livelli mai visti in tempi recenti, favorita anche dal clima invernale alquanto più rigido della media (Tav. 1.5). Nei paesi OCSE il consumo è aumentato del 6,4%, ben al di sopra del 5,0% verificatosi nel 2007, anno di più recente forte aumento. Nei paesi non OCSE i dati preliminari permettono di stimare una crescita praticamente doppia rispetto all'andamento degli ultimi anni (8,1% rispetto al 4,2% del triennio 2005-2008). Da una parte e dall'altra si tratta evidentemente del naturale effetto rimbalzo seguito al crollo dei consumi avvenuto nel 2009, che ha visto una forte riduzione della crescita anche nei paesi in via di sviluppo (3,2% nel 2009 rispetto a una media del 6,3% nel periodo 2005-2008).

TAV. 1.5

Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo dal 2005 al 2010

G(m^3)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Paesi OCSE	1.451	1.448	1.521	1.545	1.503	1.599
Paesi ex URSS	604	612	635	628	584	591
Altri paesi[A]	794	842	892	953	984	1.103
TOTALE MONDO[A]	**2.849**	**2.903**	**3.049**	**3.127**	**3.071**	**3.293**
di cui Unione europea	508	499	506	517	484	519

(A) Valore 2010 stimato in base a dati World Gas Intelligence.

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia ed Eurogas per l'Unione europea.

Come si può evincere dalla tavola 1.6, nei paesi dell'OCSE la crescita dei consumi nel 2010 è stata di gran lunga più forte nell'area del Pacifico (10,8%), seguita dall'Europa (7,9%) e quindi, a distanza, dal Nord America (4,5%). Nel complesso dell'area OCSE si tratta di una crescita tre volte maggiore rispetto a quella rilevata nel periodo 2005-2008 (6,4% contro 2,1%). In OCSE Europa, durante gli anni precedenti la crescita era stata inferiore all'1%. Dai dati preliminari per l'Unione europea, si osserva un analogo salto nel corso del 2010: da un incremento medio praticamente nullo negli anni precedenti la crisi a un incremento dirompente nel 2010. Tuttavia, la stagnazione dei consumi negli anni precedenti era almeno in parte attribuibile al clima invernale più clemente. La tavola 1.7 evidenzia come tutti i paesi membri hanno avuto un aumento più o meno forte dei consumi, a eccezione della Spagna dove questi sono rimasti pressoché invariati. In ogni caso, solo nella metà dei paesi i consumi registrati nel 2010 hanno superato quelli del 2008, anno precedente la crisi. Mediamente il rimbalzo dal 2009 ha assunto un valore del 7,2%, con punte massime del 15% e oltre in Danimarca, Lettonia, Lituania e Svezia.

TAV. 1.6

Bilancio del gas naturale nell'area OCSE

G(m^3)

AREA DI PROVENIENZA	2005	2006	2007	2008	2009	2010
OCSE Nord America						
Produzione interna	744,6	761,6	786,8	809,2	808,4	831,8
Importazioni[A]	137,6	132,8	153,6	140,3	137,3	142,7
- da paesi OCSE	*119,7*	*116,3*	*129,4*	*127,9*	*122,2*	*124,4*
- da paesi non OCSE	*17,9*	*16,5*	*24,3*	*12,3*	*15,1*	*18,3*
Esportazioni	127,1	122,9	134,6	132,4	124,9	125,9
Disponibilità	755,0	771,5	805,9	817,0	820,8	848,5
Variazione scorte	-9,2	11,6	-15,4	-14,0	3,4	-5,7
Consumo	764,2	759,9	821,3	831,0	817,3	854,2
OCSE Pacifico						
Produzione interna	44,3	46,2	48,4	46,5	50,7	53,7
Importazioni	110,3	122,4	131,2	139,4	129,5	147,6
- da paesi OCSE	*17,0*	*19,5*	*18,6*	*18,6*	*19,1*	*21,1*
- da paesi non OCSE	*93,3*	*102,9*	*112,5*	*120,9*	*110,5*	*126,5*
Esportazioni	15,3	17,9	20,6	21,1	22,3	24,1
Disponibilità	139,4	150,7	159,0	164,9	157,9	177,2
Variazione scorte	-0,9	1,7	-0,7	2,3	-1,0	1,1
Consumo	140,2	149,0	159,8	162,6	158,9	176,0
OCSE Europa						
Produzione interna	315,4	307,9	293,6	306,8	289,3	293,5
Importazioni	394,2	416,1	414,9	437,9	434,7	469,5
- da paesi OCSE	*140,7*	*151,7*	*164,1*	*170,5*	*173,2*	*174,1*
- da paesi non OCSE	*253,5*	*264,4*	*250,8*	*267,3*	*261,4*	*295,4*
Esportazioni	163,4	175,9	175,1	188,9	192,3	204,8
Disponibilità	546,3	548,1	533,4	555,7	531,7	558,2
Variazione scorte	-0,6	8,8	-6,7	4,1	5,1	-10,1
Consumo	546,8	539,3	540,1	551,7	526,6	568,3
Totale OCSE						
Produzione interna	1.104,3	1.115,7	1.128,8	1.162,5	1.148,4	1.179,0
Importazioni	642,2	671,3	699,7	717,6	701,5	759,7
- da paesi OCSE	*277,5*	*287,5*	*312,1*	*317,0*	*314,5*	*319,5*
- da paesi non OCSE	*364,7*	*383,8*	*387,6*	*400,6*	*387,0*	*440,2*
Esportazioni	305,8	316,7	330,3	342,4	339,5	354,8
Disponibilità	1.440,7	1.470,3	1.498,2	1.537,7	1.510,4	1.583,9
Variazione scorte	-10,6	22,1	-22,9	-7,6	7,6	-14,6
Consumo	1.451,3	1.448,2	1.521,2	1.545,3	1.502,9	1.598,5

(A) Incluse le importazioni attraverso le frontiere interne delle aree OCSE.

Fonte: Agenzia internazionale per l'energia, *Monthly Natural Gas Survey.*

Nel corso del 2010 è anche ripresa la produzione interna dei paesi OCSE nel loro complesso (2,7%), come appare dalla tavola 1.6. Tuttavia, questa si è concentrata in OCSE Nord America e Pacifico (rispettivamente 2,9% e 5,9%), mentre è rimasta piuttosto debole in OCSE Europa con 1,2%. Nel Nord America la ripresa della produzione è stata aiutata dallo sviluppo del gas da scisti, raggiungendo un nuovo massimo storico. Anche nell'area del Pacifico è stato superato il precedente picco di produzione con la risposta australiana all'impennata del fabbisogno dei paesi asiatici. In Europa è invece continuato il calo storico della produzione in molti paesi, nonostante la forte ripresa della domanda.

TAV. 1.7

Consumo di gas naturale nell'Unione europea

G(m^3)

	2007	2008	2009	2010
Austria	8,1	8,6	8,4	9,4
Belgio	17,5	17,6	17,9	19,9
Bulgaria	3,4	2,8	2,2	2,3
Danimarca	4,1	4,1	4,0	4,6
Estonia	1,0	1,0	0,9	0,9
Finlandia	4,4	4,6	4,1	4,5
Francia	45,8	47,8	46,3	51,8
Germania	86,0	84,9	80,8	84,2
Grecia	4,0	4,2	3,5	3,8
Irlanda	5,0	5,3	5,1	5,6
Italia	82,9	82,9	76,3	81,1
Lettonia	1,6	1,6	1,5	1,8
Lituania	3,4	3,1	2,6	3,0
Lussemburgo	1,4	1,3	1,4	1,5
Paesi Bassi	39,8	41,4	41,1	46,1
Polonia	13,9	15,2	14,7	15,5
Portogallo	4,2	5,0	4,7	4,9
Regno Unito	97,6	100,6	92,7	99,4
Repubblica Ceca	8,7	8,4	8,0	8,8
Romania	15,5	15,0	12,8	13,4
Slovacchia	5,5	5,5	5,0	5,4
Slovenia	1,1	1,0	0,9	0,9
Spagna	37,6	41,4	37,1	37,0
Svezia	1,1	1,0	1,3	1,7
Ungheria	12,8	12,6	10,9	11,6
UNIONE EUROPEA A 27(A)	**506,4**	**516,9**	**484,2**	**519,1**

(A) Esclusi Cipro e Malta che attualmente non consumano gas naturale.

Fonte: Eurogas.

Commercio internazionale

Il significativo aumento della produzione interna non è stato sufficiente a contenere la notevole crescita delle importazioni, per via del contemporaneo forte balzo della domanda. L'aumento minore è avvenuto in OCSE Nord America (3,9%) dove le importazioni rimangono tuttavia molto inferiori a quelle del picco storico del 2007. Esse sono aumentate dell'8,0% in OCSE Europa, raggiungendo un nuovo massimo storico, e del 13,9% in OCSE Pacifico. In tutte le tre aree è risultato di gran lunga più forte l'incremento delle importazioni da paesi non OCSE. Se in OCSE Nord America esse sono rimaste entro i limiti storici, nelle altre due aree rappresentano una chiara accelerazione rispetto alla tendenza storica. Riguardo alle importazioni medie del periodo 2005-2008, le importazioni da paesi non OCSE sono aumentate del 3,2% in OCSE Nord America, del 14,1% in OCSE Europa e del 17,7% in OCSE Pacifico.

La tavola 1.8, che dettaglia le esportazioni per principali paesi produttori, rileva come la Russia (assieme ad altri paesi CSI) mantenga saldamente la posizione di principale paese esportatore, con oltre il 21% delle esportazioni lorde mondiali. A notevole distanza segue la Norvegia con il 10,7% e subito dopo il Qatar con il 10,4%. I dati riportati evidenziano la significativa ristrutturazione del commercio internazionale del gas naturale avvenuta nell'ultimo decennio, con la forte ascesa delle esportazioni da Qatar, Nigeria, Stati Uniti, Libia, Norvegia e Australia, mentre altri paesi produttori segnano il passo, in parte a causa di motivi contingenti. Per esempio, il calo delle esportazioni dal Canada negli ultimi anni è attribuibile all'accresciuta autonomia degli Stati Uniti.

Si rileva che tale evoluzione deve molto anche al crescente contributo del trasporto marittimo, che ha oramai raggiunto quasi il 30% del commercio internazionale del gas naturale. Sebbene il commercio internazionale del gas naturale rimanga ancora essenzialmente di natura regionale, per la vicinanza fisica tra paesi esportatori e importatori e per l'elevato costo delle infrastrutture

di trasporto rispetto ad altre fonti fossili, si notano ampi segni di una maggiore apertura al trasporto marittimo su lunghe distanze. Grazie al GNL, diversi paesi (tra cui soprattutto Qatar, Nigeria, Trinidad e Tobago) rivolgono i loro traffici a più aree mondiali. Con l'apertura del terminale di Sakhalin nel febbraio 2009, anche la Russia ha avviato una strategia di sviluppo del trasporto marittimo per raggiungere soprattutto i mercati dell'Oriente.

In conclusione, è interessante osservare la polarizzazione del commercio tra aree OCSE e non OCSE. Appena il 2% delle esportazioni dei paesi OCSE è diretto ai paesi non OCSE, mentre il 28% delle esportazioni dei paesi non OCSE è diretto ai paesi OCSE. Nel complesso i paesi OCSE dipendono dalle esportazioni dai paesi non OCSE per il 58% delle forniture di gas; i paesi non OCSE per il 96%.

TAV. 1.8

Commercio internazionale del gas naturale dal 2001 al 2010

G(m³)

PAESE ESPORTATORE	ESPORTAZIONI				RIPARTIZIONE PER AREA DI IMPORTAZIONE NEL 2010					PER MEZZO DI TRASPORTO(A)	
	2001	2005	2009	2010	NORD AMERICA	PACIFICO	EUROPA	TOTALE OCSE	PAESI NON OCSE	TUBO	GNL
Russia e altri CIS	112,1	139,7	144,3	155,9	0,0	12,0	133,2	145,2	10,7	139,1	5,2
Norvegia	50,8	63,5	93,5	100,4	0,7	0,2	99,5	100,4	0,0	90,5	3,0
Qatar	15,3	28,6	65,4	83,1	2,3	20,6	31,0	53,8	29,3	18,0	47,4
Canada	106,0	104,7	92,6	92,8	92,8	0,0	0,0	92,8	0,0	92,6	0,0
Indonesia	34,9	37,0	36,4	40,5	0,9	25,4	0,0	26,3	14,2	9,9	26,5
Algeria	56,5	63,5	53,7	56,2	0,0	0,1	54,2	54,3	1,9	32,4	21,3
Paesi Bassi	42,4	45,4	50,0	49,7	0,0	0,0	49,7	49,7	0,0	50,0	0,0
Malesia	23,0	31,6	31,5	32,1	0,0	26,0	0,0	26,0	6,1	1,2	30,3
Stati Uniti	6,5	16,2	28,6	31,0	30,0	0,9	0,0	31,0	0,0	27,8	0,8
Australia	10,5	15,8	24,8	26,5	0,0	19,9	0,0	19,9	6,5	0,0	24,8
Nigeria	4,0	8,5	13,1	19,9	4,1	2,0	12,4	18,5	1,4	0,0	13,1
Regno Unito	13,0	4,0	7,8	13,3	0,0	0,0	13,3	13,3	0,0	7,8	0,0
Trinidad e Tobago	12,6	13,9	17,5	16,4	6,9	1,0	5,0	12,9	3,5	0,0	17,5
Oman	0,0	9,0	11,0	11,0	0,0	10,0	0,3	10,3	0,7	0,0	11,0
Libia	0,8	5,3	9,9	10,0	0,0	0,0	10,0	10,0	0,0	9,2	0,7
Brunei	9,2	9,6	9,2	9,2	0,0	9,2	0,0	9,2	0,0	0,0	9,2
Emirati Arabi Uniti	7,6	7,6	7,4	7,7	0,0	7,6	0,0	7,6	0,2	0,0	7,4
Altri paesi esportatori	9,4	30,0	34,4	110,3	5,0	12,7	60,9	78,6	31,8	29,4	5,0
IMPORTAZIONI TOTALI	**514,6**	**634,0**	**731,1**	**866,0**	**142,7**	**147,6**	**469,5**	**759,7**	**106,3**	**507,9**	**223,2**

(A) Ripartizione da BP, *Statistical review of world energy*, riferita al 2009.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Agenzia internazione dell'energia e BP.

Prezzi internazionali

I prezzi internazionali del gas naturale, riportati nella figura 1.12, sottolineano l'assai diversa natura dei tre principali mercati: quello asiatico in buona parte indicizzato ai prezzi del petrolio e del carbone, quello americano essenzialmente definito dal gioco della domanda e dell'offerta, quello europeo a metà tra i due con forti elementi di indicizzazione ma con una crescente apertura ai meccanismi di mercato, di cui si parlerà in seguito.

I prezzi nei mercati asiatici, riferiti alle importazioni via GNL in Giappone, Corea, Cina e Taiwan pesati con le relative quantità importate, seguono da vicino l'andamento dei prezzi del greggio con un ritardo che sembra essersi ridotto a qualche mese rispetto ai 4-5 mesi prevalenti nel 2009. Il prezzo sul mercato europeo, riferito ai prezzi alle frontiere

ponderati con le quantità importate dai sette principali paesi importatori[2], anche se ancora in buona parte ancorato al prezzo del greggio, a partire dalla metà del 2009 sembra seguirlo in modo più attenuato. Il prezzo all'*Henry Hub* è notoriamente slegato da quello del greggio, seguendo questo solo come riflesso delle potenzialità di sostituzione del gas da parte del petrolio sui mercati intermedi e finali, in verità sempre più limitate.

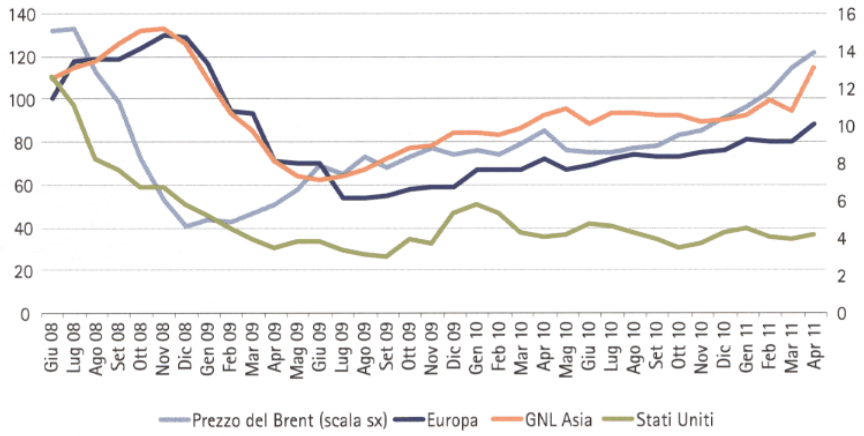


FIG. 1.12

Confronto internazionale dei prezzi del gas naturale e del greggio dal 2008 all'aprile 2011

$/MMBtu per il prezzo del gas; $/barile per il prezzo del petrolio

Fonte: World Gas Intelligence, Bloomberg e Argus.

Lo sviluppo degli scisti bituminosi, avviato da qualche anno negli Stati Uniti, ha non solo ridotto il prezzo di tre volte in quel paese ma anche portato a un surplus di offerta che si riverserebbe pure sui mercati europei e asiatici, se solo fossero pronte le infrastrutture per l'import/export via GNL. I prezzi medi europei si mantengono infatti a livelli doppi rispetto a quelli prevalenti sul mercato americano, mentre i prezzi asiatici sono addirittura tripli. Riguardo a questi ultimi, tuttavia, occorre tenere presente che i balzi verificatisi negli ultimi mesi e riportati nella figura 1.12 devono essere in parte attribuiti al ridotto apporto della generazione nucleare in Giappone, a seguito della catastrofe naturale che ha temporaneamente aumentato il fabbisogno di GNL per la generazione elettrica in quel paese.

Prezzo alle frontiere europee

I prezzi alle frontiere europee, indicati per i sette principali paesi importatori nella figura 1.13, seguono abbastanza da vicino l'andamento del prezzo del greggio, confermando il legame con il prezzo dei derivati inserito nei contratti di lungo termine, alla base della maggior parte degli accordi di approvvigionamento con i paesi produttori. Le differenze tra i vari paesi riflettono la diversa provenienza del gas nel mix di importazione, con prezzi medi che si discostano di circa 4 $/Mbtu tra le importazioni dal Regno Unito e quelle dall'Algeria via GNL (Fig. 1.14).

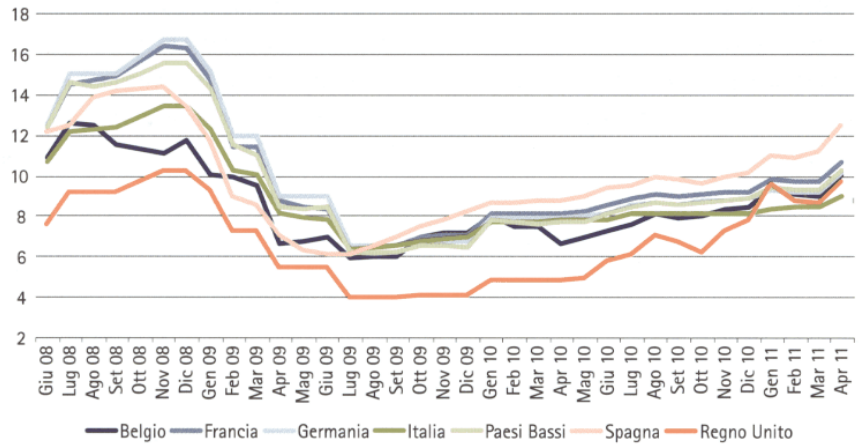
Così la Spagna, con un significativo contributo di gas algerino importato via mare (37%), tende ad avere i prezzi più alti, mentre il Regno Unito, le cui importazioni provengono in prevalenza dai giacimenti norvegesi del Mare del Nord (80%), ha mediamente i prezzi all'importazione più bassi. L'Italia si trova generalmente a metà, anche se negli ultimi sei mesi ha avuto prezzi medi alla frontiera tra i più bassi in Europa, per via della relativa stabilità del prezzo delle importazioni dall'Algeria a mezzo tubo rispetto a tutte le altre fonti di importazione. La figura 1.15 evidenzia meglio lo stacco dei diversi paesi importatori rispetto alla media.

2 I paesi inclusi nel paniere (Belgio, Francia, Germania, Italia, Paesi Bassi, Spagna, Regno Unito) totalizzano oltre il 90% del fabbisogno di importazione europeo.

FIG. 1.13

Prezzi alle frontiere europee per paese importatore

$/MMBtu

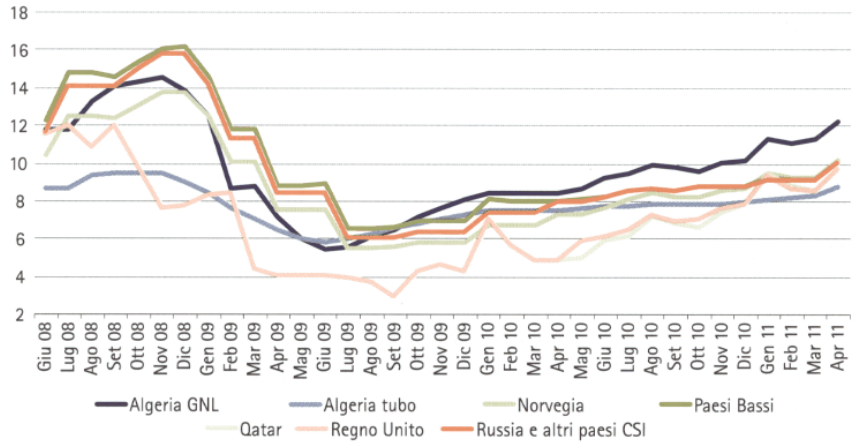


Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.14

Prezzi alle frontiere europee per fonte di approvvigionamento

$/MMBtu

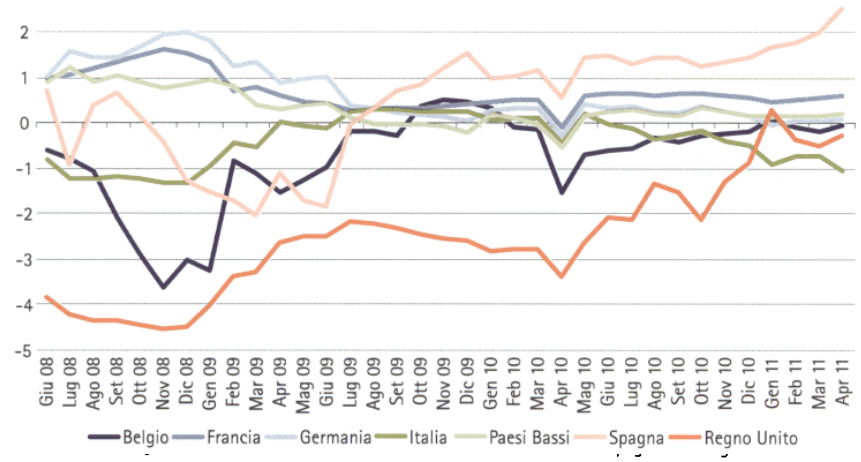


Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.15

Scarto del prezzo medio alla frontiera per paese importatore

$/MMBtu



Fonte: World Gas Intelligence.

Prezzo negli hub europei

Nel corso del 2010, come anche negli anni precedenti, i prezzi nei vari *hub* europei hanno evidenziato una stretta correlazione tra di loro, a eccezione del Punto di scambio virtuale (PSV) e di Baumgarten, con valori generalmente più alti e talvolta in controtendenza, come si può vedere dalla figura 1.16. Dal confronto riportato nella figura 1.17 si può dedurre che il prezzo medio alle frontiere è abbastanza allineato con il prezzo del greggio, seppure con un ritardo attorno a sei mesi che riflette le formule di indicizzazione; per esempio, il gas ha raggiunto il prezzo massimo nel novembre 2008 contro un picco nel prezzo del greggio avvenuto a luglio. Anche il prezzo negli *hub* segue l'andamento del prezzo del greggio, ma con un ritardo più breve, attorno a tre mesi, e con una volatilità nettamente minore. L'aumento del prezzo negli *hub* si presenta, infatti, come molto attenuato, con un valore massimo oscillante attorno a una media di 26 c€/m^3 lungo l'intero anno 2008, mentre il prezzo alle frontiere raddoppia nel giro di pochi mesi, passando da 25 c€/m^3 fino a raggiungere il picco di 45 c€/m^3 a novembre.

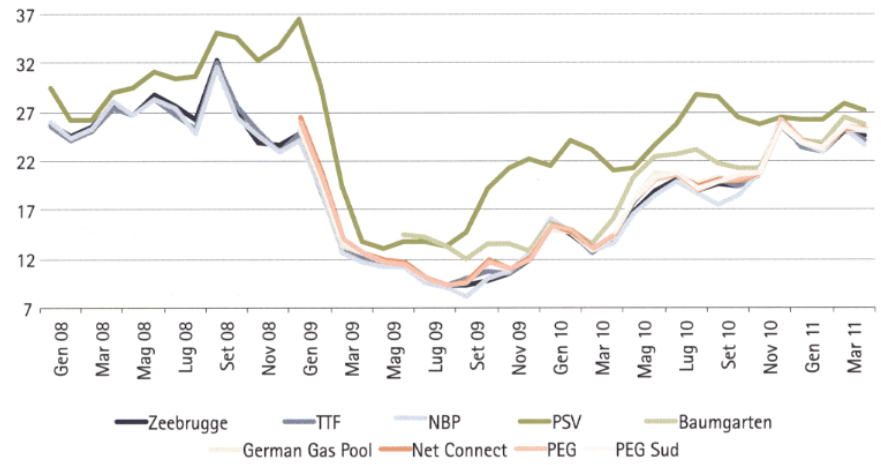


FIG. 1.16

Prezzo del gas naturale negli hub europei

c€/m^3

Fonte: Platts.

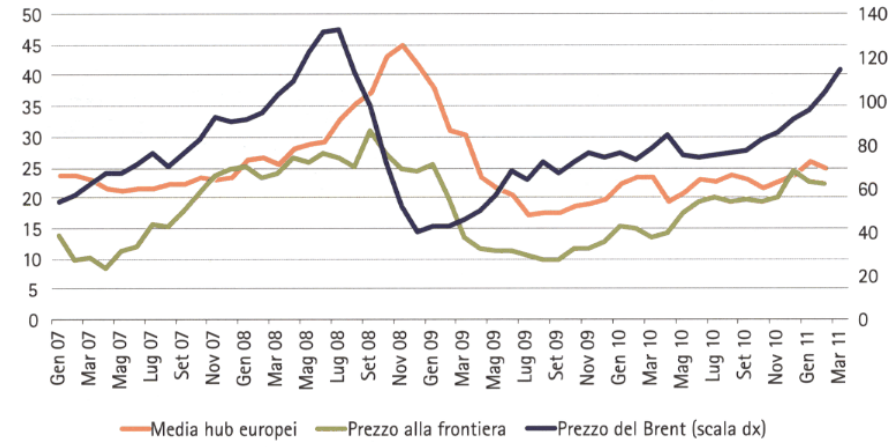


FIG. 1.17

Confronto tra prezzo del Brent e prezzo medio negli hub europei rispetto al prezzo alla frontiera

$/barile per il petrolio; c€/m^3 per il gas

Fonte: Platts.

Negli ultimi anni gli *hub* europei hanno mostrato una sempre maggiore vitalità, crescendo in numero e in attività (Tav. 1.9) e fornendo un utile segnale di prezzo ai mercati. Nel 2010 le vendite di volumi fisici hanno rappresentato oltre il 40% delle vendite complessive di gas nell'Unione europea, in crescita del 17% rispetto all'anno precedente. Anche gli scambi commerciali sono in forte aumento: +16% nel 2009 e +24% nel 2010. Vi sono, tuttavia, notevoli differenze tra i vari *hub*. Mentre l'NBP inglese funziona a pieno regime con un fattore di commercializzazione (*churn rate*) attorno a 12 e in crescita negli ultimi anni, nei rimanenti *hub* la liquidità risulta molto più bassa, se si esclude Zeebrugge, che comunque sembra funzionare al traino dell'NBP. Le vendite sul PSV, per esempio, hanno raggiunto il 25% delle vendite complessive, ma il tasso di commercializzazione è stabilmente attorno a 2 da diversi anni.
Dai dati della figura 1.17 risulta che nel quadriennio 2007-2010 a un prezzo medio del Brent di 77,6 $/barile corrisponde un prezzo medio del gas alle frontiere europee di 25,3 c€/m^3, equivalente in termini calorici a 55,5 $/barile, pari al 74% del prezzo del greggio.

TAV. 1.9

Vendite negli hub europei nel 2009 e nel 2010

G(m^3)

HUB		VOLUMI COMMERCIALIZZATI		VOLUMI FISICI VENDUTI		CHURN RATE	
		2009	2010	2009	2010	2009	2010
NBP	Regno Unito	1.089,3	1.278,1	93,5	105,0	11,7	12,2
TTF	Paesi Bassi	82,2	114,8	27,0	33,8	3,0	3,4
Zeebrugge	Belgio	67,0	62,2	13,0	12,4	5,2	5,0
NCG	Germania	51,9	79,2	22,0	28,9	2,4	2,7
PSV	Italia	24,6	45,3	11,5	22,5	2,1	2,0
CEGH	Austria	22,8	33,8	7,6	10,8	3,0	3,1
Peg Nord	Francia	19,6	22,8	7,2		2,7	n.d.
Gaspool(A)	Germania	14,2	59,0	-	-	-	n.d.
GTF(B)	Danimarca	-	2,8	-	n.d.	-	n.d.
TOTALE		**1.371,6**	**1.698,0**	**181,8**	**213,4**	**7,5**	**8,0**

(A) Dati parziali in quanto il mercato è stato lanciato nel corso del 2009.
(B) Dati parziali in quanto il mercato è stato lanciato nel corso del 2010.

Fonte: World Gas Intelligence.

Shale gas

Lo shale gas è gas naturale, principalmente metano, contenuto in modo diffuso nelle rocce che per loro composizione sono classificate come scisti. È trattenuto all'interno delle rocce in diversi modi: può essere distribuito nella massa della roccia, nelle fratture dei corpi rocciosi di maggiore dimensione o adsorbito dalle sostanze organiche della roccia scistosa. In generale i depositi di shale gas hanno una concentrazione in volume inferiore rispetto ai giacimenti tradizionali e si estendono per superfici molto maggiori. Per liberare il gas imprigionato nella roccia è necessario creare alcune fratture nello strato roccioso. Esse vengono realizzate tramite iniezioni d'acqua ad alta pressione unita a tensioattivi. Le modalità con le quali si creano le fratture possono essere diverse a seconda della morfologia della massa rocciosa, della sua collocazione, e di come è trattenuto il gas.
I fattori più comuni per lo sviluppo dello shale gas sono i seguenti:

- *localizzazione delle aree di maggiore sfruttamento e valutazione del potenziale;*
- *acquisizione della disponibilità dell'uso dell'area interessata;*
- *adattamento delle tecnologie già in uso nelle trivellazioni tradizionali;*
- *disponibilità delle comunità locali;*

- *soluzione dei problemi relativi all'uso dell'acqua (enorme disponibilità), e controllo dell'entità delle fratture*[3];
- *adeguatezza delle infrastrutture di trasporto.*

Per quanto concerne la tecnologia di perforazione esistente, questa è già adatta alle specifiche esigenze per la produzione del gas non convenzionale. In particolare è già ampiamente utilizzata la perforazione orizzontale.
Negli Stati Uniti già dal 2000 molte imprese private hanno sperimentato, e poi affinato, le specifiche tecniche di estrazione.

Shale gas in America e nel mondo

Il mercato dello shale gas negli Stati Uniti è decisamente il più sviluppato. Le prime compagnie interessate sono state quelle locali, ma negli ultimi tempi si è consolidato l'interesse dei grandi gruppi nazionali ed esteri. Gli USA detengono i tre quarti della produzione di gas non convenzionale del mondo; a oggi la produzione di solo shale gas è dieci volte quella del 1990, raggiungendo quota 87,8 G(m^3) nel 2009, più del 14% della produzione interna di gas. In uno studio del giugno 2010, il Massachusetts Institute of Technology ha previsto che la percentuale dello shale gas sulla produzione nazionale raggiungerà il 40% nel 2050. I bacini di interesse per la presenza di shale gas ricoprono circa un quarto del territorio statunitense[4] *e sono collocati nel Nord del Texas*[5]*, nel Michigan, nel Wyoming e nella zona dei monti Appalachiani.*
Oltre all'intero Nord America, altre zone di interesse sono l'Australia, il Cile e l'Argentina. In India sono iniziate le prime prospezioni per l'uso di gas non convenzionale, mentre in Cina sono cominciate le prime trivellazioni.
Recentemente in Europa un programma di ricerca per lo sviluppo dello shale gas, sponsorizzato da produttori di gas, società di servizi e istituti di ricerca (GASH, Gas Shale in Europe), ha evidenziato una presenza importante in Francia, Austria, Polonia e Svezia.

Costi dello shale gas

Le diverse fonti di gas non convenzionale (tight gas, coal bed methane e shale gas), seppure con storie differenti tra loro, condividono uno sviluppo tecnologico che ha reso queste risorse competitive rispetto al gas convenzionale. Come detto, la tecnologia di perforazione tradizionale permette un suo adattamento per l'estrazione dello shale gas, quindi gli unici punti critici per lo sviluppo di cui sopra riguardano l'ottimizzazione delle procedure e il contenimento dei costi.
Dallo studio del bacino del Barnett negli USA[6] *si evincono condizioni di miglioramento per lo sfruttamento dello shale gas. Lo sviluppo della tecnologia esistente (per l'uso dell'acqua) e una maggiore attenzione allo sfruttamento delle caratteristiche morfologiche dei giacimenti (lo shale gas è in massima parte concentrato in determinate zone di un bacino) possono migliorare le attuali performance di produttività*[7].
La parte più facilmente raggiungibile delle attuali riserve di gas convenzionale può essere estratta a un costo compreso tra i 0,5 $/MBTU e i 6 $/MBTU, mentre nel 2008 i costi di produ-

3 Le fratture generate nello strato roccioso potrebbero estendersi allo strato superiore di argilla che isola il bacino da strati superiori. Il gas raggiungerebbe così livelli superiori in cui potrebbero esservi falde acquifere utilizzate.
4 La parte di questi bacini realmente utilizzata è decisamente inferiore.
5 Proprio nel Texas è presente il bacino di *shale gas* più produttivo al mondo, con una estrazione di 47,4 G(m^3).
6 AIE, *World Energy Outlook 2009.*
7 Oggi i valori ottimali sono 2,5-3 $/MBTU.

zione dello shale gas andavano da un minimo di 2,5 $/MBTU a un massimo di 9 $/MBTU; i margini di fattibilità economica sono evidenti e con possibilità di miglioramento.

Shale gas in Europa e in America – Un primo confronto

In soli quattro anni il gas non convenzionale ha ribaltato le previsioni in merito alla dipendenza energetica degli Stati Uniti. Dal 2004 al 2009 le importazioni di gas per gli Stati Uniti si sono ridotte del 17,6% secondo le stime del Dipartimento per l'energia, che prevede una riduzione del 75% al 2030. Le ultime stime valutano le riserve di gas non convenzionale in 52.000 miliardi di m^3, di cui 33% di shale gas.

I fattori di un simile successo sono molteplici:

- *estensione territoriale dei bacini;*
- *investimenti in ricerca e sviluppo;*
- *presenza di piccole compagnie con basse entry-exit barriers;*
- *bassa densità demografica;*
- *politiche di incentivazione*[8]*;*
- *intensa competitività dei mercati correlati.*

Già a una prima analisi si può constatare che praticamente nessuno di questi presupposti è attualmente presente in Europa, e comunque non nella misura in cui è presente negli Stati Uniti.

Alla mancanza di questi fattori, che hanno facilitato lo sviluppo del mercato del gas non convenzionale in America, si sommano altri elementi tipici del contesto europeo, che ne complicano sensibilmente il quadro di insieme e ne ridimensionano decisamente l'entità. L'ottenimento dei permessi per l'uso del bacino, l'ostilità delle comunità locali, il disallineamento degli obiettivi tra proprietari terrieri e le major, il deficit della rete di trasporto, le peggiori caratteristiche geomorfologiche del territorio, nonché le maggiori paure di inquinamento delle falde acquifere, sono tutti fattori che ritardano lo sviluppo del gas non convenzionale in Europa, aumentano il rischio dell'investimento e rendono meno conveniente l'estrazione. Per la forte resistenza manifestata da parte del mondo agricolo, in Francia si sta considerando la proibizione della fatturazione idraulica. Nel Regno Unito un comitato parlamentare ha emesso un rapporto favorevole a tale tecnologia, mentre vi è in generale la percezione che nei paesi dell'Europa orientale la situazione sia più favorevole.

8 Politiche attive per l'attività di prospezione e per l'attività di produzione.

Mercato internazionale del carbone

Domanda e offerta

La vitalità del carbone nel panorama energetico globale degli ultimi anni viene evidenziata nella tavola 1.10. Prima della crisi del 2008-2009 il suo fabbisogno mondiale cresceva a tassi ben superiori a quelli del petrolio e del gas: 5,6% annuo contro 1,9% per il petrolio e 3,1% per il gas. Come media del 2008-2009 il consumo mondiale di petrolio calava dello 0,9% e quello del gas naturale cresceva di appena lo 0,3%, mentre il consumo di carbone continuava ad aumentare fino a un valore pari all'1,5%. Tutto questo non sorprende, considerati: l'ampia disponibilità di tale fonte in molti paesi del continente asiatico a forte crescita economica, *in primis* la Cina; la volatilità e gli alti prezzi del petrolio; le incertezze del nucleare; i progressi della tecnica per ridurre le emissioni di gas serra. Seppure non siano ancora disponibili dati statistici affidabili, si può già stimare una crescita della domanda mondiale di carbone non lontana dal 10% nel 2010. I dati riportati nella tavola 1.10, tuttavia, evidenziano forti differenze nelle varie aree del mondo.

TAV. 1.10

Domande e offerta mondiale di carbone da vapore dal 2005 al 2009

Milioni di tonnellate

	2005	2006	2007	2008	2009
PRODUZIONE					
Paesi OCSE	1.569	1.592	1.593	1.597	1.503
Nord America	952	976	969	981	889
Pacifico	324	332	342	347	358
Europa	292	284	282	269	256
Paesi ex URSS	347	365	368	389	357
Altri paesi	2.518	2.714	2.876	3.148	3.384
TOTALE MONDO	**4.434**	**4.671**	**4.837**	**5.134**	**5.244**
di cui Unione europea	289	279	273	259	244
CONSUMO					
Paesi OCSE	1.797	1.796	1.826	1.783	1.594
Nord America	946	932	946	926	817
Pacifico	357	357	370	382	354
Europa	494	507	510	475	423
Paesi ex URSS	248	257	256	273	236
Altri paesi	2.423	2.623	2.816	3.000	3.213
TOTALE MONDO	**4.468**	**4.676**	**4.899**	**5.056**	**5.044**
di cui Unione europea	477	488	487	452	402
Variazione scorte Mondo	**-34**	**-5**	**-62**	**78**	**200**

Fonte: BP, *Statistical Review of World Energy.*

Il consumo nell'area OCSE nel suo complesso è più o meno stagnante da diversi anni o in leggero declino, considerando il continuo calo in OCSE Europa, soprattutto nei paesi dell'Unione europea. Mentre OCSE Nord America evidenzia un surplus di produzione sui consumi che permette un apprezzabile livello di esportazione, la produzione di OCSE Pacifico non è sufficiente a coprire i fabbisogni dell'area e in OCSE Europa è largamente deficitaria. Nel suo complesso, l'area OCSE negli ultimi anni è ricorsa alle importazioni per circa un decimo dei propri fabbisogni. Nell'ultimo quinquennio la crescita dei consumi di carbone nei paesi ex URSS è risultata relativamente contenuta, come pure quella della produzione che ha comunque permesso un buon livello di esportazione, soprattutto di carbone russo. Sia i paesi OCSE sia i paesi ex URSS hanno subito gli effetti della crisi del 2008-2009, con un significativo calo del consumo e della produzione di carbone.

Rispetto a queste due aree, costituite da paesi essenzialmente industrializzati, sono invece risultate estremamente dinamiche la domanda e l'offerta di carbone nella zona indicata nella tavola 1.10 come "Altri paesi". In quest'area, composta essenzialmente da paesi in via di sviluppo, la crescita è stata appena scalfita dalla crisi economica e finanziaria, con un calo di pochi punti percentuali rispetto ai valori medi del precedente quinquennio. Non solo i consumi di carbone sono cresciuti a ritmi dell'ordine del 7% anche attraverso la crisi ma, in presenza di un calo della domanda nelle altre aree mondiali, la produzione eccedente si è convertita in un surplus di offerta. Mentre il deficit di produzione nell'area OCSE diminuiva da 230 milioni di tonnellate nel 2007 a 90 milioni di tonnellate nel 2009, negli "Altri paesi" l'eccesso produttivo cresceva da 60 milioni di tonnellate a 170 milioni di tonnellate. Aggiungendo anche il surplus produttivo dei paesi ex URSS, in detta area l'aumento delle scorte nel corso del 2008-2009 raggiungeva complessivamente quasi 300 milioni di tonnellate da smaltire all'inizio del 2010.

Commercio internazionale

Negli ultimi anni il commercio internazionale del carbone termico, definito come somma delle esportazioni/importazioni totali lorde, si è mantenuto attorno all'11-12% della produzione e del consumo in termini calorici, ma con significative modifiche nella composizione, soprattutto tra i principali paesi produttori (Tavv. 1.11 e 1.12). Così, nel periodo 2004-2010 l'incidenza del carbone australiano è aumentata dal 18% al 21% e ancora più forte è stata la crescita delle esportazioni indonesiane, che nello stesso periodo sono diventate il 22% delle esportazioni totali, mentre prima erano il 16%. In parallelo si è verificato un forte calo delle esportazioni cinesi, passate dal 14% a meno del 2% delle esportazioni lorde mondiali, nel 2010. Le esportazioni di carbone russo sono anch'esse leggermente diminuite di qualche punto percentuale.

Ancora maggiore è stata la modifica dei flussi verso i paesi importatori, soprattutto per la Cina, la cui incidenza sulle importazioni lorde mondiali è aumentata da meno dell'1% nel 2004 a quasi il 16% nel 2010, e del Giappone dove è invece calata dal 27% al 15% nello stesso arco di tempo. Il peso delle importazioni dell'Unione europea, dopo una significativa crescita fino a un massimo del 21% nel 2006, è sceso repentinamente a meno del 13% nei successivi quattro anni. È evidente, tuttavia, che la principale causa di queste significative modifiche è stata la difficoltà della Cina a stare al passo con la domanda interna, per problemi non certo produttivi quanto di logistica dei trasporti. Le importazioni di carbone termico della Cina rappresentano, infatti, appena il 4% della produzione attuale.

Con il progressivo declino delle miniere nel cuore della produzione cinese nella provincia dello Shanxi, le nuove aree di estrazione intensiva si stanno spostando verso lo Xinjiang e altre zone interne attualmente mal collegate con i centri di grande consumo prevalentemente costieri. Il 12° Piano quinquennale cinese prevede il potenziamento dei collegamenti dalle zone produttive, che entro il 2015 dovrebbero permettere lo spostamento su ferrovia di buona parte del miliardo di tonnellate attualmente trasportato via strada a elevati costi economici e ambientali. A partire dal 2009 è anche iniziata l'opera di accentramento e ammodernamento della produzione di carbone nello Shanxi, volta ad aumentare la produttività e la sicurezza delle miniere, attualmente gestita in prevalenza da piccoli operatori locali. Pertanto, si può prevedere un'attenuazione della dinamica di importazione cinese, nonostante il continuo forte aumento del fabbisogno.

A trarre profitto dall'irruzione delle importazioni cinesi sul mercato internazionale è stato soprattutto il carbone indonesiano, il cui flusso verso la Cina è aumentato di oltre 30 volte dal 2004, e che oggi costituisce il 45% delle importazioni tota-

li di questo paese. Ne ha beneficiato anche il carbone di origine australiana, seppure in minore misura per via delle inondazioni seguite alle piogge torrenziali cadute sullo Stato del Queensland a partire dal mese di ottobre. Ma quasi tutti i grandi paesi produttori hanno visto un forte aumento delle loro esportazioni verso la Cina.

TAV. 1.11

Principali flussi internazionali di carbone termico dal 2004 al 2010

Mt

PAESI IMPORTATORI	ESPORTAZIONI DA								
	AUSTRALIA	INDONESIA	RUSSIA	SUD-AFRICA	CINA	COLOMBIA	STATI UNITI	ALTRI	TOTALE
Esportazioni totali									
2004	99,5	89,7	127,7	44,9	80,9	50,6	12,5	55,3	560,9
2005	99,6	107,0	152,0	48,2	66,4	57,1	11,6	66,8	608,6
2006	112,7	124,7	160,8	59,8	58,9	63,6	11,3	86,2	678,0
2007	112,1	132,0	172,3	66,2	50,5	65,8	15,2	125,2	739,4
2008	125,4	134,9	170,1	59,2	41,8	70,0	21,8	70,2	693,4
Anno 2009	**153,5**	**151,2**	**165,5**	**62,4**	**19,0**	**67,3**	**7,3**	**99,7**	**725,8**
UE 27	5,2	0,0	39,5	26,9	0,0	25,8	0,0	14,3	111,7
Cina	21,9	28,6	9,9	0,7	0,0	0,0	0,3	30,7	92,1
India	0,6	22,5	0,0	8,5	0,0	0,0	0,0	27,4	59,0
Giappone	60,7	23,6	6,3	0,5	6,5	0,0	0,0	8,9	106,5
Corea	29,0	22,6	4,1	0,6	6,9	0,0	0,0	14,4	77,5
Taiwan	25,3	24,1	2,0	2,3	4,6	0,0	0,1	0,8	59,1
Altri	10,9	29,8	103,7	22,8	1,1	41,5	6,9	3,2	219,9
Anno 2010	**157,8**	**166,8**	**156,9**	**68,4**	**12,6**	**71,9**	**2,4**	**114,0**	**750,9**
UE 27	4,6	0,0	33,5	13,3	0,0	25,0	0,0	18,5	94,9
Cina	19,6	53,5	7,1	7,0	0,0	3,7	1,4	26,7	118,9
India	0,4	12,4	0,0	23,8	0,0	0,0	0,2	45,2	82,0
Giappone	69,7	23,6	7,6	0,3	4,3	0,1	0,5	9,9	116,0
Corea	26,1	37,6	7,3	2,3	3,5	1,7	0,1	8,5	87,2
Taiwan	27,6	23,9	1,2	2,7	4,1	2,1	0,2	0,7	62,6
Altri	9,9	15,8	100,2	18,8	0,6	39,2	0,0	4,6	189,2
Contenuto calorico medio (tep/t)	0,551	0,615	0,469	0,564	0,508	0,650	0,563	-	-

Fonte: Platts, *International Coal Report.*

TAV. 1.12

Incidenza delle esportazioni/importazioni a livello mondiale dal 2004 al 2010

Valori pecentuali

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Per paese esportatore							
Australia	17,7	16,4	16,6	15,2	18,1	21,1	21,0
Indonesia	16,0	17,6	18,4	17,9	19,5	20,8	22,2
Sudafrica	8,0	7,9	8,8	8,9	8,5	8,6	9,1
Russia	22,8	25,0	23,7	23,3	24,5	22,8	20,9
Colombia	9,0	9,4	9,4	8,9	10,1	9,3	9,6
Canada	3,8	3,3	2,8	2,9	2,7	2,4	2,9
Vietnam	2,7	3,3	3,8	3,6	4,3	3,8	2,9
Cina	14,4	10,9	8,7	6,8	6,0	2,6	1,7
Stati Uniti	2,2	1,9	1,7	2,1	3,1	1,0	0,3
Altri	3,4	4,4	6,1	10,4	3,1	7,5	9,5
TOTALE	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**
Per paese importatore							
EU	13,6	16,5	21,2	18,5	17,4	15,4	12,6
Cina	0,5	0,5	0,9	4,2	4,3	12,7	15,8
India	4,5	5,7	5,6	6,6	8,2	8,1	10,9
Giappone	27,5	25,7	23,9	23,3	17,2	14,7	15,5
Corea	10,2	8,5	8,3	8,5	10,3	10,7	11,6
Taiwan	9,2	8,4	9,1	8,9	9,3	8,1	8,3
Altri	34,6	34,6	30,9	30,0	33,2	30,3	25,2
TOTALE	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

Fonte: Platts, *International Coal Report.*

Prezzo internazionale

La quadruplicazione in un triennio delle importazioni di carbone termico dalla Cina, passata da meno di 30 milioni di tonnellate nel 2008 a quasi 120 milioni di tonnellate nel 2010, è stata uno dei principali motivi alla base della tenuta del prezzo sui mercati internazionali in un periodo in cui il prezzo del greggio crollava a valori minimi (Fig. 1.18). Successivamente, i prezzi non hanno fatto altro che crescere, sostenuti anche dall'aumento del prezzo del greggio e, alla fine del 2010, dalle alluvioni in Australia che hanno causato la riduzione del 10% della produzione di questo fornitore chiave del mercato asiatico. Le maggiori tensioni dovute alle importazioni cinesi hanno portato a una dinamica dei prezzi medi molto più accentuata su questo mercato rispetto a quello atlantico, dove i prezzi sono rimasti stabilmente inferiori fino alla metà del 2010. Nella primavera del 2010 la differenza dei prezzi era del 45% rispetto a valori tipici del 10%. Successivamente, con il progressivo aumento del prezzo del greggio, anche i prezzi del carbone diretto ai mercati del Nord Europa hanno ripreso a crescere, rimanendo però sempre alquanto inferiori a quelli del mercato asiatico.

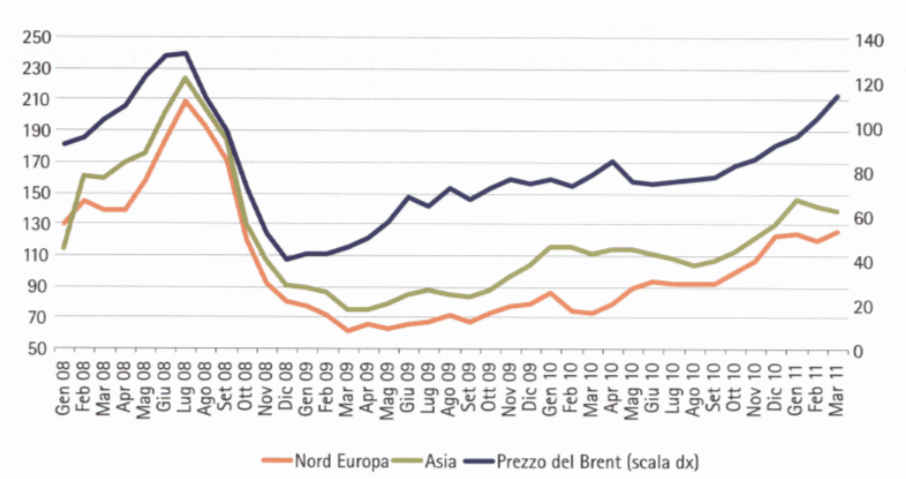


FIG. 1.18

Prezzo internazionale del carbone termico e prezzo del greggio Brent

$/t per il carbone; $/barile per il Brent

Fonte: Platts, *International Coal Report.*

Domanda e offerta di energia in Italia

Come era prevedibile, considerata la forte recessione del 2009 accompagnata dal crollo dei consumi, l'inizio di una ripresa nel 2010 ha visto un significativo risveglio del settore energetico, ma non ancora un rilancio. Come si può dedurre dalla tavola 1.13, il recupero ha riguardato in maggiore o minore misura quasi tutte le fonti di energia e i settori di attività.

La produzione di energia primaria è aumentata del 9,2% rispetto al valore massimo degli ultimi sei anni, grazie soprattutto al forte incremento nella produzione di fonti rinnovabili e di petrolio (rispettivamente 2,0 e 0,6 milioni di tep), mentre il rialzo nella produzione di gas è stato molto più contenuto (0,2 milioni). Le importazioni sono cresciute complessivamente del 4,9%, soprattutto quelle del gas (5,0 milioni di tep), seguite dalle importazioni di petrolio e di carbone (rispettivamente 2,6 e 1,2 milioni di tep), nonché di piccoli quantitativi di biomasse (0,2 milioni di tep). Sono invece alquanto diminuite le importazioni di energia elettrica (–0,3 milioni di tep). Le esportazioni, dominate come sempre dai derivati del petrolio, sono aumentate di 2,6 milioni di tep. Sono invece leggermente calate le esportazioni di energia elettrica, ma meno delle importazioni, così che l'import netto è sceso di circa 0,2 milioni di tep.

TAV. 1.13

Bilancio energetico nazionale nel 2009 e nel 2010

Milioni di tep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNO-VABILI	ENERGIA ELETTRICA[A]	TOTALE
Anno 2010						
Produzione	0,30	6,80	5,11	20,92	0,00	33,12
Importazione	13,90	61,70	96,88	1,53	10,07	184,09
Esportazione	0,23	0,12	28,85	0,11	0,40	29,71
Variazione scorte	0,69	0,43	1,07	0,02	0,00	2,21
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	13,27	67,96	72,06	22,33	9,67	185,29
Consumi e perdite del settore energetico	-0,18	-1,36	-5,31	-0,11	-40,81	-47,78
Trasformazione in energia elettrica	-9,88	-24,81	-3,91	-17,97	56,57	0,00
Totale impieghi finali (5+6+7)	3,21	41,79	62,84	4,25	25,43	137,51
- industria	3,09	12,70	5,28	0,41	10,13	31,61
- trasporti	0,00	0,68	39,83	1,45	0,94	42,89
- usi civili	0,00	27,71	4,54	2,13	13,88	48,26
- agricoltura	0,00	0,14	2,32	0,26	0,48	3,20
- sintesi chimica	0,11	0,56	7,48	0,00	0,00	8,15
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,40	0,00	0,00	3,40
Anno 2009						
Produzione	0,29	6,56	4,55	18,90	0,00	30,31
Importazione	12,73	56,72	94,29	1,35	10,36	175,44
Esportazione	0,24	0,10	26,19	0,09	0,47	27,08
Variazione scorte	-0,29	-0,73	-0,64	-0,01	0,00	-1,67
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	13,07	63,90	73,30	20,18	9,89	180,34
Consumi e perdite del settore energetico	-0,19	-1,09	-5,91	-0,10	-40,35	-47,64
Trasformazione in energia elettrica	-10,18	-23,77	-5,07	-16,38	55,40	0,00
Totale impieghi finali (5+6+7)	2,70	39,04	62,32	3,71	24,94	132,71
- industria	2,59	11,85	5,28	0,39	9,83	29,96
- trasporti	0,00	0,60	39,93	1,06	0,91	42,50
- usi civili	0,00	25,88	4,77	2,01	13,72	46,37
- agricoltura	0,00	0,14	2,41	0,25	0,49	3,29
- sintesi chimica	0,10	0,57	6,55	0,00	0,00	7,22
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,37	0,00	0,00	3,37

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori Ministero dello sviluppo economico.

L'immissione nelle scorte ha prevalso sui prelievi per tutte le fonti con una variazione complessiva di 2,2 milioni di tep, di cui la metà di petrolio e prodotti petroliferi e circa un terzo di carbone. Tirando le somme, la disponibilità per il consumo interno, che poi corrisponde al fabbisogno effettivo, è aumentata di 5,0 milioni di tep, valore apprezzabile ma comunque insufficiente a raggiungere il livello di 191 milioni del 2008 e molto lontano dal massimo storico di 198 milioni verificatosi nel 2005.

La ripresa dell'economia si è riflessa in un importante incremento dei consumi di fonti rinnovabili e di gas naturale per la trasformazione in energia elettrica (rispettivamente di 1,6 e 1,0 milioni di tep), mentre in questo comparto calava leggermente l'input di carbone e in modo più consistente quello di petrolio (di 0,3 e 1,2 milioni di tep, rispettivamente). Tra le fonti rinnovabili l'energia eolica e fotovoltaica hanno avuto la crescita di gran lunga più robusta, arrivando ai valori tipici delle prime fasi di sviluppo (29% e 137%), ma il risultato complessivo (8,6%) riflette il molto più forte contributo dell'energia idrica che copre il 67% della generazione rinnovabile, pur essendo aumentata di solo il 2,9% rispetto al 2009.

L'incremento delle attività di trasformazione del settore energetico, di trasporto e di distribuzione fino all'uso finale hanno comportato un aumento dei consumi e delle perdite molto esiguo (appena 0,1 milioni di tep), dovuto alla compensazione interna tra incrementi nel settore elettrico e del gas e riduzio-

ni nel settore petrolifero. Sottraendo i consumi e le perdite di trasformazione e di trasporto, la disponibilità di energia per gli impieghi finali è cresciuta complessivamente di 4,8 milioni di tep.

In termini assoluti, il gas naturale ha visto di gran lunga il più forte rialzo (2,8 milioni di tep) dovuto, tuttavia, essenzialmente alle condizioni climatiche invernali. In termini relativi la crescita maggiore è stata per il carbone (18,7%) in utilizzi soprattutto manifatturieri, dato che sono leggermente calati i consumi termoelettrici. È significativa la riduzione dei consumi di petrolio in tutti i settori a eccezione della sintesi chimica e, marginalmente, dei bunkeraggi internazionali. Dalla tavola 1.13 risulta evidente una significativa ripresa dei consumi nel settore industriale con un incremento di 2,6 milioni di tep (inclusa la sintesi chimica), corrispondente a un aumento relativo del 7,0% sui consumi del 2009. Segue il settore civile, con un incremento di 1,9 milioni di tep, un aumento del 4,1% rispetto al 2009 in termini relativi, dovuto soprattutto al freddo clima invernale. È invece rimasta molto contenuta la crescita nel settore dei trasporti, appena 0,4 milioni di tep, che riscontra anche una flessione dei prodotti petroliferi a favore del gas naturale e dei biocarburanti. Infine, l'agricoltura denuncia un leggero calo dei consumi.

L'andamento dei principali indicatori energetici riportati nella tavola 1.14 per gli ultimi sette anni è apparentemente incoraggiante per il futuro della sicurezza degli approvvigionamenti energetici del Paese. Dopo il valore massimo raggiunto nel 2005, il fabbisogno di energia primaria risulta in calo o comunque sembra essersi stabilizzato anche prima della crisi economica del 2008-2009. Nonostante la consistente riduzione della produzione nazionale di fonti fossili, la produzione di energia primaria è in continuo aumento grazie alla scalata delle fonti rinnovabili. Le importazioni di fonti fossili sono complessivamente in calo dal 2006. L'input primario alla generazione elettrica non cresce significativamente. La domanda di energia negli usi finali, dopo la trasformazione e la distribuzione, pare avviata a una stabilizzazione o decrescita se si esclude il settore civile, i cui consumi sono comunque influenzati dalle condizioni climatiche estive e invernali. Il rapporto energia primaria/PIL e l'intensità elettrica del PIL sono aumentati nel 2010 rispetto al 2005, presumibilmente a causa della ridotta crescita del PIL. Il trend di entrambe le variabili è comunque da anni in diminuzione con alti e bassi, come si desume dalla figura 1.19.

TAV. 1.14

Andamento dei principali indicatori energetici nazionali dal 2004 al 2010

Mtep e numeri indice

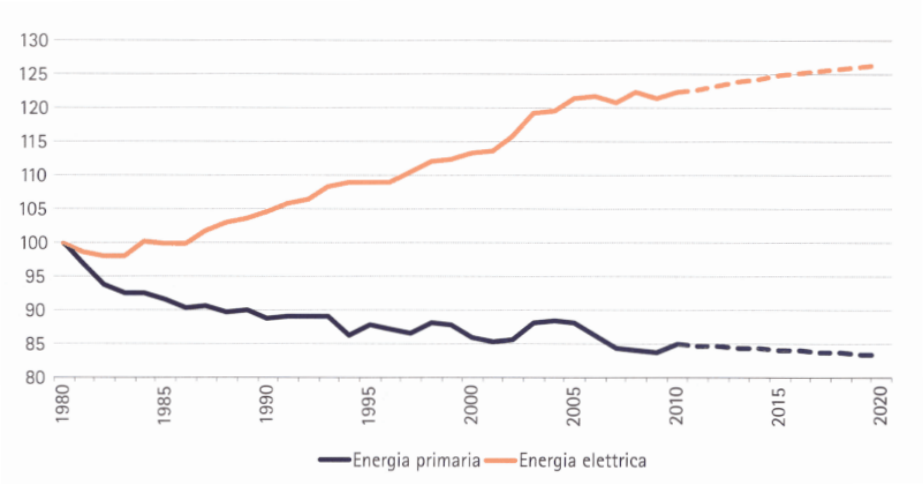
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Fabbisogno di energia primaria	**195,5**	**197,8**	**196,2**	**194,2**	**191,3**	**180,3**	**185,3**
Produzione di energia primaria	**30,0**	**29,4**	**28,7**	**28,0**	**29,7**	**30,3**	**33,1**
Fonti fossili	16,5	16,7	15,3	14,4	13,3	11,4	12,2
Energia rinnovabile	13,5	12,7	13,4	13,6	16,3	18,9	20,9
Importazioni di fonti fossili	**180,2**	**186,0**	**188,0**	**186,0**	**181,4**	**164,1**	**171,9**
Carbone	17,1	17,0	17,2	17,2	16,7	13,1	13,3
Petrolio	107,6	108,4	107,0	107,8	101,7	94,3	96,9
Impieghi finali	**143,4**	**146,6**	**145,7**	**143,2**	**141,1**	**132,7**	**137,5**
Industria	49,0	48,7	48,9	48,1	45,2	37,2	39,8
Usi civili	43,3	47,1	45,3	43,3	45,3	46,4	48,3
Trasporti	44,4	44,0	44,5	44,9	43,7	42,5	42,9
Altri settori	6,7	6,8	6,9	6,9	7,0	6,7	6,6
Input primario alla generazione elettrica	**59,3**	**58,2**	**59,5**	**59,2**	**59,7**	**55,4**	**56,6**
Rapporto energia/PIL (1980 = 100)							
Energia primaria	88,4	88,0	86,1	84,3	84,1	83,6	84,8
Elettricità	119,7	121,4	121,7	120,8	122,4	121,7	122,4

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

FIG. 1.19

Intensità energetica del PIL dal 1980 al 2020

Numeri indice 1980 = 100



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

Questi risultati, sicuramente positivi, sono comunque stati raggiunti in presenza di una crescita del PIL che si è mantenuto su un livello medio alquanto contenuto rispetto al complesso dei paesi dell'Unione europea, e viene da chiedersi come sarebbe l'andamento del settore energetico se il Paese riprendesse a crescere a ritmi più allineati a quelli europei. Un tale quadro di crescita viene invocato da più parti per favorire la piena occupazione, migliori condizioni economiche e sociali, oltre che il rientro del debito pubblico entro limiti ragionevoli. Tuttavia ciò si accompagnerebbe a un maggiore ritmo di crescita, con conseguenze sul fabbisogno di energia, delle quali occorre essere consapevoli, anche per le necessità di rafforzamento delle politiche di risparmio energetico.

A titolo di esempio si riportano in termini di fabbisogno di energia primaria e di elettricità, ottenuti applicando agli andamenti tendenziali del rapporto energia/PIL illustrati nella figura 1.19, un'ipotesi di crescita del PIL a un tasso annuo che, partendo da 1,3% nel 2010, raggiunga progressivamente il 2,8% nel 2020, con una media per il decennio pari al 2,2% (Tav. 1.15). Per confronto la tavola riporta anche i risultati ottenuti nell'ipotesi di uno sviluppo del PIL dell'1,1% annuo, prossimo a quello medio del decennio precedente la crisi del 2008-2009.

Lo stacco nel fabbisogno energetico tra i due scenari (22 milioni di tep di energia primaria e 45 TWh di elettricità nel 2020) deve essere interpretato come stima orientativa. Infatti, una crescita più elevata del PIL normalmente implica anche un maggiore ricambio degli impianti e un tasso di innovazione tecnologica, assieme ad altri effetti che dovrebbero sollecitare la riduzione dell'intensità energetica del PIL oltre i livelli indicati nello scenario tracciato nella figura 1.19, anche se non tali da riportare il fabbisogno di energia al 2020 ai livelli prevedibili per lo scenario di crescita bassa.

TAV. 1.15

Scenari alternativi per lo sviluppo del fabbisogno di energia in Italia

INDICATORI	2010	2015	2020
Crescita alta			
Prodotto interno lordo (miliardi di €)	1.549	1.702	1.935
Energia primaria (Mtep)	185	202	227
Energia elettrica (TWh)	327	366	421
Crescita bassa			
Prodotto interno lordo (miliardi di €)	1.549	1.682	1.903
Energia primaria (Mtep)	185	194	203
Energia elettrica (TWh)	327	352	376

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

L'istituto statistico dell'Unione europea (Eurostat) raccoglie e pubblica i dati sui prezzi pagati dal consumatore finale per l'utilizzo dell'energia elettrica e del gas naturale nei diversi Stati membri, a partire dall'anno 1985.

Dall'1 luglio 1991 i dati sui prezzi finali pagati dai consumatori industriali sono raccolti e pubblicati ai sensi della direttiva 90/377/EEC, concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica. La direttiva citata ha ampliato la portata della rilevazione statistica preesistente, per quanto riguarda i consumatori industriali, e ha definito una procedura per la comunicazione all'Eurostat dei dati relativi a ogni Stato membro. L'Eurostat ha continuato a effettuare la rilevazione relativa ai prezzi pagati dai consumatori domestici, ancorché non disciplinata dalla direttiva 90/377/EEC, sulla base di un *gentleman's agreement* con gli Stati membri. Il 7 giugno 2007 la Commissione europea, con la decisione 2007/394/CE, ha rivisto la direttiva, aggiornando la metodologia di rilevazione dei prezzi al fine di renderla maggiormente coerente con il nuovo assetto di mercato, previsto dalla completa liberalizzazione dell'attività della vendita finale a partire dall'1 luglio 2007. L'Eurostat ha provveduto ad adeguare anche la metodologia per la raccolta dei prezzi finali pagati dai clienti domestici, confermando l'accordo volontario sottoscritto dagli Stati membri. A seguito delle sostanziali modifiche apportate alla direttiva 90/377/EEC, per ragioni di chiarezza il Parlamento e il Consiglio europeo, in data 22 ottobre 2008, hanno emanato la direttiva 2008/92/CE sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas ed energia elettrica, che rappresenta una rifusione delle disposizioni in questione.

La nuova metodologia di rilevazione dei prezzi, come ampiamente descritto nella *Relazione Annuale 2008*, ha sostituito la raccolta dei prezzi puntuali per tipologia di consumatore tipo con la raccolta di prezzi medi semestrali articolati per classi di consumo e ponderati sulla base delle quote di mercato dei fornitori di energia elettrica e gas. Con l'adozione della nuova metodologia, le serie storiche presentano una soluzione di continuità a partire da gennaio 2008. Infatti, da tale data la nuova metodologia è entrata in vigore ufficialmente anche se, già da luglio 2007, agli Stati membri è stata concessa la possibilità di comunicare i prezzi all'Eurostat sulla base della nuova metodologia, anziché di quella preesistente, e la maggior parte dei paesi ha scelto questa opzione. Si precisa che con la nuova metodologia di rilevazione, la quale ha per oggetto i prezzi medi, si raccolgono i prezzi pagati dai clienti finali senza distinzione, con riferimento al nostro Paese, tra mercato libero e condizioni di maggior tutela o salvaguardia, mentre la rilevazione precedente rifletteva le tariffe di fornitura nel mercato vincolato.

Le tavole e i grafici riportati nei paragrafi che seguono si riferiscono pertanto ai prezzi comunicati all'Eurostat sulla base della nuova metodologia di rilevazione ed estratti dal database Eurostat in data 27 maggio 2011. Con riferimento al mercato elettrico, ai fini del confronto con gli altri paesi europei è stato considerato il secondo semestre 2010, a partire dal quale si è reso disponibile per l'Italia il prezzo al netto delle imposte e di altri eventuali oneri. Infine, si ricorda che, per i paesi non appartenenti alla zona euro, le variazioni dei prezzi sottintendono anche gli andamenti del valore delle rispettive valute nazionali rispetto alla moneta europea.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per le utenze domestiche

Nel secondo semestre 2010 i consumatori domestici appartenenti alla prima classe di consumo (< 1.000 kWh/anno) hanno pagato per gli usi elettrici prezzi moderatamente superiori rispetto alla media europea, sia al lordo (+4%) sia al netto delle imposte (+8%). Al riguardo, si evidenzia che la metodologia di rilevazione dei prezzi Eurostat non distingue tra consumatori residenti e non residenti, differenziazione peraltro tipica del contesto italiano. Il risultato del confronto è pertanto condizionato dalla significativa presenza in tale classe di consumatori non residenti (per esempio, seconde case). Infatti, con riferimento alla seconda classe di consumo (1.000-2.500 kWh/anno), dove tale presenza è meno rilevante, il quadro appare decisamente diverso e i prezzi italiani risultano inferiori del 12% al lordo delle imposte e del 9% al netto, rispetto ai livelli medi europei. Si può stimare che il 60% delle famiglie italiane residenti (escludendo quindi le seconde case), con consumi annui inferiori a 2.500 kWh, paghi per l'elettricità prezzi più bassi della media europea. Per i consumi più elevati, i prezzi italiani evidenziano scostamenti positivi rispetto ai corrispondenti prezzi medi europei, con differenze crescenti per le classi di consumo più alte (Tav. 1.16).

Con riferimento, in particolare, alla classe di consumo 2.500-5.000 kWh/anno, l'Italia presenta prezzi lordi dell'energia elettrica relativamente più elevati della media europea, sebbene il divario si sia attenuato rispetto al passato. Tra i paesi con prezzi più elevati rispetto ai valori medi italiani rientrano la Danimarca, la Germania e il Belgio. I paesi con prezzi al di sotto della media europea includono la Francia, la Finlandia, il Regno Unito e la Grecia, mentre tra i prezzi più bassi figurano quelli relativi ad alcuni paesi dell'Europa orientale. Occorre ricordare inoltre che il confronto risente di livelli di tassazione poco omogenei tra paesi: pertanto, mentre la Danimarca e la Germania vengono penalizzate dagli alti livelli di tassazione (superiori anche al 50%), il Regno Unito presenta un'incidenza fiscale molto contenuta (intorno al 5%, ben al di sotto della media europea che è superiore al 30%). Il confronto con l'analogo periodo dell'anno precedente, riferito alla medesima classe di consumo, evidenzia una diminuzione dei prezzi dell'energia elettrica per usi domestici in Italia (-4%), Lussemburgo (-7%) e Paesi Bassi (-8%) contro un incremento medio per i prezzi europei che si attesta intorno al 5% (Fig. 1.20).

TAV. 1.16

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; luglio-dicembre 2010; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		≥15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	17,72	25,70	14,96	21,15	13,96	19,30	12,75	17,53	10,75	14,66
Belgio	21,76	28,52	16,41	21,94	14,60	19,74	12,87	17,65	10,75	15,09
Bulgaria	7,01	8,42	6,92	8,32	6,92	8,30	6,94	8,32	6,96	8,34
Cipro	18,64	22,24	16,79	20,10	16,90	20,21	16,77	20,06	16,98	20,28
Danimarca	14,41	30,10	14,41	30,10	11,99	27,08	10,21	23,46	10,21	23,46
Estonia	7,33	10,30	7,25	10,20	7,11	10,04	6,90	9,78	6,29	9,06
Finlandia	20,13	25,85	13,30	17,44	10,26	13,70	8,86	11,98	7,26	10,01
Francia	18,44	23,24	11,33	14,82	9,71	12,89	8,63	11,58	8,32	11,22
Germania	24,72	37,25	15,79	26,95	13,70	24,38	12,51	22,92	12,14	22,11
Grecia	10,06	11,81	8,60	10,53	9,59	12,11	10,88	14,01	13,51	17,62
Irlanda	37,03	43,86	18,91	21,94	16,29	18,75	14,70	16,83	12,52	14,26
Italia	**21,84**	**27,53**	**12,51**	**16,18**	**13,87**	**19,19**	**17,36**	**24,14**	**20,81**	**27,31**
Lettonia	9,53	10,49	9,53	10,48	9,53	10,48	9,53	10,49	9,49	10,43
Lituania	10,43	12,62	10,24	12,39	10,05	12,16	9,76	11,80	9,33	11,28
Lussemburgo	21,42	24,82	16,22	19,31	14,49	17,47	13,38	16,29	11,83	14,66
Malta	37,05	39,00	19,00	20,00	15,15	17,00	17,10	18,00	31,35	33,00
Paesi Bassi[A]	23,54	n.d.	14,74	9,83	12,59	16,96	11,53	20,94	10,62	17,22
Polonia	14,13	17,86	11,69	14,87	10,82	13,82	10,44	13,35	10,16	13,01
Portogallo	21,04	33,63	11,92	18,66	10,61	16,66	9,50	15,16	8,81	13,92
Regno Unito	14,98	15,73	14,95	15,68	13,80	14,49	12,46	13,07	11,50	12,08
Rep. Ceca	24,50	29,53	18,22	22,00	11,46	13,92	9,49	11,55	8,17	9,94
Romania	8,32	10,44	8,45	10,60	8,39	10,52	8,27	10,38	7,88	9,89
Slovacchia	19,97	23,76	15,47	18,41	13,76	16,37	12,25	14,58	10,41	12,39
Slovenia	17,41	26,03	12,14	17,00	10,58	14,26	9,94	13,02	9,66	12,33
Spagna	29,26	36,29	16,81	20,85	14,92	18,51	13,63	16,91	12,44	15,43
Svezia	23,66	33,24	14,09	21,19	12,80	19,58	10,76	16,99	9,47	15,38
Ungheria	14,13	17,80	13,17	16,61	12,47	15,74	11,87	14,98	12,24	15,45
Croazia	*14,85*	*18,36*	*9,11*	*11,28*	*9,30*	*11,53*	*8,97*	*11,12*	*8,62*	*10,68*
Norvegia	*34,32*	*44,63*	*21,26*	*28,29*	*13,88*	*19,07*	*9,84*	*14,02*	*8,63*	*12,51*
Unione europea[B]	**20,14**	**26,38**	**13,78**	**18,37**	**12,39**	**17,08**	**11,63**	**16,36**	**11,31**	**15,78**

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

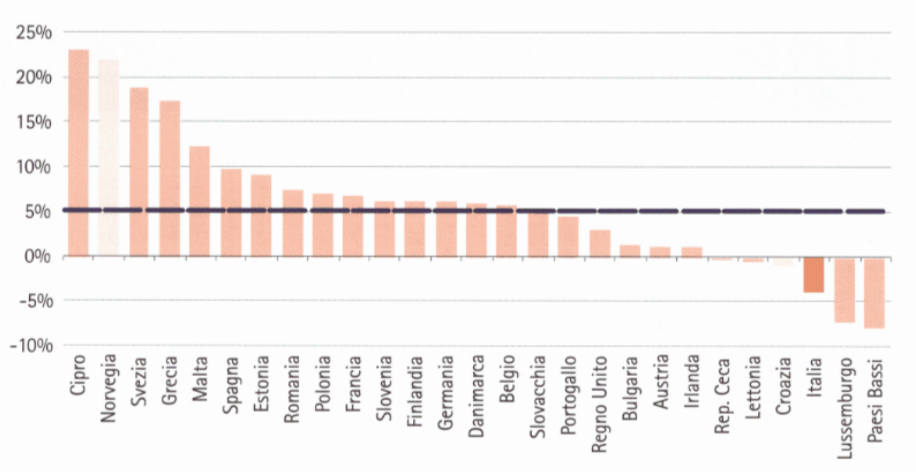
(B) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea, ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi domestici nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o di ritardo nella pubblicazione di un prezzo, Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.20

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Variazione percentuale luglio-dicembre 2010-2009 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh(A)



(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione percentuale del prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali per l'Unione europea. Nel grafico sono anche rappresentate le variazioni di prezzo di due paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Con riferimento alle classi di consumo superiori a 5.000 kWh annui, nel secondo semestre 2010 i prezzi lordi italiani hanno registrato riduzioni comprese tra l'8% e il 12% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, mantenendo tuttavia un differenziale notevole rispetto ai prezzi medi europei. Gli scostamenti di prezzo riscontrati con riferimento alle suddette classi di consumo sono in parte riferibili alla riforma del sistema tariffario per i consumatori domestici, entrata in vigore l'1 giugno 2009, che ha comportato una penalizzazione delle classi di consumo molto alte, marginali peraltro in termini di numero di famiglie interessate, a favore delle soglie di consumo inferiori (Fig. 1.21). Tuttavia, tale effetto risulta parzialmente ridimensionato già a partire dal 2010 rispetto a quanto riscontrato nel 2009, a seguito delle revisioni decise dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Inoltre, con la delibera 19 aprile 2010, ARG/elt 56/10, l'Autorità ha introdotto nuove disposizioni in materia di connessioni per l'alimentazione di pompe di calore a uso domestico e di veicoli elettrici; ciò allo scopo di evitare penalizzazioni per gli utenti interessati, derivanti da una struttura tariffaria progressiva (accresciuta dal sistema di imposizione fiscale che non colpisce i bassissimi livelli di consumo), tale per cui il prezzo unitario dell'elettricità aumenta al crescere dei quantitativi di consumo, per lo meno a partire da un consumo annuo superiore a 2.500 kWh.

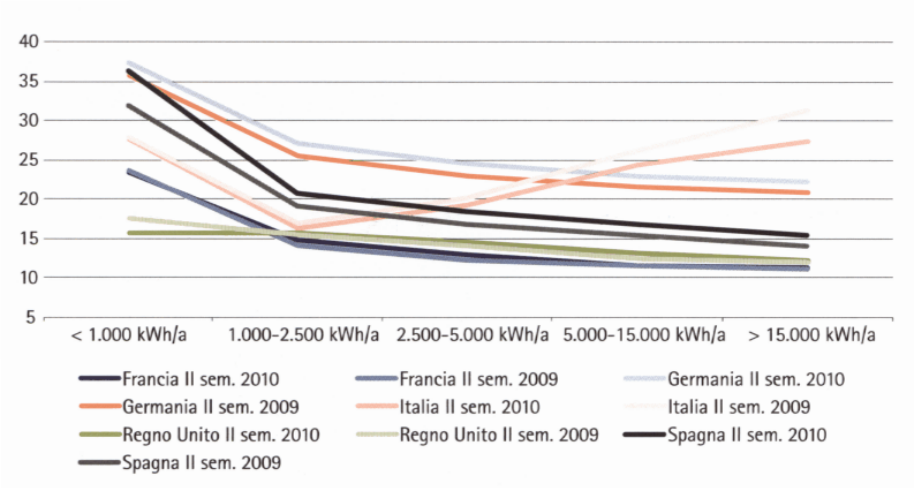


FIG. 1.21

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

Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze industriali

Nel secondo semestre 2010 le imprese italiane hanno pagato prezzi dell'energia elettrica, al lordo e al netto delle imposte, superiori alla media europea per tutte le classi di consumo (Tav. 1.17). Con riferimento alla classe di consumo 500-2.000 MWh/anno, una delle più rappresentative per il mercato italiano, i prezzi medi italiani risultano superiori del 26% al lordo delle imposte e del 18% al netto, rispetto ai livelli medi europei. Anche i prezzi medi lordi pagati dalle imprese danesi e tedesche si collocano su valori superiori alla media europea. Occorre sottolineare, tuttavia, che tali paesi presentano livelli di imposizione fiscale particolarmente elevati.

Rispetto ai prezzi registrati nel secondo semestre 2009 per la medesima classe di consumo, i principali paesi europei evidenziano una relativa stabilità dei livelli medi di prezzo che si riflette in un incremento molto limitato del valore medio europeo (1,7%). Per quanto concerne l'Italia, il prezzo medio lordo per la classe di consumo 500-2.000 MWh/anno evidenzia una variazione percentuale (1,4%) in linea con la media europea (Fig. 1.22).

TAV. 1.17

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; luglio-dicembre 2010; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Belgio	14,71	19,80	11,73	15,84	9,42	12,76	8,36	11,37	7,14	9,67	6,75	9,06
Bulgaria	7,76	9,45	7,03	8,51	6,54	7,98	5,88	7,19	5,10	6,25	4,92	6,03
Cipro	18,21	21,71	17,77	21,20	16,57	19,84	15,47	18,57	14,15	17,05	14,02	16,91
Danimarca	10,21	23,46	9,32	19,94	8,67	19,28	8,62	19,15	7,96	18,40	7,96	18,30
Estonia	7,35	10,33	6,56	9,37	6,04	8,73	6,04	8,66	5,50	7,92	5,09	7,13
Finlandia	8,38	10,63	7,70	9,79	6,57	8,41	6,41	8,21	5,64	7,26	5,46	7,04
Francia	11,04	14,48	7,84	10,38	6,29	8,19	5,70	7,49	5,42	7,33	4,86	6,62
Germania	16,03	25,06	11,07	17,98	9,14	15,62	7,90	14,05	7,14	12,85	7,11	12,20
Grecia	14,45	18,04	10,69	13,79	8,76	11,39	7,49	9,93	6,58	8,85	6,08	8,24
Irlanda	17,02	19,52	13,44	15,32	11,24	12,77	8,60	9,67	7,94	8,60	n.d.	n.d.
Italia	**21,72**	**29,71**	**11,45**	**17,54**	**10,74**	**16,03**	**10,07**	**14,03**	**9,27**	**12,37**	**8,98**	**11,16**
Lettonia	11,62	14,06	9,62	11,63	9,07	10,96	8,50	10,29	8,31	10,05	7,66	9,28
Lituania	11,58	14,79	10,73	13,54	9,95	12,65	9,61	12,38	8,20	10,64	n.d.	n.d.
Lussemburgo	15,40	18,45	10,95	12,32	9,57	10,86	7,68	8,42	6,68	7,19	n.d.	n.d.
Malta	29,00	30,45	20,00	21,00	18,00	18,90	16,00	16,80	15,00	15,75	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	14,06	21,52	9,61	16,31	8,49	12,29	7,92	11,06	7,51	9,91	7,50	9,98
Polonia	15,75	19,83	11,41	14,53	9,37	12,04	8,09	10,48	7,55	9,82	7,17	9,36
Portogallo	10,80	17,72	9,20	12,66	8,67	9,64	7,61	8,37	6,48	7,18	5,63	6,07
Regno Unito	14,23	16,93	11,45	13,97	9,58	11,64	8,53	10,40	7,72	9,32	7,68	9,29
Rep. Ceca	17,64	21,30	13,79	16,68	10,70	12,97	9,57	11,63	9,23	11,22	9,17	11,14
Romania	10,56	13,14	9,78	12,17	8,08	10,08	6,94	8,66	6,15	7,69	5,59	6,98
Slovacchia	19,66	23,55	14,61	17,54	11,85	14,26	10,73	12,92	9,59	11,57	9,40	11,34
Slovenia	13,01	17,70	10,94	14,24	9,04	12,06	7,64	10,38	6,64	9,00	6,59	8,99
Spagna	17,82	22,10	13,16	16,32	10,40	12,90	8,53	10,58	7,27	9,01	6,38	7,92
Svezia	14,72	18,46	9,39	11,79	8,36	10,50	7,30	9,19	6,89	8,67	6,52	8,20
Ungheria	11,93	15,14	10,28	13,07	10,31	13,12	9,19	11,72	8,44	10,78	8,00	10,23
Croazia	*11,54*	*14,28*	*10,31*	*12,78*	*8,97*	*11,12*	*7,70*	*9,55*	*6,69*	*8,29*	*5,29*	*6,57*
Norvegia	*9,17*	*13,19*	*8,14*	*11,89*	*8,01*	*11,73*	*6,52*	*9,87*	*5,70*	*8,85*	*3,32*	*5,87*
Unione europea(A)	**15,23**	**20,74**	**10,74**	**15,01**	**9,08**	**12,72**	**8,04**	**11,28**	**7,31**	**10,23**	**6,99**	**9,61**

(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea, ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi domestici nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o di ritardo nella pubblicazione di un prezzo, Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

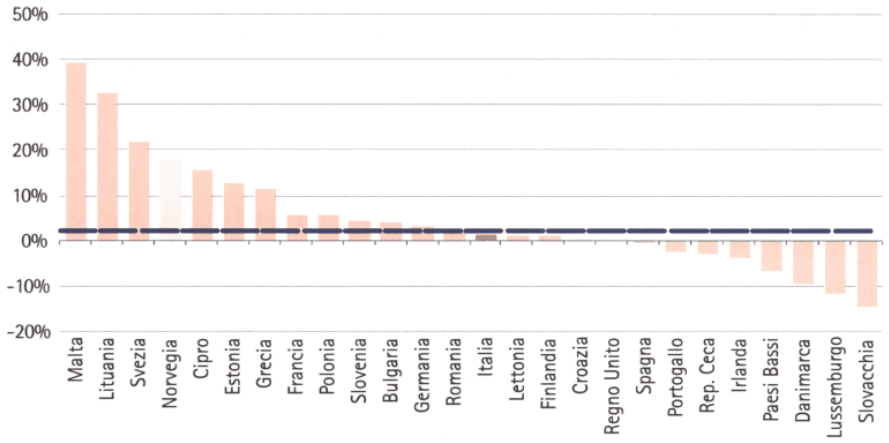


FIG. 1.22

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali

Variazione percentuale luglio-dicembre 2010-2009 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh(A)

(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione percentuale del prezzo medio ponderato con i consumi industriali nazionali. Nel grafico sono anche rappresentate le variazioni di prezzo di due paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

La figura 1.23 confronta i prezzi medi lordi per i principali paesi europei, da cui risulta confermato il livello relativamente più elevato dei prezzi italiani pagati dalle imprese del nostro paese rispetto ai prezzi prevalenti negli altri paesi, in particolare per i livelli di consumo inferiore. Con riferimento alle classi di consumo più elevate, tuttavia, il differenziale nei confronti degli altri Stati europei si riduce significativamente, con prezzi pagati dalle utenze industriali, in particolare per le classi di consumo più alte, che risultano inferiori a quelli della Germania.

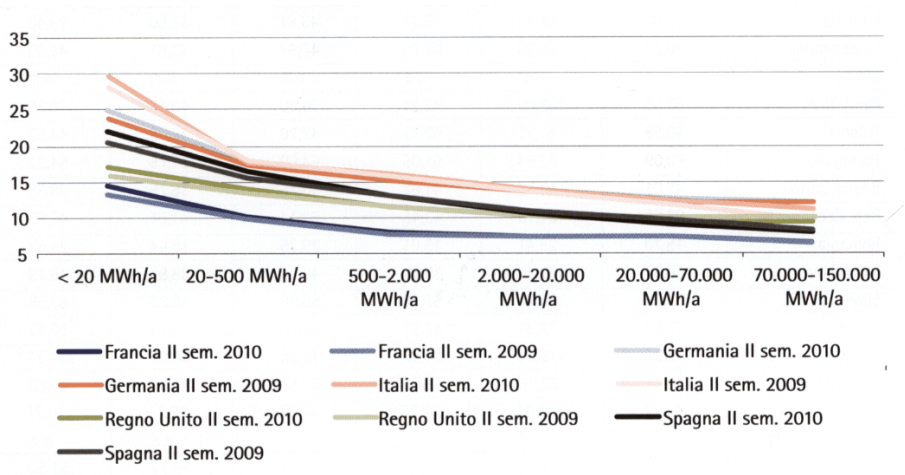


FIG. 1.23

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

Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi del gas naturale

Prezzi per le utenze domestiche

Nel 2010 il prezzo italiano del gas al netto delle imposte, per un consumatore domestico, si è collocato su livelli in linea con la media europea per tutte le classi di consumo, con scostamenti positivi o negativi inferiori o intorno al 5%. Il prezzo del gas per le utenze domestiche si è collocato a un livello superiore rispetto al prezzo medio europeo se calcolato al lordo delle imposte, con scostamenti positivi progressivamente crescenti per le classi di consumo più alte (consumi annui superiori a 525 m^3), in conseguenza di un livello di imposizione fiscale relativamente elevato rispetto alla media dei paesi europei.

TAV. 1.18

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; anno 2010; c€/m^3

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m^3)					
	< 525,36		525,36-5.253,60		> 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	57,98	78,88	46,84	64,72	41,23	57,47
Belgio	69,04	87,35	47,68	59,92	41,69	54,00
Bulgaria	34,62	41,54	35,19	42,24	35,70	42,84
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	56,20	113,84	56,20	113,84	56,20	113,84
Estonia	37,50	47,93	31,16	40,37	30,78	39,80
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	97,59	112,91	48,80	57,94	41,88	49,98
Germania	76,86	102,08	44,20	60,07	41,65	57,05
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	51,87	60,72	46,04	54,10	42,96	50,59
Italia	**62,47**	**88,05**	**46,22**	**74,26**	**39,35**	**69,34**
Lettonia	58,41	64,37	34,56	38,08	34,16	37,65
Lituania	57,62	69,72	36,21	43,81	32,56	39,40
Lussemburgo	50,23	55,98	42,26	47,97	43,61	49,30
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	68,55	108,09	43,21	74,80	40,13	70,35
Polonia	50,58	61,71	40,33	49,20	36,48	44,52
Portogallo	78,09	82,64	61,05	64,69	51,75	54,82
Regno Unito	47,01	49,36	41,67	43,75	36,75	38,58
Rep. Ceca	67,65	81,18	43,45	52,14	41,61	49,93
Romania	15,70	29,41	15,61	29,25	15,44	28,63
Slovacchia	86,04	102,39	39,19	46,64	38,82	46,19
Slovenia	59,84	76,74	51,19	66,36	48,85	63,55
Spagna	61,80	72,31	48,53	56,78	43,15	50,52
Svezia	118,22	179,31	64,47	112,38	58,65	104,94
Ungheria	49,71	62,14	46,06	57,57	45,30	56,63
Croazia	*32,77*	*40,31*	*32,77*	*40,31*	*32,77*	*40,31*
Norvegia	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*
Unione europea(A)	**66,26**	**84,13**	**44,14**	**58,11**	**39,72**	**53,50**

(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea, ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi domestici nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o di ritardo nella pubblicazione di un prezzo, Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Tra i paesi che presentano prezzi più elevati al lordo delle imposte rispetto alla media europea, per la classe di consumo centrale (consumi annui compresi tra 525 m^3 e 5.254 m^3), figurano anche la Danimarca, la Svezia, i Paesi Bassi, la Slovenia, l'Austria, il Portogallo e la Germania. Per la Svezia, i Paesi Bassi, la Danimarca e l'Italia questi valori di prezzo sono anche la conseguenza di livelli di tassazione significativamente elevati. Con riferimento alla medesima classe di consumo, il prezzo medio europeo al netto delle imposte evidenzia un calo, in termini percentuali, rispetto al 2009 (-4% circa); a livello nazionale, tra i paesi con riduzioni più significative si collocano l'Irlanda (-17%), i Paesi Bassi (-10%), la Germania (-9%), la Spagna (-7%) e la Francia (-6%), nonché alcuni paesi dell'Europa orientale; mentre incrementi si registrano soprattutto in Svezia (10%) e in Polonia. Nel 2010 il prezzo medio italiano si attesta su livelli analoghi a quelli registrati nel 2009, segnando un lieve incremento del 2% (Fig. 1.24).

Nel confronto con i principali paesi europei i prezzi italiani netti risultano, con riferimento alla classe di consumo più bassa, inferiori a quelli di Francia e Germania, analoghi ai prezzi spagnoli e superiori soltanto ai prezzi pagati nel Regno Unito. Rispetto alle classi di consumo più elevate, i prezzi pagati nei principali paesi europei evidenziano una forte convergenza, con differenziali reciproci relativamente limitati (Fig. 1.25).

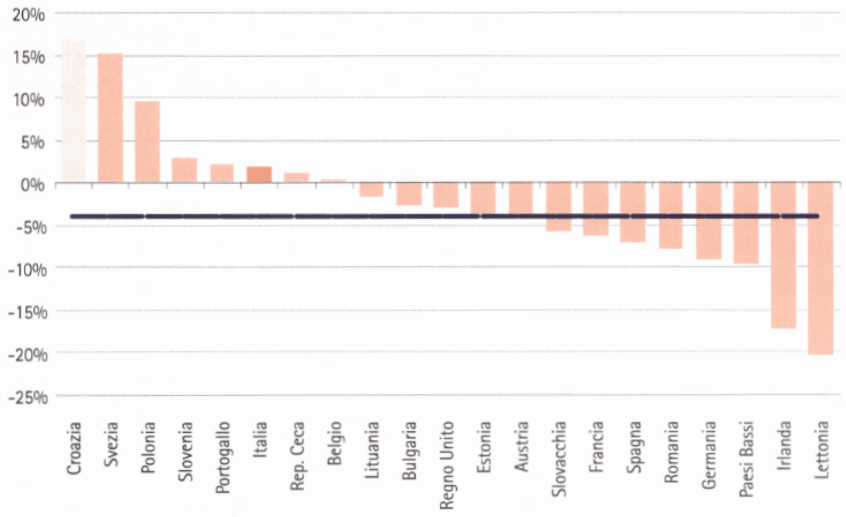


FIG. 1.24

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici

Variazione percentuale dei prezzi(A) al netto delle imposte per consumi annui compresi tra 525,36 m^3 e 5.253,60 m^3; 2010-2009

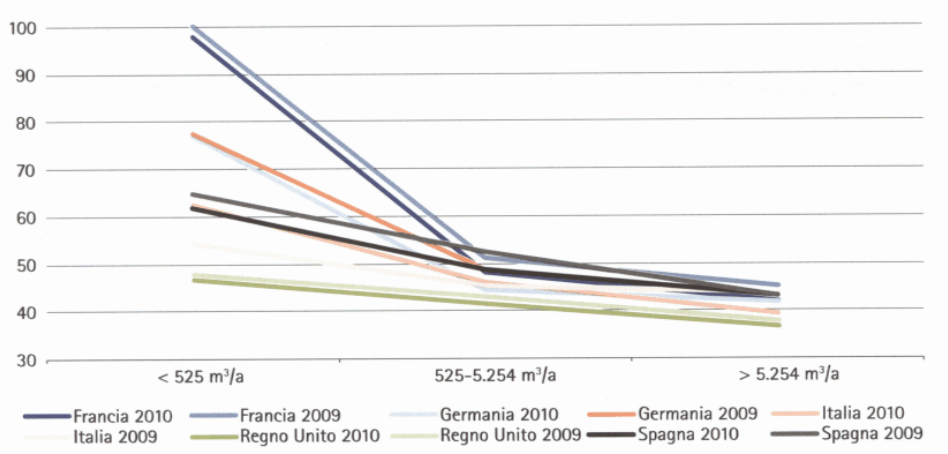
(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione del prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali per l'Unione europea. Nel grafico è rappresentata anche la variazione di prezzo della Croazia che non è uno Stato membro dell'Unione europea.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.25

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

Prezzi al netto delle imposte; c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze industriali

Nel 2010, i prezzi lordi pagati dalle imprese italiane per l'utilizzo del gas (esclusi gli impieghi non energetici e quelli per la generazione elettrica) si sono collocati su livelli superiori alla media europea per la classe di consumo più bassa fino 26 k(m³)/anno, con uno scostamento positivo pari a circa il 5%, e su livelli inferiori per la classe di consumo più elevata. Per quanto riguarda i prezzi al netto delle imposte, i livelli registrati risultano in linea con la media europea, con scostamenti positivi o negativi limitati per tutte le classi di consumo (Tav. 1.19).

Con riferimento alla classe di consumo 2,63-26,27 M(m³)/anno, Danimarca, Svezia, Germania, Finlandia, nonché alcuni paesi dell'Europa orientale, spesso penalizzati dagli alti livelli di tassazione, evidenziano prezzi lordi superiori alla media europea; mentre Regno Unito, Irlanda, Spagna, Belgio e Portogallo si collocano, insieme con l'Italia, su livelli relativamente inferiori. Rispetto all'anno precedente, i prezzi finali al netto delle imposte della medesima classe di consumo mostrano in Italia un calo di circa il 10%, rispetto a una riduzione mediamente registrata a livello europeo pari a circa il 4%. Una significativa diminuzione dei prezzi del gas naturale si registra inoltre in Belgio (-18%), Irlanda (-16%), Paesi Bassi (-15%) e Regno Unito (-11%), mentre si assiste a un incremento dei prezzi pagati dalle utenze industriali in diversi paesi dell'Europa orientale e, seppure in misura più contenuta, in Germania (3%) (Fig. 1.26).

TAV. 1.19

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; anno 2010; c€/m³

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO k(m³)									
	< 26		26-263		263-2.627		2.627-26.268		26.268-105.072	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Belgio	45,30	56,76	38,34	48,50	29,08	37,12	24,65	31,25	23,68	29,56
Bulgaria	31,69	38,04	30,84	37,00	28,69	34,43	25,93	31,11	25,10	30,13
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	56,20	113,84	56,20	113,84	28,66	79,37	27,54	77,97	n.d.	n.d.
Estonia	30,10	39,31	28,58	37,30	28,00	36,22	27,20	34,87	26,15	33,44
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	31,41	40,79	30,32	39,48	27,58	36,15
Francia	46,27	56,48	39,82	48,46	34,89	42,58	28,17	33,52	24,15	27,83
Germania	42,58	56,84	43,11	57,47	38,37	51,83	32,91	45,13	29,43	41,06
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	40,01	47,24	34,13	40,35	29,98	34,81	24,29	27,31	n.d.	n.d.
Italia	**40,73**	**57,27**	**35,73**	**45,55**	**29,90**	**34,81**	**27,28**	**30,17**	**27,22**	**30,09**
Lettonia	34,83	42,19	33,03	40,04	30,43	36,90	28,79	34,89	26,88	32,58
Lituania	36,42	44,06	35,56	43,03	34,86	42,17	31,77	38,44	:	:
Lussemburgo	41,84	45,57	46,98	50,52	41,32	44,48	27,49	29,39	n.d.	n.d.
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	39,72	70,58	33,91	56,84	28,24	41,07	25,63	33,81	22,53	27,71
Polonia	39,80	48,54	37,00	45,14	33,16	40,46	29,14	35,55	26,23	32,00
Portogallo	50,64	53,69	39,09	41,32	32,16	33,92	29,04	30,65	27,56	29,08
Regno Unito	37,34	45,50	26,88	33,16	21,81	27,00	20,69	25,15	19,44	23,30
Rep. Ceca	41,60	51,46	35,39	44,01	34,17	42,54	29,91	37,43	29,08	36,43
Romania	15,48	28,98	15,32	28,49	15,57	28,44	15,06	25,47	14,38	23,17
Slovacchia	44,04	54,07	38,92	47,98	35,38	43,77	30,28	37,70	28,28	35,31
Slovenia	50,99	66,11	46,20	60,37	40,83	53,93	36,40	48,61	n.d.	n.d.
Spagna	42,64	49,89	36,10	42,26	30,05	35,17	26,26	30,73	24,58	28,76
Svezia	57,89	81,44	48,90	70,45	41,75	61,52	37,93	56,90	:	:
Ungheria	43,78	56,26	41,65	53,59	33,49	43,39	31,55	40,96	30,19	30,19
Croazia	*38,82*	*47,75*	*38,82*	*47,75*	*38,82*	*47,75*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*
Norvegia	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*
Unione europea(A)	**41,10**	**54,46**	**36,55**	**47,81**	**31,04**	**39,93**	**27,29**	**34,66**	**n.d.**	**n.d.**

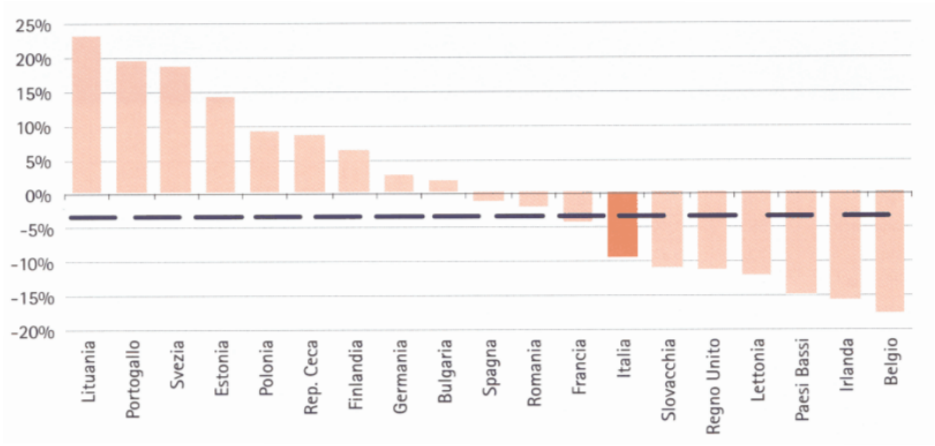
(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea, ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi domestici nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o di ritardo nella pubblicazione di un prezzo, Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.26

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali

Variazione percentuale dei prezzi[A] al netto delle imposte per consumi annui compresi tra 2,63 e 26,27 M(m^3); 2010-2009



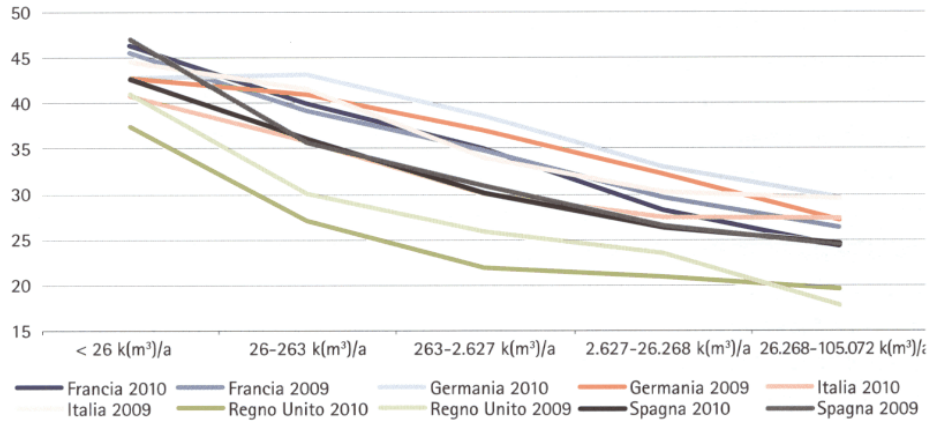
(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione del prezzo medio ponderato con i consumi industriali nazionali per l'Unione europea.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.27

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

Prezzi al netto delle imposte; 2009-2010; c€/m^3



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

L'*European Emission Trading Scheme* (EU ETS), introdotto dalla direttiva 2003/87/CE, ha programmato un primo periodo di applicazione negli anni 2005-2007 (Fase 1), in vista della fase relativa agli anni 2008-2012 (Fase 2), durante la quale dovranno essere raggiunti i target di riduzione delle emissioni previsti dal Protocollo di Kyoto (-8% rispetto al 1990 per l'Unione europea a 15 paesi e -6,5% per l'Italia).

Il 17 dicembre 2008 il Parlamento europeo ha approvato la proposta della Commissione europea tesa a modificare l'attuale sistema di scambio delle quote, come definito dalla direttiva 2003/87/CE, con riferimento agli anni successivi al 2012. La nuova direttiva 2009/29/CE è stata formalmente adottata in via definitiva a fine marzo 2009 dal Parlamento e dal Consiglio europei; sulla base della nuova direttiva, a partire dal 2013, le installazioni operanti nel settore termoelettrico non riceveranno più permessi gratuiti ma, salvo opzioni limitate e temporanee di deroga a questa regola, dovranno acquistare i permessi partecipando ad aste su piattaforme organizzate. Germania, Polonia e Regno Unito sono gli unici Stati che hanno optato per istituire aste nazionali per la vendita dei permessi d'emissione nella Fase 3 dell'ETS, avvalendosi dell'opzione prevista dal regolamento sulle aste, approvato nell'ottobre del 2010. Per gli altri paesi sarà invece selezionata una piattaforma unica a livello europeo.

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2009-2010

Il calendario degli adempimenti richiesti alle imprese soggette all'EU ETS prevede che, entro la fine del mese di marzo, siano comunicate le emissioni effettive relative all'anno precedente ed entro la fine del mese di aprile siano restituite le quote a esse corrispondenti. È possibile pertanto confrontare le emissioni effettive nel 2009-2010 con le relative quote assegnate. I dati del registro europeo (*Community Independent Transaction Log* - CITL), estratti in data 15 aprile 2011, mettono in evidenza una riduzione delle emissioni a livello europeo, nel 2010, dello 0,8% rispetto all'anno precedente[9].

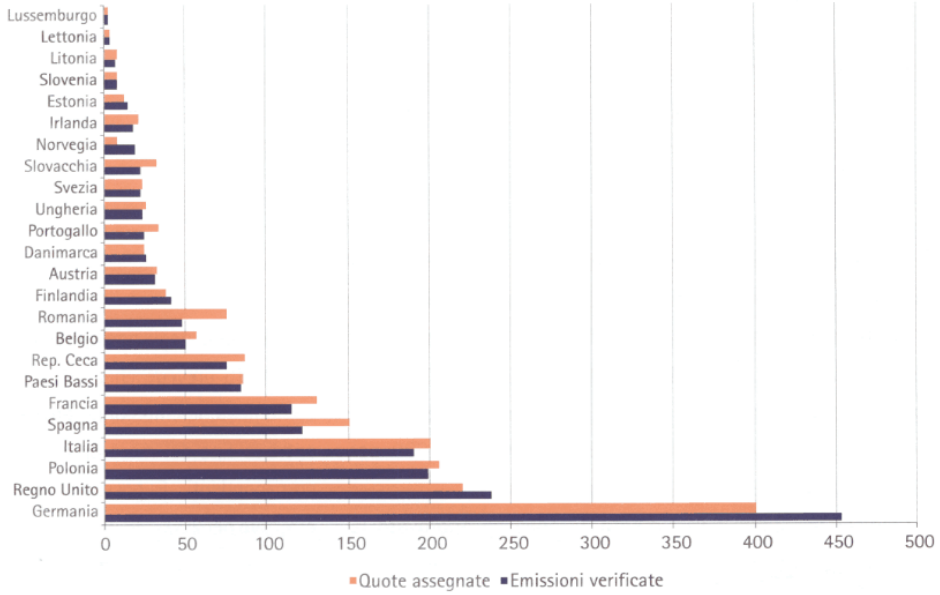
Con riferimento al 2010, considerando i paesi nei quali almeno il 98% delle installazioni ha comunicato le proprie emissioni, si evidenzia una sovrallocazione di quote poco superiore a 46 $MtCO_2$. A tale esito hanno contribuito soprattutto la Spagna (29 $MtCO_2$), la Romania (28 $MtCO_2$) e la Francia (15 $MtCO_2$), mentre altri paesi hanno registrato una situazione di sottoallocazione, tra cui la Germania (53 $MtCO_2$) e il Regno Unito (17 $MtCO_2$). Si ricorda che il registro è aggiornato quotidianamente e che riflette tutti i movimenti di variazione dei permessi (per esempio, modifiche di assegnazioni per apertura di nuovi impianti e/o ampliamenti, oppure chiusura di impianti esistenti e rettifiche di dati).

9 A tale data, la quota di copertura delle emissioni, calcolata come percentuale delle quote assegnate alle installazioni adempienti rispetto al totale delle assegnazioni, è pari al 99,9% nel 2009 e al 96,1% nel 2010.

FIG. 1.28

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2010(A)

$MtCO_2$



(A) Nel grafico sono riportati i paesi per i quali i dati relativi alle emissioni sono stati comunicati almeno dal 98% delle installazioni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL in data 15 aprile 2011.

Per l'Italia, in particolare, con riferimento ai settori soggetti all'EU ETS, è stato verificato un ammontare di emissioni nel 2010 pari a 190,1 $MtCO_2$, determinando una sovrallocazione di circa 10 $MtCO_2$. A questo risultato hanno contribuito in maniera determinante le dinamiche nei settori della produzione dell'acciaio, della calce e del cemento, mentre un deficit significativo di quote è stato registrato nel settore della raffinazione. Gli impianti di combustione, dopo aver beneficiato di una rilevante sovrallocazione nel 2009, hanno avuto nel 2010 delle emissioni leggermente superiori rispetto alle loro allocazioni.

TAV. 1.20

Emissioni effettive e assegnazioni per gli anni 2009-2010 in Italia

$MtCO_2$

SETTORE PRODUTTIVO	2009 ASSEGNAZIONI	2009 EMISSIONI VERIFICATE	2009 DIFFERENZA	2010 ASSEGNAZIONI	2010 EMISSIONI VERIFICATE	2010 DIFFERENZA
Impianti di combustione	129,2	122,2	7,0	120,6	121,0	-0,5
Impianti di raffinazione	19,7	23,1	-3,4	19,7	24,9	-5,2
Produzione di acciaio	19,0	8,6	10,4	19,1	12,8	6,3
Produzione di calce e cemento	31,4	23,3	8,0	31,0	23,6	7,5
Produzione di vetro	3,1	2,6	0,5	3,1	2,7	0,3
Produzione di ceramica e laterizi	0,8	0,4	0,4	0,8	0,4	0,4
Produzione di pasta per carta e cartoni	5,4	4,3	1,1	5,5	4,5	1,0
Altre attività	0,4	0,3	0,1	0,4	0,3	0,1
TOTALE SETTORI	**209,0**	**184,9**	**24,1**	**200,1**	**190,1**	**10,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL in data 15 aprile 2011.

Il prezzo della tonnellata di CO_2 nel 2010

Nel mercato europeo dei permessi di emissione EUA (*European Union Allowance*) il valore degli scambi nel 2010 ha evidenziato una leggera crescita rispetto al 2009 (1,1%), raggiungendo i 90 miliardi di euro. Questo livello rappresenta l'84% del mercato mondiale dei gas serra.

Nel corso del 2010 il prezzo del contratto *spot* dei permessi EUA nella borsa Bluenext (caratterizzata dai volumi di scambio maggiori) dopo un aumento significativo nel mese di maggio si è sostanzialmente mantenuto nel range dei 14-16 €/tCO_2. Il prezzo medio su base annuale è risultato pari a 14,34 €/tCO_2.

Nella stessa borsa, il prezzo medio *spot* dei crediti CER (*Certified Emission Reduction*, provenienti dalle riduzioni di emissioni dei progetti in atto nei paesi in via di sviluppo, previsti dai meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto) è risultato pari a 12,52 €/tCO_2, con uno *spread* rispetto al prezzo dei permessi EUA che ha raggiunto il punto di massimo nel mese di dicembre (3,23 €/tCO_2).

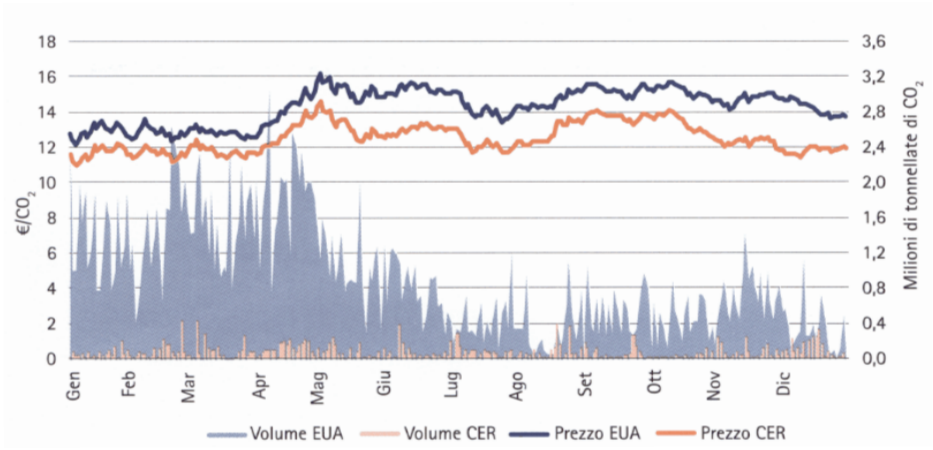


FIG. 1.29

Andamento dei prezzi spot della CO_2 nella Bluenext nel 2010

€/tCO_2; milioni di tonnellate di CO_2

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Bluenext.

PAGINA BIANCA

2.
Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

PAGINA BIANCA

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2010

Nel corso del 2010, dopo la forte contrazione dell'anno precedente la domanda di energia elettrica è tornata a crescere, in concomitanza con una moderata ripresa dell'economia italiana. Secondo i primi dati (provvisori) diffusi dal gestore della rete nazionale, nel 2010 la domanda di energia elettrica è stata pari a 326,2 TWh, in aumento dell'1,8% rispetto al 2009. Durante lo stesso periodo, il Prodotto interno lordo (PIL) ha registrato un aumento dell'1,3%. La domanda relativa al 2010 è comunque ancora molto inferiore in confronto a quella registrata nel periodo precedente la crisi, risultando più bassa di circa 13 TWh se paragonata alla disponibilità per il consumo nel 2008.

La tavola 2.1 presenta il bilancio dell'energia elettrica in Italia, indicando le disponibilità e gli impieghi nel 2010, confrontati con gli analoghi valori registrati nel 2009.

Nel corso del 2010, la produzione nazionale destinata al consumo ha coperto l'86,5% del fabbisogno complessivo, in leggero aumento rispetto al 2009 (86,0%). La restante quota è stata soddisfatta mediante importazioni nette dall'estero per 43,9 TWh, in diminuzione del 2,3% rispetto all'anno precedente, in ragione di una riduzione dell'energia ricevuta dall'estero. Con riferimento agli impieghi, l'aumento dei consumi al netto delle perdite è da attribuirsi a un incremento della domanda da parte del mercato libero, pari a circa 10,3 TWh. Il mercato tutelato ha invece visto ridursi i propri consumi del 5,3%, risultando questi pari a circa 80 TWh.

TAV. 2.1

Bilancio dell'energia elettrica nel 2010
GWh

	2009	2010(A)	VARIAZIONE %
Produzione lorda	292.642	298.208	1,9%
Servizi ausiliari	11.535	11.677	1,2%
Produzione netta	**281.107**	**286.531**	**1,9%**
Ricevuta da fornitori esteri	47.071	45.761	-2,8%
Ceduta a clienti esteri	2.111	1.817	-13,9%
Destinata ai pompaggi	5.798	4.310	-25,7%
Disponibilità per il consumo	**320.268**	**326.165**	**1,8%**
Perdite	20.353	20.665	1,5%
Consumi al netto delle perdite	**299.915**	**305.500**	**1,9%**
Mercato tutelato	84.454	80.000	-5,3%
Mercato libero (inclusa salvaguardia)	197.931	208.200	5,2%
Autoconsumi	17.531	17.300	-1,3%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Nel corso del 2010 la produzione lorda totale di energia elettrica è risultata pari a circa 298,2 TWh, in aumento dell'1,9% rispetto al livello registrato nel 2009. I dati disaggregati per fonte evidenziano una sostanziale stabilità della produzione termoelettrica (+0,3%), pari a circa 220 TWh (Tav. 2.2). La produzione di energia elettrica da gas naturale ha mostrato un incremento del 4,4% rispetto al livello raggiunto un anno prima, in parziale recupero in confronto al calo segnato nel 2009 (-14,2%), mentre è proseguita nel 2010 la contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-31,7%), che segue alla riduzione dell'anno precedente (-17,3%).

La produzione da fonti rinnovabili è aumentata nel 2010 dell'8,6% rispetto al livello segnato nel 2009. Accanto al rialzo della produzione idroelettrica da apporti naturali (+2,9%), ritmi di crescita molto sostenuti si sono registrati nella generazione da fonte eolica (+29,1%), biomassa e rifiuti (+21,6%) e fotovoltaica (pari a circa 1.600 GWh, contro i 677 GWh dell'anno precedente).

TAV. 2.2

Produzione lorda per fonte nel periodo 2003-2010

GWh

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010(A)
Produzione termoelettrica	**239.197**	**241.626**	**248.228**	**256.879**	**260.323**	**255.362**	**219.007**	**219.750**
Solidi	38.813	45.518	43.606	44.207	44.112	43.074	39.745	37.900
Gas naturale	117.301	129.772	149.259	158.079	172.646	172.697	147.270	153.800
Prodotti petroliferi	65.771	47.253	35.846	33.830	22.865	19.195	15.878	10.850
Altri	17.312	19.083	19.517	20.762	20.700	20.396	16.113	17.200
Produzione da fonti rinnovabili	**47.065**	**54.531**	**48.584**	**50.781**	**47.899**	**58.164**	**69.330**	**75.270**
Biomassa e rifiuti	3.587	4.499	4.845	5.286	5.441	5.966	7.631	9.281
Eolico	1.458	1.847	2.343	2.971	4.034	4.861	6.543	8.449
Fotovoltaico	5	4	4	2	39	193	677	1.600
Geotermico	5.341	5.437	5.325	5.527	5.569	5.520	5.342	5.358
Idroelettrico da apporti naturali	36.674	42.744	36.067	36.994	32.815	41.623	49.138	50.582
Produzione idroelettrica da pompaggi	**7.603**	**7.164**	**6.860**	**6.431**	**5.666**	**5.604**	**4.305**	**3.189**
PRODUZIONE TOTALE	**293.865**	**303.321**	**303.672**	**314.090**	**313.888**	**319.130**	**292.642**	**298.208**
Per memoria:								
Produzione idroelettrica totale	*44.277*	*49.908*	*42.927*	*43.425*	*38.481*	*47.227*	*53.443*	*53.771*

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

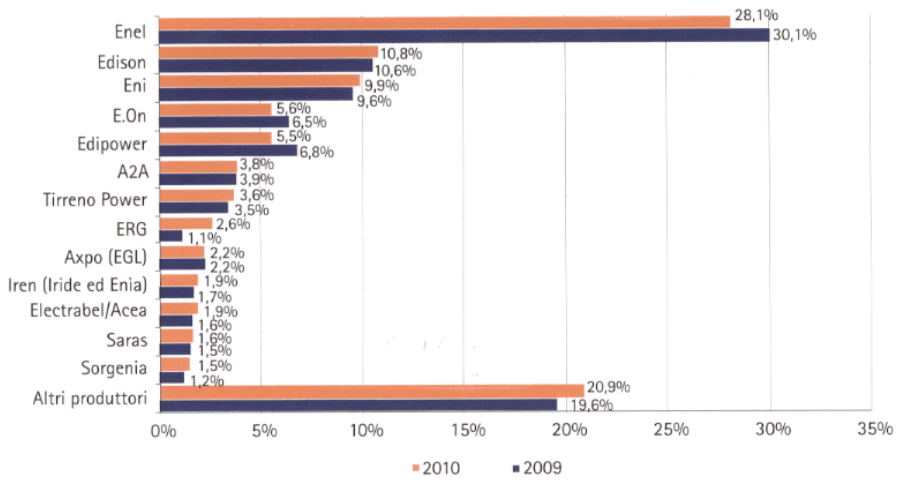
La figura 2.1 riporta le quote di generazione dei principali operatori nel 2010, paragonate a quelle del 2009. In confronto a quanto avvenuto negli anni precedenti, prosegue la contrazione della quota di mercato del gruppo Enel (28,1%), rispetto al valore registrato nel 2009 (pari al 30,1%); inoltre si riduce la quota di mercato di E.On (5,6% nel 2010 contro il 6,5% nel 2009) ed Edipower (5,5% nel 2010 contro il 6,8% dell'anno precedente). A beneficiare dei maggiori spazi di mercato resi disponibili dai principali produttori sono gli operatori di dimensione inferiore tra i quali, in particolare, il gruppo ERG, la cui quota di mercato sale al 2,6%, dall'1,1% registrato nel 2009. I principali concorrenti del gruppo Enel, come Edison ed Eni, hanno tratto vantaggio dalla situazione in misura limitata, con quote di generazione rispetto ai livelli registrati nel 2009 marginalmente in crescita, entrambe intorno al 10% del mercato.

Il calcolo dell'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI), con riferimento alla generazione lorda, evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato, in linea con la tendenza degli scorsi anni. L'indice relativo al 2010 assume un valore pari a 1.126 contro un livello pari a 1.280 nel 2009.

FIG. 2.1

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda

Confronto 2009-2010; dati in percentuale

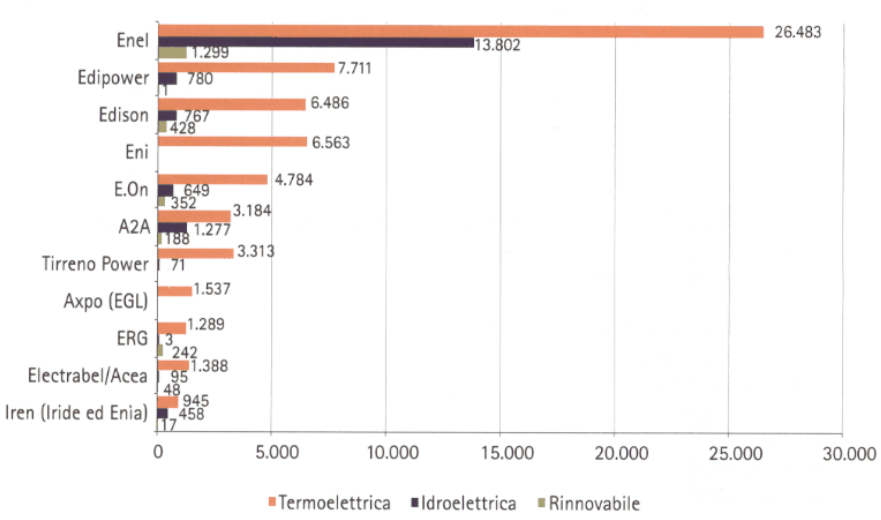


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Secondo i dati provvisori di Terna, nel corso del 2010 è entrata in funzione nuova capacità efficiente lorda, pari a circa 1 GVA per la generazione termoelettrica e 500 MW da fonte rinnovabile. Gli impianti termoelettrici dei principali sei operatori hanno garantito nel 2010 una disponibilità di capacità di generazione per almeno il 50% delle ore, pari a oltre il 90% della relativa capacità installata (Figg. 2.2 e 2.3).

FIG. 2.2

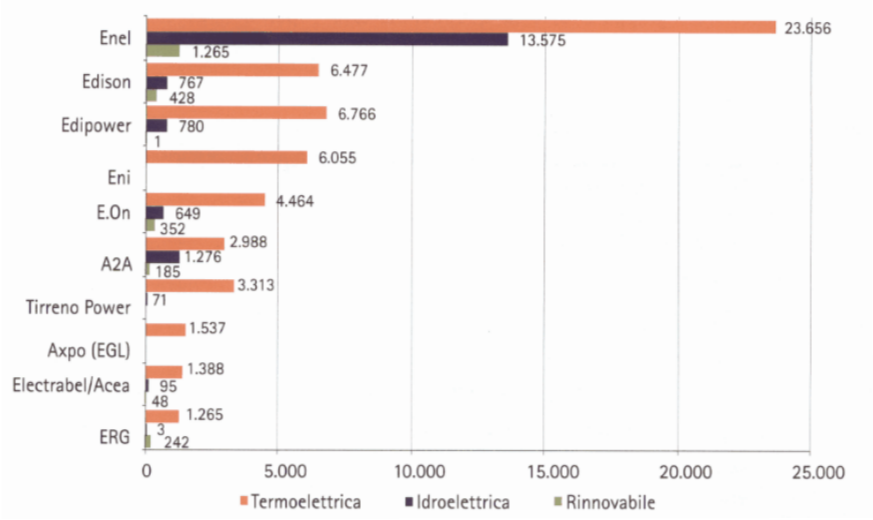
Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi nel 2010
MW



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.3

Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2010
MW



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La figura 2.4 riporta le quote percentuali dell'energia destinata al consumo prodotta dai maggiori operatori nazionali. Il calcolo delle quote è stato effettuato al netto dell'energia CIP6 ceduta dal Gestore dei servizi elettrici (GSE) al mercato, nonché dell'energia destinata ai pompaggi e alle esportazioni. Rispetto all'anno precedente, il gruppo Enel riduce in misura consistente la propria posizione, da 34,2% a 28,4%, a vantaggio soprattutto dei principali concorrenti, vale a dire in particolare dei gruppi Eni, Edison, E.On ed Edipower, il cui contributo alla produzione di energia elettrica destinata al consumo segna un deciso incremento se paragonata ai valori registrati nel 2009.

Nel complesso il grado di concentrazione del mercato della generazione destinata al consumo registra, per effetto delle significative variazioni delle quote detenute dagli operatori, una notevole riduzione rispetto all'anno precedente. In particolare, l'indice HHI nel 2010 risulta pari a 1.163, in diminuzione dal valore di 1.570 segnato nel 2009.

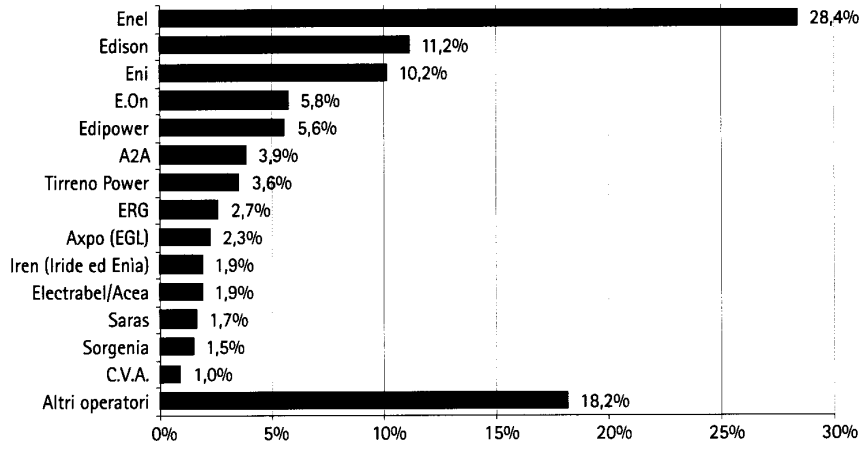


FIG. 2.4

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione di energia elettrica destinata al consumo nel 2010

Dati in percentuale

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 2.3 riporta il contributo percentuale dei principali gruppi alla generazione termoelettrica nazionale, con riferimento ai principali combustibili convenzionali. Enel si conferma il primo produttore di energia elettrica da fonti convenzionali, con una presenza molto elevata nella generazione da carbone (72,1% del totale) e significativa nella generazione da gas naturale e da prodotti petroliferi. I gruppi Eni ed Edison, principali concorrenti del gruppo Enel, evidenziano una presenza importante nella generazione termoelettrica da gas naturale e da gas derivati.

Nel settore delle energie rinnovabili, Enel si conferma primo operatore nazionale nella generazione elettrica da fonte idroelettrica (51%) e da fonte geotermica (100%). Nel comparto della produzione di energia elettrica da fonte eolica, la società International Power risulta essere il principale operatore, con una quota di mercato pari al 12,2%, mentre A2A si conferma primo operatore nazionale nella generazione di energia elettrica da biomassa, biogas e rifiuti solidi (Tav. 2.4).

TAV. 2.3

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2010

Dati in percentuale

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI(B)
Enel	72,1	26,1	13,7	0,4
Eni	0,0	15,8	17,0	16,4
Edison	0,0	0,0	16,7	19,4
E.On	8,6	6,5	6,8	0,0
Edipower	3,4	33,5	7,0	0,0
Tirreno Power	10,3	0,0	4,4	0,0
ERG	0,0	7,1	2,3	15,6
A2A	5,6	0,2	3,1	0,0
Axpo (EGL)	0,0	0,0	4,5	0,0
Electrabel/Acea	0,0	0,0	3,4	0,0
Saras	0,0	1,9	0,0	20,7
Iren (Iride ed Enia)	0,0	0,7	1,7	8,8
Altri operatori	0,0	8,3	19,5	18,7
TOTALE	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

(A) Comprende oli combustibili BTZ e STZ, distillati leggeri, gasolio, *coke* di petrolio, oli combustibili ATZ e MTZ, altri prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore, l'espansione di gas compresso, altri combustibili.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.4

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2010

Dati in percentuale

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	BIOMASSA, BIOGAS E RIFIUTI
Enel	51,0	100,0	8,4	2,7
A2A	6,3	0,0	0,0	14,2
Edison	4,8	0,0	8,0	0,8
C.V.A.	5,3	0,0	0,0	0,0
E.On	4,0	0,0	7,0	0,0
Edipower	5,1	0,0	0,0	0,0
SE Hydropower	3,1	0,0	0,0	0,0
Ital Green Energy Holding	0,0	0,0	0,0	13,3
Iren (Iride ed Enia)	2,0	0,0	0,0	1,2
International Power	0,0	0,0	12,2	0,0
Sel	1,9	0,0	0,0	0,0
I.V.P.C.	0,0	0,0	8,6	0,0
Altri operatori	16,5	0,0	55,8	67,6
TOTALE	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 2.5 descrive la ripartizione regionale dei produttori di energia elettrica che hanno risposto all'Indagine sull'evoluzione dei settori regolati svolta annualmente dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. La tavola offre il dettaglio della ripartizione in termini di numerosità dei soggetti e di quote di generazione, oltre che di capacità installata, per i tre principali operatori.

La Valle d'Aosta e il Trentino Alto Adige sono le due regioni che presentano il maggior numero di operatori in proporzione al numero di abitanti: si tratta in larga misura di piccoli produttori idroelettrici. La Lombardia si conferma la regione che presenta il più basso tasso di concentrazione nella generazione elettrica con una quota di mercato dei tre principali produttori inferiore al 40%; segue il Piemonte con una quota al di sotto del 50%. Le regioni che presentano quote superiori all'80% sono, in ordine decrescente: Liguria, Valle d'Aosta, Marche, Umbria, Lazio e Puglia. In termini di capacità installata la Basilicata e la Lombardia presentano i tassi di concentrazione relativamente più bassi mentre in Liguria, Valle d'Aosta, Umbria e Lazio la quota detenuta dai tre principali operatori risulta superiore al 90%. Le regioni Veneto, Emilia Romagna, Lazio e Toscana si caratterizzano per una significativa presenza di autoproduttori rispetto al numero complessivo degli operatori presenti in regione (superiore al 20% del totale).

Dalla tavola 2.5 risulta anche che nelle regioni del Centro-Nord il contributo alla generazione regionale dei primi tre operatori è inferiore alla loro quota di capacità installata, mentre nelle regioni del Sud si verifica l'opposto.

TAV. 2.5

Presenza territoriale degli operatori nel 2010

REGIONE	NUMERO OPERATORI PRESENTI	DI CUI AUTOPRODUTTORI	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA GENERAZIONE REGIONALE	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLA REGIONE
Valle d'Aosta	18	1	92,5	93,8
Piemonte	237	36	46,6	67,1
Liguria	22	4	97,0	97,6
Lombardia	244	45	38,7	58,7
Trentino Alto Adige	548	62	51,8	62,2
Veneto	117	41	75,8	89,9
Friuli Venezia Giulia	58	5	73,6	79,2
Emilia Romagna	91	24	66,1	69,9
Toscana	67	15	63,5	71,1
Lazio	44	11	85,7	93,2
Marche	40	4	88,5	86,1
Umbria	25	2	87,7	93,6
Abruzzo	34	5	59,2	66,8
Molise	23	0	72,4	63,1
Campania	58	5	53,1	63,6
Puglia	96	2	81,7	73,4
Basilicata	32	4	60,4	44,6
Calabria	39	0	74,4	68,8
Sicilia	62	5	64,4	64,4
Sardegna	29	4	83,9	75,9

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Produzione incentivata: energia fotovoltaica

A partire dal settembre 2005, è attivo il meccanismo di incentivazione in Conto energia per promuovere la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici. Il decreto 6 agosto 2010 del Ministero dello sviluppo economico e del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, divenuto operativo con la delibera 20 ottobre 2010, n. 181/10, dell'Autorità, ha introdotto modifiche allo schema precedente, disciplinato dal decreto 19 febbraio 2007 e attuato con delibera dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 90/07 (Secondo Conto energia).

Il Terzo Conto energia prevede che l'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2010 abbia diritto a una tariffa incentivante articolata in base alle specifiche tecnologie adottate. Le tariffe sono erogate per un periodo di 20 anni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto e rimangono costanti in moneta corrente per l'intero periodo (vedi anche il Capitolo 1, vol. 2).

Nell'ambito delle tipologie di intervento, il Terzo Conto energia effettua la distinzione, ai fini del riconoscimento tariffario, tra impianti fotovoltaici "sugli edifici", installati secondo le modalità di posizionamento previste dalla normativa, e "altri impianti", definiti in via residuale. Tariffe incentivanti specifiche sono state inoltre previste per gli impianti fotovoltaici che utilizzano moduli e componenti speciali sviluppati per integrarsi e sostituire elementi architettonici degli edifici, nonché a favore degli impianti fotovoltaici a concentrazione. Il Terzo Conto energia prevede infine che gli impianti fotovoltaici appartenenti alla tipologia "su edifici" e gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative, operanti in regime di scambio sul posto e installati su edifici, abbiano diritto, a fronte di interventi di efficienza energetica sull'edificio al

quale tali impianti sono asserviti, a un premio, consistente in una maggiorazione (fino a un massimo del 30%) della tariffa di base riconosciuta.

Nella tavola 2.6 si riportano il numero e la potenza degli impianti in esercizio e che beneficiano del meccanismo di incentivazione in Conto energia (Primo, Secondo e Terzo). La potenza totale degli impianti in esercizio in Italia al 30 aprile 2011 risulta pari a circa 4,8 GW, corrispondente a circa quattro volte il livello registrato un anno prima. La Puglia evidenzia il maggior livello di potenza installata, pari a 876,9 MW, seguita dalla Lombardia (546,7 MW), dall'Emilia Romagna (519,8 MW), dal Veneto (452,3 MW) e dal Piemonte (415,5 MW).

Il regime di incentivazione del fotovoltaico è stato recentemente modificato a seguito dell'approvazione del decreto 5 maggio 2011 del Ministero dello sviluppo economico, con cui si introduce, a partire dall'1 giugno 2011, il Quarto Conto energia, a sostituzione del Terzo Conto energia in vigore dal gennaio scorso.

Il Quarto Conto energia si riferisce agli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio nel periodo compreso tra l'1 giugno 2011 e il 31 dicembre 2016, stabilendo nuovi livelli tariffari e due obiettivi indicativi: di capacità cumulata installata, pari a 23 GW, e di costo annuo del meccanismo di incentivazione, compreso tra 6 e 7 miliardi di euro. In analogia con quanto previsto dal precedente Conto Energia, è prevista una classificazione delle tipologie di intervento, utile ai fini del riconoscimento tariffario, in impianti fotovoltaici, distinti tra impianti "su edifici" e altri impianti, impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e impianti a concentrazione. Il nuovo regime di incentivazione si articola su due periodi: uno transitorio, fino al 31 dicembre 2012, che prevede l'applicazione di tariffe *feed-in-premium* e con *cap* di costo vincolanti per gli impianti fotovoltaici di grande dimensione, e un altro a regime, fino al 2016, con tariffe onnicomprensive. Le tariffe previste nel Quarto Conto energia per il biennio 2011-2012 sono in tutti i casi inferiori ai livelli tariffari precedentemente stabiliti dal Terzo Conto energia. Inoltre, il livello delle tariffe è decrescente nel tempo, risultando pertanto inferiore per gli impianti che entrano in esercizio più tardi.

In aggiunta all'incentivo, il soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico può beneficiare di ulteriori vantaggi economici, derivanti dalla cessione in rete dell'energia prodotta e dalla copertura dei propri autoconsumi, parziali o totali. Per la cessione dell'energia prodotta dall'impianto, in particolare, il soggetto responsabile può utilizzare una modalità di vendita "indiretta", mediante la stipula di una convenzione di ritiro dedicato con il GSE, ai sensi della delibera 6 novembre 2007, n. 280/07, e successive modifiche.

TAV. 2.6

Risultati del Conto Energia (DM 28/07/2005, 6/02/2006, 19/02/2007 e 6/08/2010)

Impianti in esercizio al 30 aprile 2011; numero e potenza in kW

	CLASSI DI POTENZA								TOTALE	
	1 kW ≤ P ≤ 3 kW		3 kW < P ≤ 20 kW		20 kW ≤ P ≤ 200 kW		P > 200 kW			
	NUM.	POTEN.	NUM.	POTEN.	NUM.	POTEN.	NUM.	POTEN.	NUM.	POTEN.
Valle d'Aosta	174	468	301	2.951	34	2.455	1	441	510	6.315
Piemonte	5.613	15.278	8.017	69.974	1.433	107.652	300	222.632	15.363	415.535
Liguria	1.034	2.657	955	7.108	73	4.967	9	4.836	2.071	19.568
Lombardia	11.904	32.304	14.502	113.553	2.572	197.436	330	203.409	29.308	546.704
Trentino Alto Adige	3.837	10.768	5.063	51.403	1.170	78.646	126	55.597	10.196	196.415
Veneto	8.909	24.348	16.145	113.708	1.644	120.868	192	193.344	26.890	452.268
Friuli Venezia Giulia	3.232	9.005	7.563	51.773	414	29.778	30	31.193	11.239	121.749
Emilia Romagna	7.561	19.950	8.982	73.238	1.814	136.573	371	290.076	18.728	519.838
Toscana	4.608	12.231	5.792	48.304	675	52.807	118	84.966	11.193	198.308
Lazio	4.379	11.640	6.001	43.187	408	28.364	102	215.691	10.890	298.882
Marche	2.862	7.640	3.461	28.160	696	53.136	256	173.828	7.275	262.763
Umbria	1.907	5.378	2.297	17.806	379	24.777	103	83.918	4.686	131.878
Abruzzo	1.072	2.929	2.776	23.335	307	23.854	64	44.526	4.219	94.645
Molise	194	540	468	3.894	73	5.197	18	16.757	753	26.388
Campania	1.872	5.199	3.073	23.282	306	19.900	52	59.351	5.303	107.733
Puglia	4.154	11.379	6.936	52.282	798	50.723	701	762.534	12.589	876.916
Basilicata	627	1.762	865	7.580	470	25.222	47	33.768	2.009	68.332
Calabria	1.577	4.417	2.903	21.545	245	17.008	49	33.763	4.774	76.733
Sicilia	4.137	11.538	6.126	43.892	413	29.925	101	133.625	10.777	218.581
Sardegna	4.163	11.643	4.875	34.717	176	11.920	64	75.247	9.278	133.527
ITALIA	**73.816**	**201.075**	**107.101**	**831.692**	**14.100**	**1.020.807**	**3.034**	**2.719.503**	**198.051**	**4.773.077**

Fonte: GSE.

Produzione incentivata: solare termodinamico

Gli impianti solari termodinamici, a differenza degli impianti fotovoltaici, convertono indirettamente l'energia solare in energia elettrica, passando attraverso una prima fase di trasformazione dell'energia solare in energia termica di un fluido termovettore.

Il decreto ministeriale 11 aprile 2008 definisce il meccanismo di incentivazione per gli impianti solari termodinamici anche ibridi [1] di nuova costruzione ed entrati in esercizio in data successiva al 18 luglio 2008, data di pubblicazione della delibera attuativa dell'Autorità (delibera 14 luglio 2008, ARG/elt 95/08).

Gli incentivi, calcolati in base alle tariffe riportate nella tavola 2.10, sono riconosciuti per l'energia elettrica prodotta dall'impianto esclusivamente per la produzione solare imputabile e si aggiungono ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

I valori delle tariffe sono riferiti agli impianti entrati in esercizio nel periodo intercorrente fra la data di emanazione della delibera ARG/elt 95/08 dell'Autorità e il 31 dicembre 2012. Per gli impianti che entreranno in esercizio nel periodo intercorrente tra l'1 gennaio 2013 e il 31 dicembre 2014, le tariffe saranno decurtate del 2% per ciascuno degli anni di calendario successivi al 2008 (con arrotondamento alla terza cifra decimale).

In assenza di ulteriori decreti del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con la Conferenza unificata, per gli anni successivi al 2014 continueranno ad applicarsi le tariffe fissate dal decreto 11 aprile 2008, con riferimento agli impianti che entreranno in esercizio dopo il 2014. L'incentivo è riconosciuto per un periodo di 25 anni a partire dalla data di entrata in esercizio dell'impianto.

TAV. 2.7

Tariffe incentivanti per gli impianti solari termodinamici (DM 11/04/2008)

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	€/kWH
Impianto in cui la frazione solare sia superiore all'85%	0,28 + vendita energia
Impianto in cui la frazione solare sia compresa tra il 50% e l'85%	0,25 + vendita energia
Impianto in cui la frazione solare sia inferiore al 50%	0,22 + vendita energia

Fonte: GSE.

Produzione incentivata: tariffa fissa onnicomprensiva

A partire dall'1 dicembre 2008, gli impianti in esercizio alimentati da fonte rinnovabile, di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW, e 200 kW per la sola fonte eolica, hanno diritto, su richiesta del produttore, a una tariffa fissa onnicomprensiva in alternativa ai certificati verdi, di entità variabile a seconda della fonte, per un periodo di 15 anni (Tav. 2.8).

L'applicazione della tariffa fissa onnicomprensiva determina un onere per il sistema pari alla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica secondo le modalità e i prezzi definiti dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244, e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato.

Nell'anno 2010 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è stimabile in circa 212 milioni di euro, per una quantità di energia elettrica pari a 1,2 TWh prodotta da 543 impianti la cui potenza complessiva è di circa 280 MW.

[1] Negli impianti ibridi l'energia solare viene integrata in un gruppo termoelettrico di produzione convenzionale, mentre negli impianti non ibridi l'intera energia solare viene destinata al ciclo termodinamico finale di produzione dell'energia.

TAV. 2.8

Tariffa fissa onnicomprensiva per tipo di fonte rinnovabile (DM 11/04/2008)

Tariffe €/MWh

FONTE	TARIFFA
Eolica	0,30
Geotermica	0,20
Moto ondoso e maremotrice	0,34
Idraulica diversa da moto ondoso e maremotrice	0,22
Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi a eccezione degli oli vegetali puri tracciabili ex regolamento (CE) 73/2009 del Consiglio, 19 gennaio 2009	0,28
Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi a eccezione degli oli vegetali puri tracciabili ex regolamento (CE) 73/2009 del Consiglio, 19 gennaio 2009	0,18

Fonte: GSE.

Produzione incentivata: energia CIP6

Nel 2010 l'energia ritirata dal GSE ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, è risultata pari a 37.707 GWh, corrispondente al 13% circa della produzione nazionale netta.

Rispetto al 2009 i ritiri sono aumentati complessivamente di circa 1,5 TWh.

TAV. 2.9

Energia ritirata dal GSE 2006-2010 (energia CIP6 ed energia di cui alla delibera n. 108/97)

GWh

	2006	2007	2008	2009	2010
CIP6	48.340	46.462	41.653	36.194	37.707
- di cui assimilata	39.068	38.268	34.224	29.364	31.558
- di cui rinnovabile	9.272	8.194	7.429	6.830	6.149
Delibera n. 108/97	689	115	54	-	-
TOTALE	**49.029**	**46.577**	**41.707**	**36.194**	**37.707**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

L'analisi di dettaglio della produzione di energia assimilata che beneficia dell'incentivazione CIP6 evidenzia come l'incremento complessivo registrato nel 2010, pari a 2,2 TWh, sia stato determinato dal notevole aumento dell'energia CIP6 ritirata da impianti esistenti (+5,1 TWh), solo in parte compensato dal crollo dei ritiri da nuovi impianti (-2,9 TWh), attribuibile al venir meno del contributo proveniente da impianti che utilizzano combustibili di processo o residui oppure recuperi di energia (-2,2 TWh) e al calo dei ritiri da impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi (-0,7 TWh). Nel 2010 l'energia assimilata in convenzione CIP6 ha rappresentato il 14,5% della generazione termica convenzionale netta, in crescita rispetto al valore registrato nel 2009 (13,6%).

La riduzione della produzione CIP6 da fonti rinnovabili registrata nel 2010, pari a circa 0,7 TWh, è invece stata determinata in prevalenza da una diminuzione della generazione da impianti eolici e geotermici (-0,8 TWh) e da impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente fino a 3 MW (-0,2 TWh), mentre l'energia generata da impianti esistenti ha registrato un incremento di circa 0,3 TWh. Le convenzioni CIP6 relative a impianti per la produzione di energia rinnovabile hanno contribuito all'8,3% della generazione complessiva netta da fonti rinnovabili, in diminuzione rispetto al 10,1% circa del 2009.

TAV. 2.10

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti assimilate negli anni 2005-2010

GWh

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Impianti nuovi	25.097	20.465	16.935	13.658	3.139	231
- di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	12.891	13.290	12.929	12.041	2.210	-
- di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	12.206	7.175	4.006	1.617	930	231
Impianti esistenti	15.366	18.603	21.333	20.566	26.224	31.328
TOTALE	**40.463**	**39.068**	**38.268**	**34.224**	**29.364**	**31.558**

Fonte: : Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.11

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti rinnovabili negli anni 2005-2010

GWh

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Impianti nuovi	9.685	8.958	7.857	7.015	5.527	4.520
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente oltre 3 MW	1.181	987	591	578	375	126
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	184	137	88	84	37	7
- di cui impianti eolici e geotermici	3.040	2.566	2.217	1.687	1.165	376
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	5.084	5.198	4.949	4.666	3.950	4.011
- di cui impianti idroelettrici potenziati	196	70	13	-	-	-
Impianti esistenti	148	314	337	414	1.303	1.629
TOTALE	**9.833**	**9.272**	**8.194**	**7.429**	**6.830**	**6.149**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Nel 2010 i costi totali dei ritiri del GSE per l'energia CIP6 sono stimabili in 4,1 miliardi di euro, in prevalenza (circa il 70%) legati alla remunerazione dell'energia CIP6 prodotta da impianti assimilati. Si rimanda al Capitolo 2, vol. 2, per la descrizione dell'impatto degli oneri CIP6 sulla componente tariffaria A_3.

La tavola 2.12 presenta il dettaglio dei costi relativi alle fonti assimilate e rinnovabili incentivate tramite il meccanismo CIP6, per tipologia di produzione. A fronte di costi relativi alle fonti assimilate sostanzialmente in linea rispetto al 2009, la quantità ritirata segna un incremento del 7,5%, compensato dalla riduzione della remunerazione unitaria.

Nel 2010, i costi dell'energia CIP6 sono principalmente ascrivibili ai ritiri da impianti esistenti, per i quali si registra, come visto più sopra, un incremento delle quantità ritirate rispetto all'anno precedente e una relativa stabilità della remunerazione unitaria, pari a circa 94 €/MWh. È in netto calo la componente di costo associata ai nuovi impianti, per effetto della forte riduzione dei volumi ritirati, accompagnata da una moderata diminuzione della remunerazione unitaria, pari a circa 118 €/MWh. Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, la riduzione dei costi, pari a circa 110 milioni di euro, è stata determinata soprattutto dalla riduzione dei volumi di energia ritirata (-10%), compensata solo in misura lieve dall'incremento della remunerazione unitaria (+1%). In particolare, a fronte di un aumento dei costi associati ai ritiri da impianti esistenti per oltre 30 milioni di euro, si è assistito a una riduzione dei volumi di energia CIP6 ritirata da impianti nuovi, per una corrispondente contrazione dei costi superiore a 140 milioni di euro.

TAV. 2.12

Dettaglio costi e quantità per fonte di energia CIP6 incentivata nel 2010

Remunerazione totale in M€; quantità in GWh; remunerazione unitaria in €/MWh

	REMUNERAZIONE TOTALE	QUANTITÀ	REMUNERAZIONE UNITARIA
Fonti assimilate	**2.974,7**	**31.558,3**	**94,26**
Fonti assimilate nuove	27,3	230,6	118,23
- di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	-	-	-
- di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	27,3	230,6	118,23
Fonti assimilate esistenti	2.947,5	31.327,7	94,08
Fonti rinnovabili	**1.139,0**	**6.148,9**	**185,24**
Fonti rinnovabili nuove	982,0	4.520,2	217,24
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente oltre 3 MW	21,5	125,9	170,87
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	1,0	7,1	134,70
- di cui impianti eolici e geotermici	58,9	376,2	156,61
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	900,6	4.011,0	224,53
- di cui impianti idroelettrici potenziati	-	-	-
Fonti rinnovabili esistenti	157,0	1.628,7	96,42
TOTALE	**4.113,7**	**37.707,1**	**109,10**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

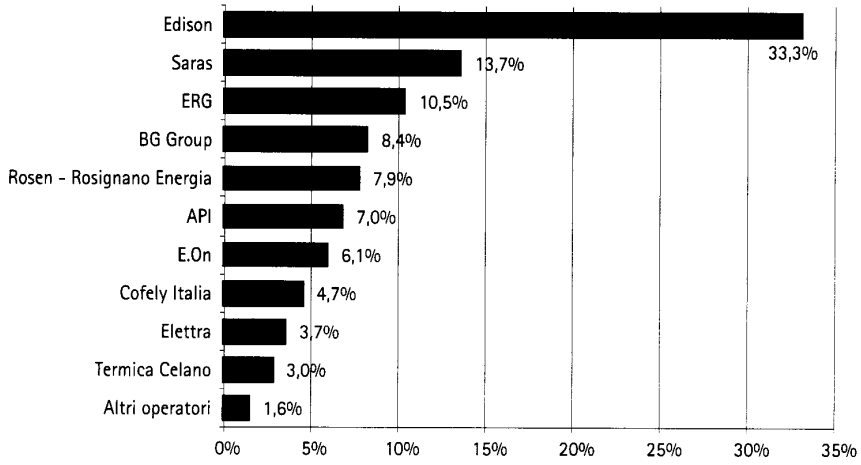
Per quanto riguarda le fonti assimilate, i primi dieci gruppi industriali contribuiscono a oltre il 98% della generazione elettrica in convenzione CIP6; la quota maggiore, pari a circa un terzo dell'intera produzione, spetta al gruppo Edison. Per i ritiri, invece, dell'energia prodotta da fonti rinnovabili il quadro è maggiormente articolato: la società A2A realizza circa un quinto (22%) della generazione rinnovabile relativa agli operatori che hanno risposto all'Indagine dell'Autorità, seguiti da Ital Green Energy Holding (10,4%), International Power (9,2%) ed Enel (7,3%). Complessivamente i primi dieci operatori raggiungono il 73% circa dell'energia totale rinnovabile in convenzione CIP6.

Il peso della generazione CIP6 è destinato a esaurirsi progressivamente, ciò anche per effetto dell'applicazione di quanto previsto dalla legge 23 luglio 2009, n. 99, che ha introdotto la possibilità di risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6, secondo modalità applicative successivamente definite attraverso decreti del Ministero dello sviluppo economico. I decreti ministeriali stabiliscono le modalità di calcolo dei corrispettivi dovuti agli impianti, in base ai quali il produttore è in grado di svolgere una valutazione di convenienza e decidere se accettare la risoluzione. Inoltre, vengono stabilite le modalità di verifica della condizione, richiesta dalla legge e attuata da parte del GSE, di minore onerosità per il sistema delle risoluzioni rispetto al meccanismo di incentivazione in essere. Al riguardo, a seguito dei decreti ministeriali 2 dicembre 2009, 2 agosto 2010 e 8 ottobre 2010, nove impianti assimilati hanno optato per la fuoriuscita anticipata dal provvedimento CIP6. Secondo recenti stime del GSE, la predetta risoluzione anticipata delle convenzioni, a fronte di un costo complessivo stimato in circa 440 milioni di euro, dovrebbe comunque comportare un risparmio complessivo per il sistema.

FIG. 2.5

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti assimilate nel 2010

Dati in percentuale

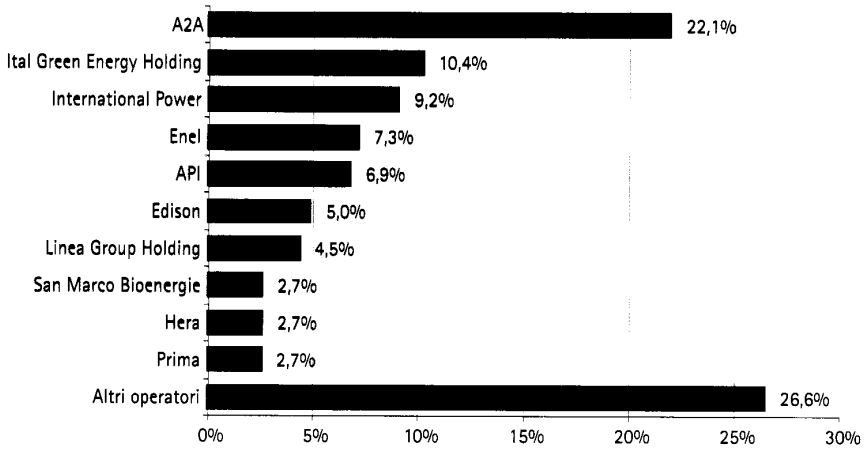


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.6

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti rinnovabili nel 2010

Dati in percentuale



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Importazioni nette

Il saldo estero per il 2010, in base ai dati provvisori di esercizio di Terna, è ammontato a 43.944 GWh, quale differenza tra le importazioni, pari a 45.761 GWh (-2,8% sul 2009), e le esportazioni, pari a 1.817 GWh (-13,9% sul 2009). Nel 2010 esso ha garantito la copertura del fabbisogno nella misura del 13,5%.

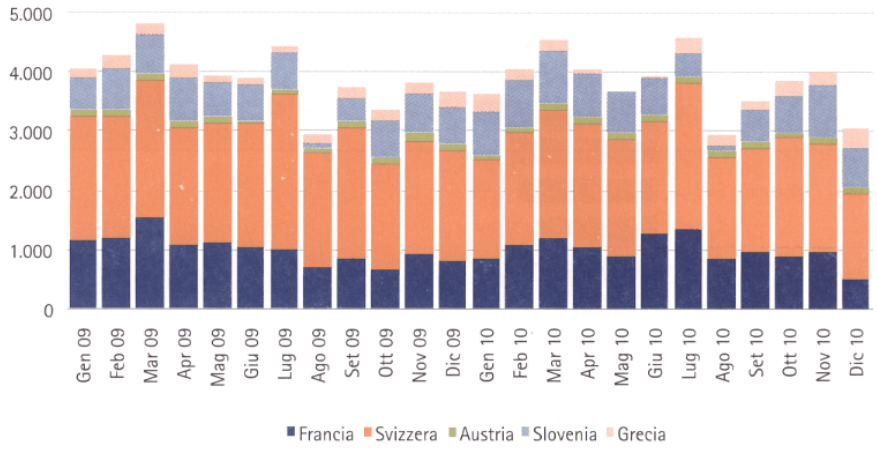
La riduzione delle importazioni nel 2010 è legata a una forte contrazione dell'energia proveniente dalla Svizzera (-1.894 GWh) e, in misura molto inferiore, dalla Francia (-265 GWh); al contrario, nel corso dell'anno sono aumentate le importazioni dalla Slovenia (+703 GWh).

Per quanto riguarda le esportazioni, la diminuzione dei flussi di energia ha riguardato gli scambi con la Grecia (-222 GWh) e con la Francia (-126 GWh).

FIG. 2.7

Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2009 e nel 2010

GWh

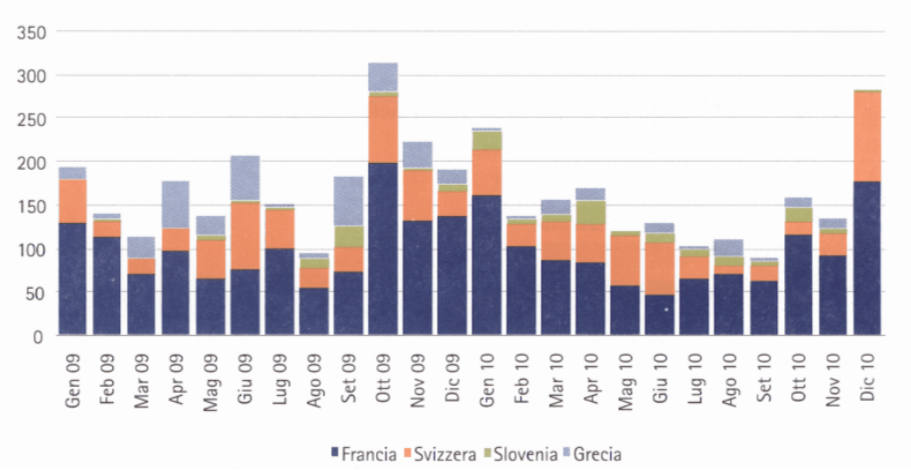


Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

FIG. 2.8

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2009 e nel 2010

GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

La società Terna è il principale proprietario delle Rete di trasmissione nazionale (RTN) di energia elettrica. Tra gli altri operatori proprietari figurano le seguenti società: Self Rete Ferroviaria Italiana, TELAT, Agsm Trasmissione (Verona) e Azienda Energetica Trasmissione Bolzano. Rispetto alla situazione al 31 dicembre 2009, vi sono due nuovi operatori: si trat-

ta di EL.IT.E (Gruppo Edison) e Nord Energia (partecipata dal Gruppo FNM e da Azienda Elettrica Ticinese).

L'incremento delle linee di trasmissione appartenenti alla categoria 150-132 kV è relativo all'inclusione della rete di proprietà della società TELAT (Terna Linee Alta Tensione) nel perimetro degli asset della RTN. Tale impresa, costituita nel novembre 2008 con la denominazione di ELAT (Enel Linee Alta Tensione), ha ricevuto in conferimento le linee di distribuzione in alta tensione di Enel Distribuzione. Enel e TERNA hanno sottoscritto un contratto di compravendita della partecipazione in ELAT, perfezionato nell'aprile 2009, a seguito del quale la società è stata ridenominata TELAT e la rete acquisita è stata inclusa nell'ambito della RTN.

Nel 2010, la RTN include inoltre 949 km di linee appartenenti alla categoria 500 kV, relativi all'implementazione del progetto SAPEI di collegamento della Sardegna alla penisola italiana. Nel dicembre 2010 è stata imputata al collegamento 400 kV a corrente continua Italia-Grecia anche la lunghezza dei collegamenti in media tensione afferenti agli elettrodi a mare, precedentemente non rilevati. Tale variazione è stata introdotta per uniformità con i criteri adottati per gli altri collegamenti in corrente continua.

Il 13 maggio 2011 l'azionista di riferimento di Terna, ovvero la Cassa depositi e prestiti, possedeva una quota azionaria pari al 29,85%; Enel e Romano Minozzi risultavano detenere, rispettivamente, il 5,1% e il 4,9% del capitale sociale, mentre il restante 60% era ripartito tra investitori istituzionali e altri azionisti.

TAV. 2.13

Asset della Rete di trasmissione nazionale

Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

	2008	2009	2010
Numero operatori di rete	8	9	11
Linee 380 kV (km)	10.519	10.514	10.560
Linee 220 kV (km)	11.387	11.358	11.308
Linee 150-132 kV (km)	22.436	40.311	40.712
Linee 500 kV a corrente continua (km)	-	491	949
Linee 400 kV a corrente continua (km)	207	207	255
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862
Numero stazioni 380 kV	138	139	144
Numero stazioni 220 kV	147	151	154
Numero stazioni 150-132 kV	103	110	149

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

Distribuzione

Tra le operazioni societarie rilevanti nel settore della distribuzione di energia elettrica nel corso del 2010, si evidenzia la cessione dell'attività di distribuzione da Enìa ad Aem Torino Distribuzione nell'ambito dell'operazione di fusione tra Iride ed Enìa. Nello stesso anno Deval ha acquisito l'attività di distribuzione del Comune di Lillianes (AO), mentre il Comune di Palù del Fersina (TN) e il Comune di Tres (TN) hanno ceduto l'attività di distribuzione, rispettivamente, alle società Stet (Servizi Territoriali Est Trentino) e Set Distribuzione.

I dati provvisori sulla composizione societaria degli operatori di distribuzione evidenziano la prevalenza di soci appartenenti a enti pubblici (44,6%); significativa è anche la quota di persone fisiche (33,2%), leggermente in crescita in confronto al 2009, e di società che non operano nel settore energetico (14,4%), in calo rispetto alla precedente rilevazione.

TAV. 2.14

Composizione societaria dei distributori nel 2010

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	44,6
Persone fisiche	33,2
Società diverse	14,4
Imprese energetiche estere	0,7
Imprese energetiche nazionali	3,3
Imprese energetiche locali	3,1
Flottante	0,3
Istituti finanziari nazionali	0,4
Istituti finanziari esteri	0,0
TOTALE	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nella tavola 2.15 è rappresentata la distribuzione territoriale dei gestori e delle reti di distribuzione per tipologia di rete, come emerge dai dati raccolti dall'Autorità presso i distributori. Rispetto allo scorso anno è diminuita la lunghezza delle reti in alta tensione in Lombardia per il passaggio di porzioni di queste ultime alla RTN. Si evidenzia inoltre l'elevato numero di distributori della regione Trentino Alto Adige (71) a fronte di una rete che, in termini di lunghezza, rappresenta circa il 2% del totale nazionale.

TAV. 2.15

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2010

Lunghezza delle reti in km

REGIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	BASSA TENSIONE	NUMERO DISTRIBUTORI(A)
Valle d'Aosta	57	1.514	2.634	2
Piemonte	32	28.507	64.091	11
Liguria	0	7.050	21.521	2
Lombardia	44	41.325	82.955	13
Trentino Alto Adige	310	7.904	15.886	71
Veneto	65	26.503	61.644	3
Friuli Venezia Giulia	4	8.088	15.089	6
Emilia Romagna	155	31.856	66.814	3
Toscana	167	26.395	57.908	2
Lazio	614	28.725	65.836	6
Marche	-	11.655	29.957	8
Umbria	-	8.653	19.764	2
Abruzzo	-	9.892	25.651	7
Molise	-	3.632	7.916	1
Campania	-	24.431	59.568	5
Puglia	-	29.246	60.625	3
Basilicata	-	9.821	14.971	1
Calabria	-	17.679	42.110	1
Sicilia	-	36.100	76.988	11
Sardegna	-	17.937	34.692	2
ITALIA	**1.447**	**376.913**	**826.622**	**160**

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Complessivamente, i distributori elettrici italiani che hanno risposto all'indagine sono 141 sui 144 presenti al 31 dicembre 2010, per un volume totale distribuito pari a 286 TWh. Enel Distribuzione è il primo del Paese, con l'86,3% dei volumi distribuiti, seguito da A2A Reti Elettriche (4,0%), Acea Distribuzione (3,4%) e Aem Torino Distribuzione (1,3%). Gli altri distributori detengono quote marginali (Tav. 2.16).

TAV. 2.16

Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2010

Volumi distribuiti in GWh

OPERATORE	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE	
	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	ENERGIA DISTRIBUITA	QUOTA % SU TOTALE
Enel Distribuzione	24.551.275	54.202	6.701.825	192.652	246.854	86,3
A2A Reti Elettriche	933.057	1.879	233.279	9.628	11.507	4,0
Acea Distribuzione	1.275.699	2.975	333.312	6.721	9.696	3,4
Aem Torino Distribuzione	549.384	718	139.994	2.902	3.620	1,3
Hera	196.671	409	61.849	1.963	2.373	0,8
Set Distribuzione	230.661	385	61.168	1.811	2.196	0,8
Agsm Distribuzione	126.883	282	36.606	1.530	1.812	0,6
Aim Servizi a Rete	53.967	121	17.987	944	1.065	0,4
Deval	102.177	150	27.493	782	932	0,3
Azienda Energetica Reti	107.864	190	35.504	723	914	0,3
Acegas-Aps	113.768	234	27.792	572	806	0,3
Altri operatori	510.541	1.010	153.347	3.213	4.223	1,5
TOTALE	**28.751.947**	**62.556**	**7.830.156**	**223.441**	**285.997**	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nella tavola 2.17 si riporta l'attività dei distributori suddivisa per classe di numerosità dei punti di prelievo, con i relativi volumi distribuiti, complessivi e medi per operatore.

Gli operatori appartenenti alla prima classe (punti di prelievo > 500.000) sono Enel Distribuzione, Acea Distribuzione, A2A Reti Elettriche e Aem Torino Distribuzione, mentre 55 distributori servono meno di 1.000 punti di prelievo.

TAV. 2.17

Attività dei distributori nel 2010

Volumi in GWh

CLASSI DI NUMEROSITÀ DEI PUNTI DI PRELIEVO	NUMERO OPERATORI	VOLUMI DISTRIBUITO	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	VOLUME MEDIO PER OPERATORI	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO MEDIO PER OPERATORI
> 500.000	4	271.677	34.717.825	67.919	8.679.456
100.000-500.000	6	9.032	1.128.436	1.505	188.073
50.000-100.000	2	1.436	136.702	718	68.351
20.000-50.000	9	1.836	258.597	204	28.733
5.000-20.000	23	1.392	225.662	61	9.811
1.000-5.000	42	526	92.502	13	2.202
< 1.000	55	100	22.380	2	407
TOTALE	**141**	**285.997**	**36.582.104**	**2.028**	**259.448**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Con riferimento alla clientela domestica, il 90% dei punti di prelievo appartiene alla classe di potenza compresa tra 1,5 e 3,0 kW, cui corrisponde l'85% dei volumi distribuiti.

Il prelievo medio nel 2010 è stato pari, per la totalità dei consumatori domestici, a circa 2.200 kWh (Tav. 2.18).

Per quanto riguarda i clienti non domestici, poco meno della metà dei volumi distribuiti nel 2010 ha interessato la clientela allacciata in media tensione e circa un quinto la clientela allacciata in alta tensione. Quasi il 99% dei punti di prelievo afferisce, tuttavia, alla clientela in bassa tensione (Tav. 2.19).

TAV. 2.18

Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2010 per classe di potenza e di consumo

Volumi distribuiti in GWh

CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	VOLUMI DISTRIBUITI	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO (kWh)
Fino a 1,5 kW	**322**	**694.592**	**464**
Fino a 1.800 kWh	185	643.806	287
1.800-2.640 kWh	64	27.287	2.331
2.641-4.400 kWh	52	14.477	3.568
Oltre 4.400 kWh	19	2.651	7.010
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	4	6.371	553
Da 1,5-3,0 kW	**53.164**	**25.865.766**	**2.055**
Fino a 1.800 kWh	11.931	12.664.117	942
1.800-2.640 kWh	14.453	6.084.957	2.375
2.641-4.400 kWh	18.806	5.218.361	3.604
Oltre 4.400 kWh	7.289	1.221.822	5.966
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	685	676.508	1.012
Oltre 3 kW	**9.070**	**2.191.590**	**4.138**
Fino a 1.800 kWh	595	581.627	1.022
1.800-2.640 kWh	1.011	397.910	2.542
2.641-4.400 kWh	2.385	576.719	4.135
Oltre 4.400 kWh	4.951	569.221	8.697
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	129	66.113	1.944
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	**62.556**	**28.751.947**	**2.176**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.19

Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2010 per livello di tensione e di potenza

Volumi distribuiti in GWh

LIVELLO DI TENSIONE E CLASSE DI POTENZA	VOLUMI DISTRIBUITI	PUNTI DI PRELIEVO
Bassa tensione	**77.633**	**7.725.616**
di cui:		
utenze soggette a regimi tariffari speciali	0	17
illuminazione pubblica	6.189	257.095
Altri usi	**71.444**	**7.468.504**
di cui:		
fino a 1,5kW	1.192	1.501.803
da 1,5 kW a 3 kW	3.436	2.073.557
da 3 kW a 4,5 kW	1.284	366.163
da 4,5 kW a 6 kW	5.967	1.329.117
da 6 kW a 10 kW	8.407	934.988
da 10 kW a 15 kW	10.876	678.263
da 15 kW a 30 kW	14.288	380.637
da 30 kW a 42 kW	2.978	43.154
da 42 kW a 50 kW	5.515	57.675
oltre 50 kW	17.500	103.147
Media tensione	**99.014**	**103.022**
di cui:		
utenze soggette a regimi tariffari speciali	41	16
illuminazione pubblica	377	1.066
altri usi	98.596	101.940
Alta tensione	**46.794**	**1.519**
di cui:		
utenze soggette a regimi tariffari speciali	4.378	292
illuminazione pubblica	66	5
altri usi	42.350	1.222
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	**223.441**	**7.830.157**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato all'ingrosso

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

L'MGP ha per oggetto la contrattazione di energia tramite offerte di vendita e di acquisto e si svolge in un'unica sessione in asta implicita relativa al giorno successivo, mentre il MI si svolge tra la chiusura dell'MGP e l'apertura dell'MSD e consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto e le loro posizioni commerciali rispetto alle negoziazioni sull'MGP.

Per tutto il 2010 il MI si è articolato in due sessioni (MI1 e MI2) con orari di chiusura diversi e in successione, alle quali se ne sono aggiunte altre due da gennaio 2011 con termine delle contrattazioni nel giorno di consegna. Il MI è stato istituito con la legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è stato avviato nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). La stessa legge ha riformato anche l'MSD, che ha per oggetto l'approvvigionamento da parte di Terna delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema, per la risoluzione delle congestioni intrazonali, la creazione delle riserve di energia e il bilanciamento in tempo reale. Per un approndimento della riforma del mercato all'ingrosso si veda anche il Capitolo 2, vol. 2. Le modifiche apportate all'MSD, operative dall'1 gennaio 2010 secondo gli indirizzi contenuti nell'art. 5 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, prevedono che tale mercato continui a essere distinto in due fasi, una di programmazione e una di bilanciamento (MB), e introducono le seguenti novità:

- la possibilità, all'interno di ogni sessione, di specificare un prezzo diverso per ognuno dei servizi offerti (riserva di potenza, risoluzione delle congestioni e bilanciamento in tempo reale);
- la suddivisioni dell'MB in cinque sessioni consecutive nello stesso giorno al quale le offerte fanno riferimento; nella prima vengono considerate le offerte presentate dagli operatori nella fase di programmazione dell'MSD, nelle quattro sessioni successive gli operatori hanno la possibilità di aggiustare le loro posizioni sul mercato con un anticipo di un'ora e mezza rispetto alla prima ora che può essere negoziata.

L'MTE è la sede per la negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile, trimestrale e annuale.

Nel novembre 2008, la Borsa Italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati aventi come sottostante il prezzo medio di acquisto (Prezzo unico nazionale - PUN). In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, il GME ha stipulato un accordo di collaborazione con Borsa Italiana al fine di consentire agli operatori partecipanti a entrambi i mercati di regolare mediante consegna fisica i contratti finanziari conclusi sull'IDEX. L'opzione di consegna fisica è esercitabile il terzo giorno di borsa aperta antecedente il mese di consegna con riferimento alla posizione che l'operatore ha maturato su IDEX per il mese successivo.

Da ultimo si evidenzia che gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la Piattaforma Conti Energia (PCE) che rappresenta la piattaforma di registrazione dei contratti bilaterali.

Borsa elettrica: domanda nel Mercato del giorno prima

Nel 2010 la domanda di energia elettrica nel Sistema Italia è stata pari a 318,6 TWh, in aumento dell'1,6% rispetto al 2009. La domanda nazionale è cresciuta del 2,5%, in ragione di un

forte aumento nelle zone Centro-Sud (+15,3%) e Centro-Nord (+7,3%). In controtendenza, la domanda in Sardegna si è invece ridotta del 3,1%. In calo se paragonata al 2009 risulta anche la domanda estera (-3,1%).

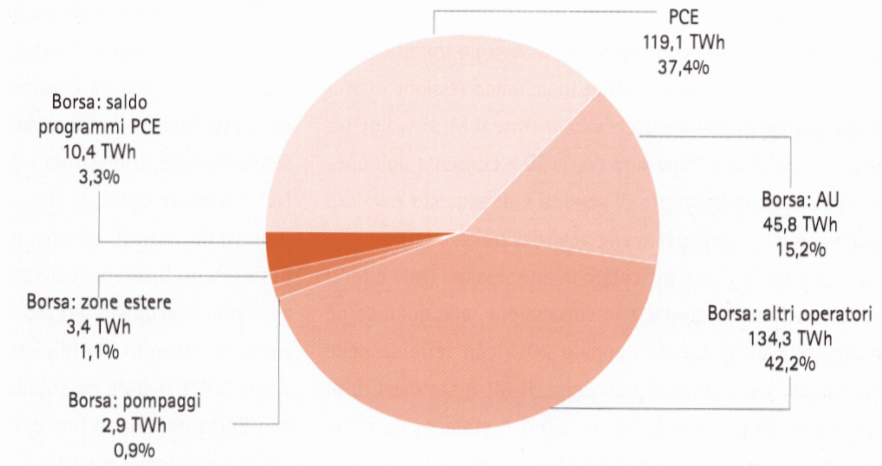
Le operazioni sulla borsa elettrica hanno raggiunto i 199,5 TWh, in diminuzione del 6,4% rispetto all'anno precedente; la liquidità del mercato si è pertanto attestata al 62,6%, inferiore di oltre cinque punti percentuali rispetto al 2009.

Alla riduzione della domanda di borsa ha contribuito la contrazione degli acquisti effettuati dall'Acquirente unico (-31,4%) e, in secondo luogo, dall'estero (-10,6%).

La domanda sottostante i contratti bilaterali, al contrario, ha registrato un incremento di poco inferiore a 19 TWh (+18,6%), a seguito di un forte aumento della domanda espressa dall'Acquirente unico (+72,6%) che ha visto passare gli acquisti fatti sull'MGP dal 7,4% del proprio portafoglio nel 2009 al 54% nel 2010. In particolare, l'Acquirente unico ha ridotto gli acquisti in borsa coperti dal rischio prezzo attraverso contratti differenziali e ha aumentato la quota di contratti bilaterali. Più moderata risulta la crescita della domanda da parte degli altri operatori nazionali (+13,5%).

FIG. 2.9

Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2010



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: offerta nel Mercato del giorno prima

L'andamento dei volumi offerti in borsa evidenzia un calo del 7,8% delle offerte degli operatori nazionali rispetto al 2009, risultando queste pari a 121,0 TWh. In aumento risultano invece le offerte del GSE (+2,9%) e quelle delle zone estere (+1,3%).

Con riferimento alla PCE, un forte aumento dell'offerta nazionale (+18,0%) ha più che bilanciato una riduzione dell'offerta estera (-10,4%).

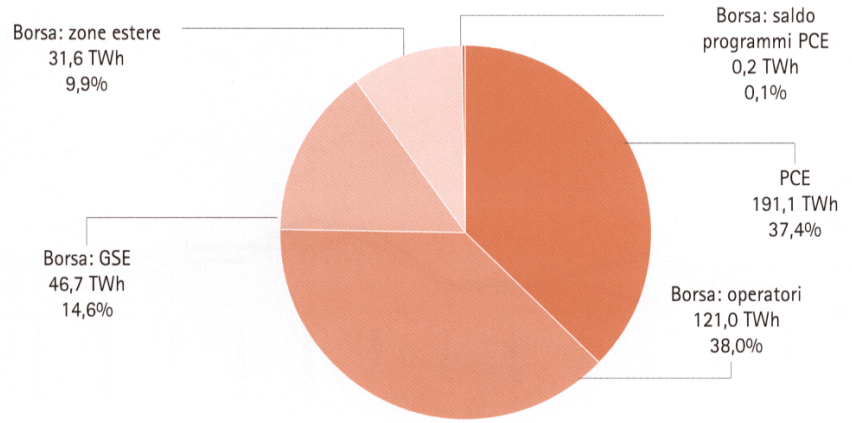


FIG. 2.10

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2010

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul Mercato del giorno prima

La borsa elettrica italiana ha registrato per il 2010 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 64,12 €/MWh, in leggero aumento rispetto all'anno precedente (+0,6%). Molto differenziata risulta la variazione del PUN in confronto al 2009 in relazione alla tipologia di ore; mentre il prezzo medio di acquisto è aumentato nelle ore fuori picco del 7,4%, nelle ore di picco è diminuito del 7,6%.

Il prezzo medio mensile più elevato è stato registrato nel mese di luglio, quando ha raggiunto i 70,90 €/MWh, in corrispondenza del picco di domanda (28,8 TWh).

Con riferimento ai prezzi medi di vendita, si è registrato un incremento dello *spread* tra prezzo massimo e prezzo minimo zonale rispetto al 2009. Lo *spread*, in particolare, è risultato pari a 30,71 €/MWh, come differenza tra il prezzo medio registrato in Sicilia (89,71 €/MWh) e quello nella macrozona Sud (59,00 €/MWh); nel 2009 lo *spread*, calcolato considerando le stesse due macrozone, era risultato pari a 28,6 €/MWh.

Analizzando le variazioni tendenziali su base annuale, emerge una rilevante riduzione del prezzo medio in Sardegna, dove è diminuito del 10,4%, mentre gli aumenti maggiori, seppure relativamente contenuti, si sono registrati nella macrozona Nord (+1,9%) e in Sicilia (+1,8%). Nell'isola picchi significativi di prezzo si sono verificati in febbraio (106,14 €/MWh) e soprattutto in maggio (110,70 €/MWh).

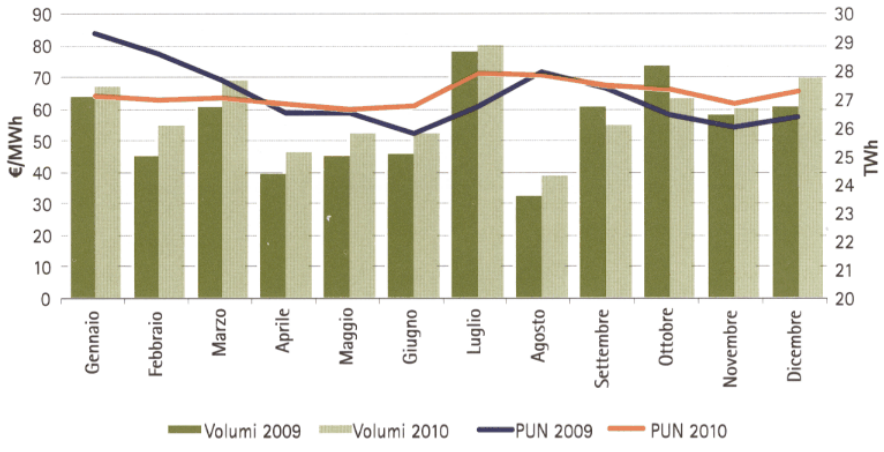


FIG. 2.11

Andamento del Prezzo unico nazionale e volumi scambiati nel 2009 e nel 2010

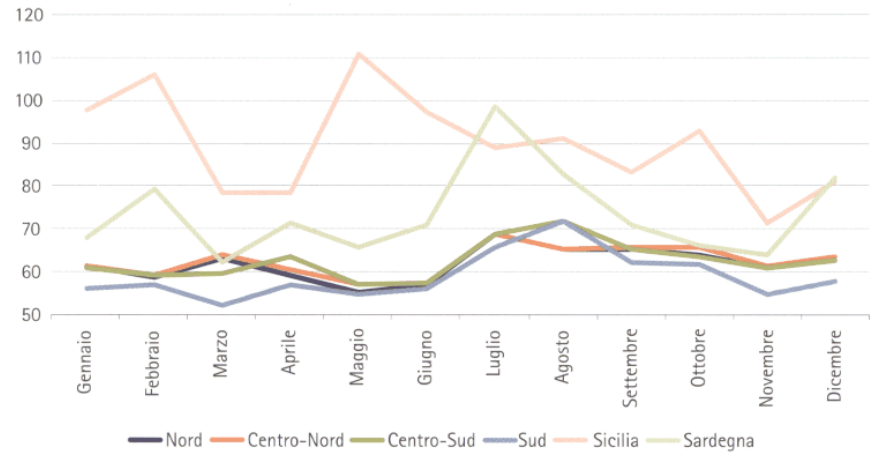
€/MWh; TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.12

Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2010

€/MWh



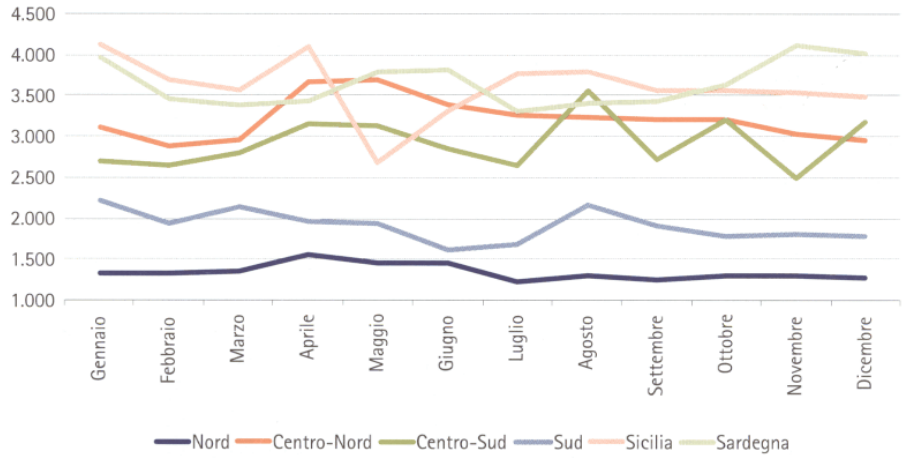
Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: indicatori di concentrazione nel Mercato del giorno prima

L'indice HHI, calcolato in relazione alle vendite di energia, evidenzia una forte diversificazione del livello di concentrazione a livello zonale. La macrozona Nord si conferma come quella più competitiva (HHI medio pari a 1.345), mentre più critica risulta la situazione in Sicilia (HHI medio pari a 3.596) e in Sardegna (HHI medio pari a 3.647).

FIG. 2.13

Valori dell'indice HHI nel 2010



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

L'indice di operatore marginale a livello di Sistema Italia, calcolato con riferimento ai volumi, mostra una significativa riduzione rispetto al 2009; mentre la percentuale dei volumi complessivamente scambiati sui quali il primo operatore ha fissato il prezzo è stata mediamente del 28% circa nel 2009, tale quota è scesa al 22% circa nel 2010. A livello zonale, le condizioni di maggiore criticità si evidenziano anche in questo caso in Sicilia (indicatore in media pari al 54% circa) e in Sardegna (indicatore in media pari al 37% circa).

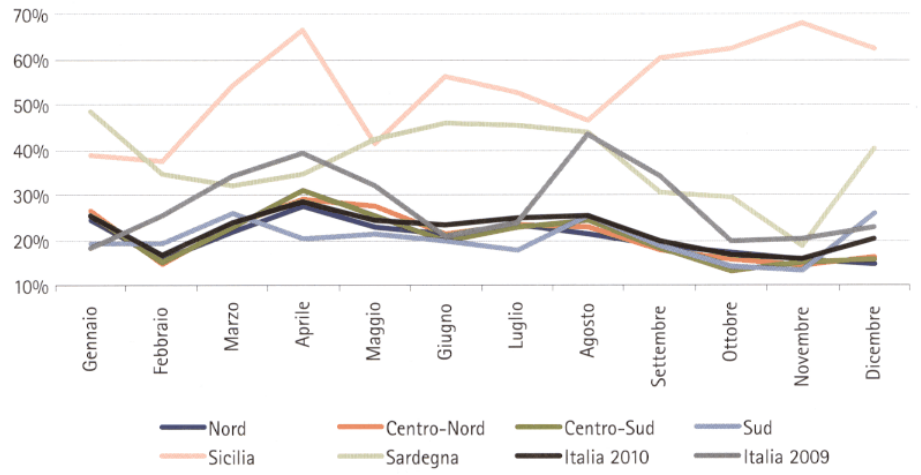


FIG. 2.14

Valori dell'indice di operatore marginale: quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo il primo operatore per macrozona

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul Mercato infragiornaliero

Nel corso del 2010 nel MI sono stati scambiati complessivamente 14,6 TWh di energia, di cui 9,5 TWh nel MI1 e 5,1 TWh nel MI2. Il prezzo medio di acquisto nel MI1 è risultato pari a 63,69 €/MWh, quello nel MI2 a 63,66 €/MWh.

A livello zonale, tanto nel MI1 quanto nel MI2 il prezzo medio massimo è stato registrato in Sicilia (rispettivamente 84,79 €/MWh e 81,89 €/MWh), quello più basso nella macrozona Sud (rispettivamente 57,37 €/MWh e 57,06 €/MWh).

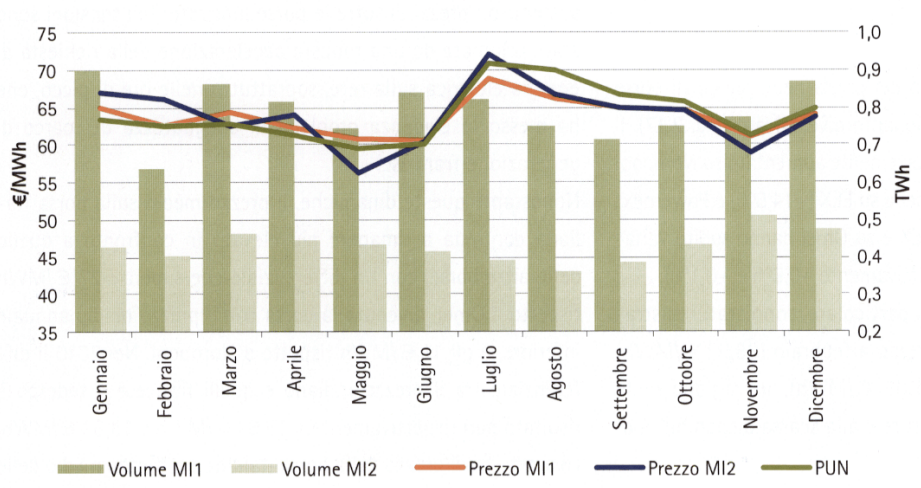


FIG. 2.15

Andamento dei prezzi e delle quantità sul Mercato infragiornaliero nel 2010

€/MWh; TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: Mercato per il servizio di dispacciamento

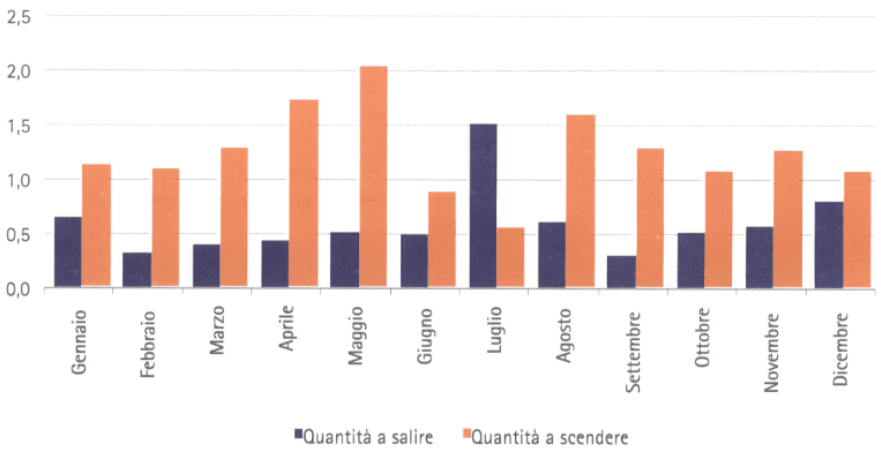
L'MSD restituisce due esiti distinti, rispettivamente relativi all'MSD *ex ante*, nel quale Terna accetta offerte a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva, e all'MSD *ex post*, nel quale Terna accetta offerte nel tempo reale, ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi.

Dati ufficiali relativi al 2010 sono disponibili con riferimento all'MSD *ex ante*. Gli acquisti a salire sono risultati pari a 7,0 TWh, in diminuzione del 44,4% rispetto al 2009. Un picco negli acquisti è stato registrato nel mese di luglio, quando essi hanno raggiunto 1,5 TWh di energia. Le quantità scambiate a scendere sono invece state pari a 14,8 TWh, in leggero aumento in confronto all'anno precedente (+1,0%). Il punto di massimo è stato toccato nel mese di maggio (2,0 TWh).

FIG. 2.16

Quantità sul Mercato del servizio di dispacciamento ex ante nel 2010

TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: confronto con le principali borse europee

Nel corso del 2010 l'andamento dei prezzi nelle principali borse elettriche europee è risultato alquanto diversificato (Fig. 2.17). Il prezzo medio annuale è infatti fortemente aumentato su Nordpool (+51,5%) e in modo rilevante anche su EEX (+14,5%) e Powernext (+10,4%), mentre i prezzi su IPEX e su Omel hanno subito variazioni molto più contenute (rispettivamente +0,6% e +0,1%).

Con riferimento a Nordpool, in particolare, sono stati registrati due picchi significativi di prezzo a febbraio (68,92 €/MWh) e soprattutto a dicembre (81,65 €/MWh), in ragione delle dinamiche legate alle temperature e alla scarsa disponibilità di produzione idroelettrica.

Il trend rialzista nella borsa tedesca e nella borsa francese si è invece accentuato soprattutto nell'ultimo trimestre dell'anno, quando le tensioni registrate su Powernext sembrano aver sostenuto i prezzi di tutte le borse limitrofe. Tali tensioni sono state originate da una robusta accelerazione della richiesta di energia elettrica sulla rete, soprattutto nelle ore di picco, che ha messo in evidenza problemi di adeguatezza del parco di generazione francese.

Nonostante queste dinamiche, il prezzo medio sulla borsa italiana continua a rimanere più elevato in confronto a quello delle altre borse, con un differenziale che supera i 27 €/MWh rispetto a Omel, divenuta la borsa con il prezzo medio annuale inferiore, e gli 11 €/MWh rispetto a Nordpool. Nel 2010 il differenziale tra il prezzo italiano e quelli francese e tedesco è risultato pari rispettivamente a 16,62 €/MWh e 19,63 €/MWh. Lo scarto tra il prezzo della borsa italiana e il prezzo medio delle altre principali borse europee sopra indicate si è ridotto nel 2010 rispetto all'anno precedente, passando da 25,26 €/MWh a 18,61 €/MWh.

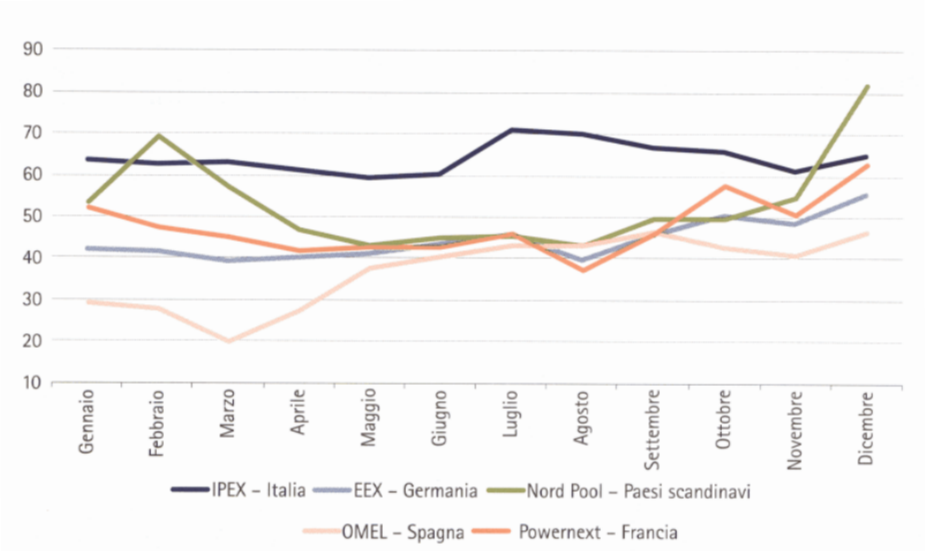


FIG. 2.17

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali borse europee nel 2010

Valori medi baseload; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle borse elettriche europee.

Piattaforma Conti Energia

La PCE è la piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali sulla quale gli operatori possono registrare i dati di quantità e durata della consegna, relativi a contratti a termine, con due mesi massimo di anticipo rispetto alla data di consegna fisica. La PCE, in particolare, consente la registrazione di cinque tipologie di contratti bilaterali, di cui quattro standard (*baseload*, *peakload*, *off peak*, *weekend*) e una non standard. In generale, ciascun operatore dispone di uno o più Conti Energia in immissione (CEI) e di uno o più Conti Energia in prelievo (CEP), su ciascuno dei quali può registrare acquisti e vendite, a condizione che il saldo netto risultante, a fronte della nuova registrazione, sia nel primo caso una vendita netta e nel secondo un acquisto netto. Il saldo del Conto determina la quantità di energia che può essere consegnata/ritirata o venduta/acquistata sull'MGP.

Le transazioni registrate nel 2010 relative a contratti bilaterali hanno riguardato 235,0 TWh (+35,9% rispetto all'anno precedente). Gli operatori hanno registrato prevalentemente contratti non standard (57,1%), i volumi relativi dei quali sono cresciuti del 15,0% rispetto al 2009. Molto più accentuato è risultato, tuttavia, l'aumento dei volumi scambiati tramite contratti standard (+80,1%), in gran parte *baseload* (73,0 TWh) e, in quota inferiore, *peakload* (16,7 TWh) e *off peak* (10,4 TWh).

Mercati a termine dell'energia elettrica

L'MTE gestito dal GME è stato istituito nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia.

Sull'MTE sono negoziabili contratti della tipologia *baseload* e *peakload* con periodi di consegna pari al mese, al trimestre e all'anno. Terminato il periodo di negoziazione, i contratti con periodo di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla PCE, previe verifiche di congruità previste nel regolamento della piattaforma. Per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno è previsto il meccanismo della "cascata".

Nel 2010 sono stati scambiati 2.366 MW di energia, di cui 1.220 MW attraverso contratti *peakload*; più della metà di questi ha avuto durata mensile.

TAV. 2.20

Volumi scambiati sul Mercato a termine nel 2010

MW

DURATA	PRODOTTI BASELOAD	PRODOTTI PEAKLOAD
Mensili	365	637
Trimestrali	320	303
Annuali	461	280
TOTALE	**1.146**	**1.220**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Vendita dell'energia CIP6 al mercato

Nel 2010 l'energia ritirata dal GSE è stata collocata sul mercato con le modalità previste dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 27 novembre 2009.

La quantità totale di energia elettrica da acquisire per l'anno 2010 è stata fissata pari a circa 36 TWh. Sulla base del decreto, il GSE procede all'assegnazione di diritti CIP6 per una quantità costante, in tutte le ore dell'anno, pari a 4.100 MW, suddivisi in MW o multipli di MW. In particolare, 697 MW sono stati assegnati all'Acquirente unico, mentre la quantità di diritti CIP6 assegnabile a clienti idonei del mercato libero è stata fissata pari a 3.403 MW.

Ciascun assegnatario è tenuto ad approvvigionarsi sul mercato elettrico per quantitativi non inferiori alle quote di energia elettrica oraria assegnate ed è tenuto a stipulare con il GSE un contratto per differenza. Il prezzo di assegnazione è stato fissato a 57 €/MWh per il primo trimestre 2010 ed è stato aggiornato nei trimestri successivi sulla base delle indicazioni fornite dall'Autorità (delibera 28 gennaio 2009, ARG/elt 11/09). Nel gennaio 2010, il GSE ha implementato le procedure per l'assegnazione dei diritti relativi all'energia CIP6, alle quali hanno partecipato 70 imprese operanti nel mercato libero, per una richiesta complessiva pari a 27.970 MW. La capacità disponibile è stata assegnata ai soggetti richiedenti con un meccanismo di ripartizione *pro quota*, basato sui consumi medi annui dichiarati dagli stessi soggetti e certificati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.21

Assegnazione dei diritti CIP6

MW

	2010
Enel Energia	823
Edison Energia	377
Eni	261
AceaElectrabel Elettricità	166
E.On Energia	149
Sorgenia	149
A2A	127
Energetic Source	121
Hera Comm	116
Altri	1.114
TOTALE	**3.403**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Mercati per l'ambiente

Mercato dei certificati verdi

Il sistema dei certificati verdi costituisce una forma di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili fondata su meccanismi di mercato. Secondo quanto disposto dalla legge n. 244/07, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dall'1 aprile 1999 fino al 31 dicembre 2007, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili (certificati verdi) per i primi 12 anni di esercizio. Gli impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dall'1 gennaio 2008 hanno diritto ai certificati verdi per un periodo di 15 anni.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati dalle fonti che beneficiano dell'emissione dei certificati verdi di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW (0,2 MW per gli impianti eolici) ed entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, la legge n. 244/07 stabilisce il diritto, in alternativa ai certificati verdi e su richiesta del produttore, a usufruire di una tariffa fissa di entità variabile a seconda della fonte utilizzata, per un periodo di 15 anni. Agli impianti aventi diritto ai certificati verdi, entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2007, continuano ad attribuirsi i certificati in misura corrispondente alla produzione netta di energia elettrica.

Nel mercato dei certificati verdi la domanda è costituita dall'obbligo per produttori e importatori di immettere annualmente in rete una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. Il decreto legislativo n. 79/99, in particolare, prevede dal 2002 l'immissione in rete di una quota pari al 2% dell'energia elettrica prodotta (al netto degli autoconsumi) o importata nell'anno precedente da fonte non rinnovabile eccedente i 100 GWh/anno. A partire dal 2004 e fino al 2006, la quota minima di elettricità prodotta da fonti rinnovabili da immettere in rete nell'anno successivo è stata incrementata dello 0,35% annuo, sulla base del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Nel periodo 2007-2012, la quota è incrementata, sulla base della legge n. 244/07, dello 0,75% annuo.

L'obbligo di immissione in rete di una quota di energia rinnovabile può essere soddisfatto, oltre che attraverso la produzione/importazione di energia rinnovabile, mediante l'acquisto di certificati verdi da altri operatori. La negoziazione di certificati verdi può avvenire sulla base di contratti bilaterali, oppure presso la piattaforma organizzata e gestita dal GME.

La tavola 2.22 evidenzia le contrattazioni avvenute nel mercato gestito dal GME nel corso del 2010, distinguendo tra i certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti da fonte rinnovabile (certificati IAFR) e i certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. Nella tavola si riportano anche gli esiti delle contrattazioni avvenute presso la Piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali dei certificati verdi (PBCV), piattaforma informatica che consente la registrazione e la regolazione di transazioni bilaterali aventi a oggetto la cessione di certificati verdi.

TAV. 2.22

Esiti della contrattazione dei certificati verdi nel 2010

Certificati negoziati in MWh; prezzo medio in €/MWh

TIPOLOGIA DI CERTIFICATI VERDI E ANNO DI RIFERIMENTO	MERCATO GME		BILATERALI	
	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO(A)	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO(A)
Teleriscaldamento (2005)			2.268	92,53
Teleriscaldamento (2006)			14.191	79,32
Teleriscaldamento (2007)	3.389	86,86	39.647	79,35
Teleriscaldamento (2008)	18.541	86,03	242.031	79,86
Teleriscaldamento (2009)	32.113	82,12	2.580.638	78,49
Rinnovabili (2006)			7.300	123,65
Rinnovabili (2007)	1.352	88,12	2.897	50,01
Rinnovabili (2008)	4.785	87,29	23.258	74,22
Rinnovabili (2009)	935.349	88,28	8.349.736	79,16
Rinnovabili (2010)	1.583.109	82,14	11.530.415	85,03

(A) I prezzi medi dei certificati verdi sono espressi al netto dell'IVA.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Nel corso del 2010, il prezzo medio di vendita nel mercato gestito dal GME, pari a 84,41 €/MWh, è risultato superiore di quasi il 3% rispetto a quello relativo alle contrattazioni bilaterali (82,07 €/MWh). La liquidità del mercato organizzato si è attestata al 10% circa, in netto calo rispetto al 2009 (22%).

A partire dal 2008, secondo quanto disposto dalla legge n. 244/07, i certificati verdi emessi dal GSE sono collocati sul mercato a un prezzo pari alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica, definito dall'Autorità e registrato nell'anno precedente[2].

Per l'anno 2011, il prezzo di offerta dei certificati nella disponibilità del GSE è stato fissato pari a 113,10 €/MWh, in ragione di un valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica nel 2010, fissato dalla delibera 28 gennaio 2011, ARG/elt 5/11, di 66,90 €/MWh.

Si evidenzia che il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, ha previsto un processo di graduale *phase out* del meccanismo dei certificati verdi, che avrà termine entro il 2015. In base al decreto, il GSE ritirerà i certificati emessi dal 2011 al 2015 in eccesso rispetto a quelli necessari per soddisfare la quota d'obbligo, a un prezzo corrispondente al 78% del prezzo di riferimento definito dalla legge n. 244/07.

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

I Titoli di efficienza energetica (TEE), denominati anche "certificati bianchi", sono stati disciplinati dai decreti del Ministero delle attività produttive 20 luglio 2004, che hanno determinato gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale per il periodo 2005-2009. Per una trattazione dettagliata del meccanismo dei TEE, della sua evoluzione negli anni e del ruolo dell'Autorità si rinvia al Capitolo 4, vol. 2.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 21 dicembre 2007, ha integrato e modificato i precedenti decreti del 2004, determinando gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica che dovranno essere conseguiti dai distributori di energia elettrica e dalle imprese distributrici di gas naturale nel periodo 2008-2012[3]. Per ciascuno degli anni successivi al 2007, sono soggetti agli obblighi i distributori che alla data del 31 dicembre per gli anni antecedenti a ciascun obbligo abbiano connessi con la propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali. Infine, il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, di recepimento della direttiva europea 2006/32/CE, ha previsto ulteriori modifiche alla struttura del sistema e alla sua gestione, rimandandone la definizione a futuri decreti attuativi.

I TEE sono emessi dal GME a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori medesimi e di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO), al fine di certificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e pro-

2 La legge n. 244/07 prevede che il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica sia definito dall'Autorità in attuazione dell'art. 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03, inerente le condizioni di ritiro dedicato di energia rinnovabile. Ai sensi della delibera n. 280/07, il prezzo riconosciuto ai produttori nell'ambito del ritiro dedicato è quello che si forma sul mercato elettrico (c.d. "prezzo zonale orario"), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore.

3 In particolare, il decreto fissa un obiettivo complessivo di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia elettrica e di gas naturale pari a 2,2 Mtep nel 2008, 3,2 Mtep nel 2009, 4,3 Mtep nel 2010, 5,3 Mtep nel 2011 e 6,0 Mtep nel 2012.

getti di incremento di efficienza energetica. Per ottemperare a tale compito, il GME organizza e gestisce il Registro dei TEE.
Le emissioni dei TEE avvengono sulla base dei risparmi conseguiti dai distributori o dalle ESCO e comunicati al GME dall'Autorità. Quest'ultima, con la delibera 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche, ha definito le Linee guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti e ha definito i criteri e le modalità per il rilascio dei TEE.
I TEE hanno un valore pari a 1 tep e, nella formulazione inizialmente prevista dalle Linee guida, si distinguono in tre tipologie:

- tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi diversi da quelli del tipo I e del tipo II.

Successivamente, in attuazione di quanto disposto dal decreto legislativo n. 115/08 in merito al riconoscimento del contributo tariffario, con la delibera 11 febbraio 2009, EEN 1/09, l'Autorità ha modificato la definizione dei TEE di tipo III e introdotto una quarta tipologia di TEE:

- TEE di tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, non destinate all'impiego per autotrazione;
- TEE di tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, destinate all'impiego per autotrazione.

I distributori di energia elettrica e di gas naturale possono conseguire gli obiettivi di incremento di efficienza energetica anche acquistando i relativi TEE da altri soggetti, con contrattazioni bilaterali o con scambi su un apposito mercato organizzato e gestito dal GME, che ne ha predisposto, d'intesa con l'Autorità, le regole di funzionamento.
Con riferimento alle transazioni bilaterali, l'Autorità ha stabilito, con la delibera 28 dicembre 2007, n. 345/07, che a partire dall'1 aprile 2008 i soggetti ammessi a operare nel Registro dei TEE comunichino al GME, unitamente alle quantità di TEE scambiati attraverso la contrattazione bilaterale, i relativi prezzi di scambio.
Nel corso del 2010 sono stati scambiati nel mercato organizzato 980.095 TEE, in prevalenza del tipo I (59,2%). Considerando anche gli scambi su base bilaterale, che hanno riguardato 2.107.319 TEE, in totale sono stati negoziati TEE corrispondenti a un risparmio di 3.087.414 tep; la liquidità del mercato organizzato è risultata pari a poco meno del 32%, in riduzione rispetto al livello segnato nel 2009 (circa 42%).
I prezzi medi di scambio sul mercato organizzato (93 €/tep) sono risultati superiori rispetto a quelli relativi alle contrattazioni bilaterali del 24% circa, valore corrispondente a un differenziale di circa 18 €/tep.

TAV. 2.23

Esiti della contrattazione nel mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2010

Quantità in tep; prezzi in €/tep

PERIODO DI CONTRATTAZIONE	TIPOLOGIA	MERCATO GME		BILATERALI	
		TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
2010	I	580.688	93,19	1.367.806	71,98
	II	322.970	92,60	570.253	78,26
	III	76.437	93,24	169.260	87,79

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Mercato finale della vendita

In base ai dati provvisori pubblicati da Terna, le vendite finali di energia elettrica nel 2010 sono ammontate a circa 288 TWh, escludendo gli autoconsumi e le perdite di rete. Nella tavola 2.24 si presenta la ripartizione delle vendite complessive e del numero totale dei clienti (approssimato dal numero di punti di prelievo) per tipologia di mercato, sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: produttori, esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori.

Sui dati relativi al mercato finale commentati in queste pagine sono opportune alcune avvertenze.

Nonostante la natura provvisoria dei dati utilizzati, sia di fonte Terna sia dell'Indagine annuale condotta dall'Autorità presso gli operatori, si presti ovviamente a possibili revisioni in sede di consolidato, alla data di chiusura di questa *Relazione Annuale*, i dati raccolti dall'Autorità sono rappresentativi di una popolazione che riflette comunque il 94% dei dati provvisori di Terna riferiti ai consumi finali e l'89% di quelli riferiti al mercato libero[4].

La tavola 2.1 inerente i dati provvisori di Terna mostra nel 2010 un aumento delle vendite sul mercato libero e una speculare riduzione del mercato tutelato dell'ordine del 5%. La tavola 2.24, basata su dati raccolti dall'Autorità, mostra che il mercato libero raggiunge, in volume, il 67,8% del totale, il mercato tutelato il 29,9% e quello della salvaguardia il 2.4%.

Il gruppo Enel si conferma l'operatore principale nel segmento della vendita finale, pur registrando una diminuzione di circa sei punti percentuali rispetto allo scorso anno (dal 46% al 40%), quasi interamente dovuta al calo della quota relativa alle vendite ai clienti non domestici. Nel segmento non domestico connesso in bassa tensione, Enel si conferma comunque l'operatore più importante con una quota del 50%. Al secondo posto nella classifica generale si posiziona il gruppo Edison, con una quota complessiva del 9%, cui contribuiscono in larga misura le vendite ai clienti non domestici connessi in media e in alta tensione. Seguono il gruppo Electrabel/Acea, con una quota del 6%, ed Eni, che ha raggiunto una quota del 4% quasi esclusivamente in virtù di vendite a clienti non domestici. I primi dieci operatori (gruppi societari) coprono oltre tre quarti delle vendite complessive.

TAV. 2.24

Mercato finale della vendita per tipologia di mercato e di cliente nel 2010

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

	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO(A)
Mercato di maggior tutela	**79.328**	**30.584**
Domestico	54.182	25.424
Non domestico	25.146	5.160
Mercato di salvaguardia	**6.306**	**111**
Mercato libero	**180.130**	**5.914**
Domestico	8.865	3.236
Non domestico	171.265	2.679
MERCATO TOTALE	**265.765**	**36.609**

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

4 Il valore dei consumi finali calcolato da Terna è pari a 305,5 TWh. Se nell'ambito dei dati raccolti dall'Autorità al totale delle vendite al mercato finale aggiungiamo gli autoconsumi e le vendite a clienti finali non allacciati alle reti di distribuzione, otteniamo un valore dei consumi finali pari a 286,1 TWh, che corrisponde al 94% del totale di Terna. All'interno di tale mercato complessivo, inoltre, Terna valuta in 208,2 TWh l'ampiezza del mercato libero, includendovi i quantitativi relativi al servizio di salvaguardia. Poiché questi ultimi sono pari a 6,3 TWh, la dimensione del mercato libero al netto del servizio di salvaguardia nei dati di Terna è valutabile in 201,9 TWh.

TAV. 2.25

Vendite al mercato finale per gruppo societario e per tipologia di cliente nel 2010

GWh

SOCIETÀ	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE
		BT	MT	AT E AAT	
Enel	52.118	38.439	11.981	3.654	106.191
Edison	910	3.897	10.818	8.156	23.781
Electrabel/Acea	2.925	3.096	4.918	4.057	14.996
Eni	567	462	4.733	4.784	10.547
A2A	1.787	2.674	3.616	1.609	9.686
Sorgenia	440	4.717	4.113	315	9.585
E.On	167	2.442	5.120	1.467	9.196
Energetic Source	37	2.171	4.460	1.409	8.077
Hera	478	2.409	4.244	315	7.445
Iren	1.006	1.330	2.429	1.021	5.786
Modula	6	335	551	2.850	3.742
Repower	-	1.744	1.822	6	3.572
Exergia	0	804	2.031	209	3.045
Axpo Group	-	316	1.424	1.166	2.907
C.I.E.	1	948	1.803	-	2.752
Dolomiti Energia	446	1.044	1.156	5	2.651
Assoutility	-	97	2.245	109	2.451
Agsm Verona	278	529	1.460	46	2.313
Telecom Italia	-	737	1.416	-	2.152
Confcommercio	-	578	699	-	1.277
Altri operatori	1.880	7.989	20.283	3.460	33.612
TOTALE OPERATORI	**63.047**	**76.757**	**91.322**	**34.639**	**265.765**

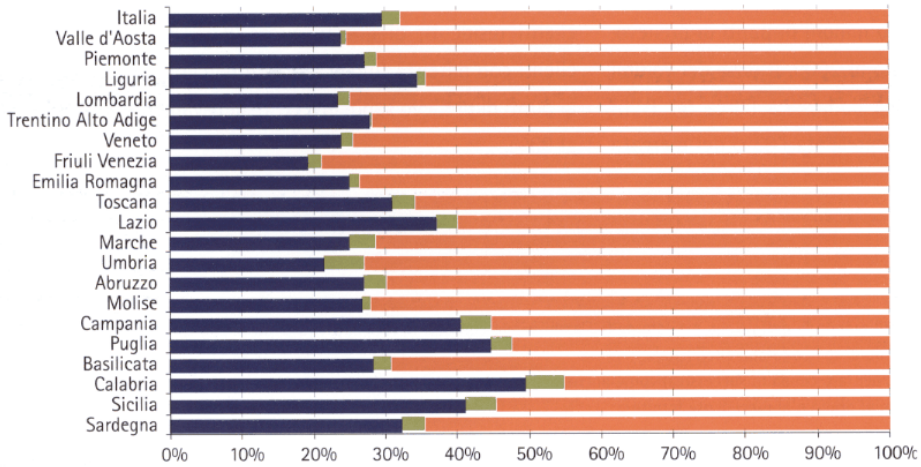
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La figura 2.18 illustra la ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale. In particolare, il segmento del mercato libero risulta più ampio nelle regioni settentrionali (con la regione Friuli Venezia Giulia al primo posto), mentre nella maggior parte delle regioni meridionali i segmenti della maggior tutela e della salvaguardia sono più estesi della media nazionale. La regione Calabria presenta la più bassa percentuale di apertura del mercato, con una quota delle vendite del mercato libero sulle vendite complessive pari al 45%.

FIG. 2.18

Vendite al mercato finale nel 2010 per regione e per tipologia di mercato

Ripartizione percentuale(A)



(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Sulla base dei dati forniti dai distributori, nel 2010 il tasso di *switching*[5] complessivo è risultato pari al 25,7%, in termini di volumi distribuiti, e ha coinvolto il 5,9% della clientela del mercato elettrico. Il 4,1% dei clienti domestici e il 12,4% dei clienti non domestici risultano aver cambiato fornitore. Con riferimento ai volumi prelevati, le corrispondenti percentuali salgono, rispettivamente, al 5,2% e al 31,4%. Tra la clientela non domestica il segmento più dinamico in termini di punti di prelievo è stato quello dei clienti connessi in media tensione.

TAV. 2.26

Tassi di switching dei clienti finali nel 2010

Valori percentuali

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	**5,2**	**4,1**
Non domestico:	**31,4**	**12,4**
di cui:		
BT	22,6	12,2
MT	34,6	28,8
AT E AAT	39,1	17,8
TOTALE	**25,7**	**5,9**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Servizio di maggior tutela

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

Nel 2010 le vendite ai clienti in maggior tutela sono ammontate a circa 79 TWh per più di 30 milioni di punti di prelievo, in riduzione di oltre il 5% rispetto al 2009. Il 68% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 54 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'83% del mercato totale della maggior tutela (oltre 25 milioni) (Tav. 2.27).

L'Autorità ha stabilito, per il periodo compreso tra l'1 luglio 2010 e il 31 dicembre 2011, le condizioni economiche biorarie che si applicheranno progressivamente e in modo automatico ai consumatori che usufruiscono del servizio di maggior tutela e dotati dei nuovi contatori elettronici riprogrammati. Le condizioni economiche biorarie, volontarie e obbligatorie, nel 2010 hanno interessato poco più di un terzo dei clienti domestici in termini di volumi di punti di prelievo.

L'89% del mercato domestico di maggior tutela riguarda i clienti residenti; di questi, circa l'87% è rappresentato da clienti con potenza fino a 3 kW. Le percentuali corrispondenti ai punti di prelievo sono, invece, rispettivamente pari al 79% e al 93%.

5 I dati di *switching* sono stati rilevati utilizzando la definizione prevista dalla Commissione europea, ovvero l'attività di *switching* è intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

- il *re-switch*, quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- lo *switch back*, quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- lo *switch* verso una società concorrente dell'*incumbent* e viceversa.

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

TAV. 2.27

Servizio di maggior tutela nel 2010 per tipologia di cliente

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO(A)
Domestici residenti fino a 3 kW	**42.110**	**18.759**
Monoraria	27.324	12.308
Bioraria volontaria	436	155
Bioraria obbligatoria	14.350	6.296
Domestici residenti oltre 3 kW	**6.039**	**1.345**
Monoraria	4.008	893
Bioraria volontaria	217	49
Bioraria obbligatoria	1.814	402
Domestici non residenti	**6.033**	**5.320**
Monoraria	3.903	3.560
Bioraria volontaria	78	50
Bioraria obbligatoria	2.053	1.710
Illuminazione pubblica	**550**	**35**
Monoraria	541	34
Multioraria	9	1
Altri usi fino a 16,5 kW	**13.297**	**4.768**
Monoraria	76	21
Bioraria	2.692	843
Multioraria	10.530	3.904
Altri usi oltre 16,5 kW	**11.298**	**357**
Monoraria	114	5
Bioraria	1.770	58
Multioraria	9.414	293
TOTALE	**79.328**	**30.584**

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il consumo medio del cliente domestico è risultato intorno ai 2.150 kWh all'anno; per un cliente domestico residente il dato si articola in circa 2.250 kWh con potenza fino a 3 kW e 4.500 kWh con potenza oltre i 3 kW, mentre per un consumatore non residente esso è pari a circa 1.150 kWh. Il 62% dei consumatori residenti fino a 3 kW di potenza appartiene alle prime tre classi di consumo (consumi inferiori a 2.500 kWh/anno), mentre il 33% dei consumatori residenti oltre i 3 kW di potenza appartiene alle ultime due classi di consumo (consumi superiori ai 5.000 kWh/anno). Per quanto riguarda invece i consumatori non residenti (seconde case), il 64% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) (Tav. 2.28).

TAV. 2.28

Servizio di maggior tutela: vendite ai clienti domestici per tipologia di cliente e per classe di consumo nel 2010

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO(A)
Domestici residenti fino a 3 kW	**42.110**	**18.759**
0-1.000 kWh	1.496	2.930
1.000-1.800 kWh	6.200	4.363
1.800-2.500 kWh	9.122	4.264
2.500-3.500 kWh	12.763	4.354
3.500-5.000 kWh	9.382	2.326
5.000-15.000 kWh	3.072	522
> 15.000 kWh	74	1
Domestici residenti oltre 3 kW	**6.039**	**1.345**
0-1.000 kWh	27	55
1.000-1.800 kWh	119	82
1.800-2.500 kWh	283	130
2.500-3.500 kWh	781	259
3.500-5.000 kWh	1.607	381
5.000-15.000 kWh	2.951	426
> 15.000 kWh	270	11
Domestici non residenti	**6.033**	**5.320**
0-1.000 kWh	1.162	3.415
1.000-1.800 kWh	1.126	834
1.800-2.500 kWh	875	415
2.500-3.500 kWh	948	323
3.500-5.000 kWh	827	201
5.000-15.000 kWh	872	125
> 15.000 kWh	222	7
TOTALE DOMESTICI	**54.182**	**25.424**

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 2.29 propone la ripartizione dei volumi (circa 25 TWh) e dei punti di prelievo (oltre 5 milioni) relativi agli altri usi dell'energia elettrica per classe di consumo. Circa l'80% dei consumatori non domestici (escludendo l'illuminazione pubblica) appartiene alla prima classe di consumo (< 5 MWh/anno) per un volume corrispondente di consumi pari a circa il 20% delle vendite totali. Il 93% dei punti di prelievo presenta una potenza inferiore a 16,5 kW per oltre il 54% dei consumi. Poco meno della metà dei punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW è caratterizzata in larga misura (85%) da consumi compresi tra 20 e 500 MWh.

TAV. 2.29

Servizio di maggior tutela: vendite ai clienti non domestici (altri usi) per classe di consumo e di potenza nel 2010

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO(A)
Altri usi fino a 16,5 kW	**13.297**	**4.768**
< 5 MWh	4.710	4.033
5-10 MWh	2.996	431
10-15 MWh	1.756	145
15-20 MWh	1.214	71
20-50 MWh	2.373	86
50-100 MWh	188	3
100-500 MWh	40	0
500-2.000 MWh	19	0
2.000-20.000 MWh	0	0
Altri usi oltre 16,5 kW	**11.298**	**357**
< 5 MWh	142	69
5-10 MWh	339	45
10-15 MWh	466	37
15-20 MWh	567	32
20-50 MWh	3.565	109
50-100 MWh	3.101	45
100-500 MWh	2.927	18
500-2.000 MWh	183	0
2.000-20.000 MWh	8	0
TOTALE ALTRI USI	**24.596**	**5.125**

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il mercato della maggior tutela risulta fortemente concentrato, nonostante al suo interno operino circa 150 esercenti. La società Enel Servizio Elettrico resta il principale esercente con una quota di mercato pari all'84,4%; seguono AceaElectrabel Elettricità (5,2%), A2A Energia (3,0%) e Iren Mercato (1,4%). Gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%.

TAV. 2.30

Principali esercenti il servizio di maggior tutela nel 2010

Volumi in GWh; quota percentuale

REGIONE SOCIALE	VOLUMI	QUOTA %
Enel Servizio Elettrico	66.922	84,4
AceaElectrabel Elettricità	4.133	5,2
A2A Energia	2.408	3,0
Iren Mercato	1.133	1,4
Hera Comm	571	0,7
Trenta	542	0,7
Asm Energia e Ambiente	509	0,6
Azienda Energetica - ETSCHWERKE	395	0,5
Agsm Energia	325	0,4
Acegas-Aps Service	304	0,4
A.I.M. Energy	182	0,2
Vallenergie	173	0,2
Enìa Energia	159	0,2
A.E.M. Gestioni	111	0,1
Umbria Energy	110	0,1
Altri esercenti	1.352	1,7
TOTALE	**79.328**	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato libero

Nel 2010 è proseguito il trend di aumento del numero di società di vendita attive nel mercato libero, soprattutto con riferimento agli operatori più piccoli per volumi venduti. Parallelamente si è ridotto nel tempo il volume medio unitario delle vendite (da 1.580 GWh nel 2000 a 938 GWh nel 2010). Il 14% dei venditori attivi (27 operatori) nel 2010 ha coperto l'84% delle vendite complessive (Tav. 2.31).

Le vendite del mercato libero nel 2010, determinate sottraendo al dato provvisorio di Terna relativo al mercato libero le vendite inerenti il servizio di salvaguardia, si sono attestate sui 202 TWh, in aumento di quasi il 6% rispetto al 2009. Nella tavola 2.32, i dati raccolti dall'Autorità sono ripartiti per tipologia di cliente; il 92% dei volumi ha interessato i cosiddetti altri usi (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), per circa 2,5 milioni di punti di prelievo (42% del totale del mercato libero).

TAV. 2.31

Attività dei venditori nel periodo 2000-2010 per classe di vendita

	2000	2007	2008	2009	2010
Numero di distributori[A]	*194*	*163*	*151*	*147*	*149*
Numero di venditori attivi	**27**	**135**	**149**	**177**	**192**
Oltre 10 TWh	1	4	3	2	4
5-10 TWh	1	3	5	6	4
1-5 TWh	5	24	24	22	19
0,1-1 TWh	11	41	41	53	65
< 0,1 TWh	9	63	76	94	100
Volume venduto (TWh)[B]	**43**	**182**	**189**	**181**	**180**
Oltre 10 TWh	21	86	78	68	78
5-10 TWh	8	25	37	44	32
1-5 TWh	11	55	56	46	42
0,1-1 TWh	3	15	16	20	27
< 0,1 TWh	0	2	2	2	2
Volume medio unitario (GWh)	**1.580**	**1.349**	**1.267**	**1.022**	**938**
Oltre 10 TWh	20.865	21.561	25.920	34.165	19.474
5-10 TWh	8.158	8.253	7.491	7.415	7.878
1-5 TWh	2.122	2.288	2.334	2.105	2.201
0,1-1 TWh	246	354	385	369	414
< 0,1 TWh	36	27	24	24	20

(A) Esercenti dal 2008 il servizio di maggior tutela che hanno svolto l'attività per almeno un giorno dell'anno.

(B) I volumi relativi alle vendite sul mercato libero coprono solo una parte dei volumi rilevati da Terna, comunque non inferiore all'89% nei vari anni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.32

Mercato libero nel 2010 per tipologia di cliente

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia[A]

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO[B]
BT	**58.542**	**5.834**
Domestico	8.865	3.236
Illuminazione pubblica	5.118	205
Altri usi	44.559	2.393
MT	**87.268**	**80**
Illuminazione pubblica	378	1
Altri usi	86.890	79
AT e AAT	**34.320**	**1**
Altri usi	34.320	1
TOTALE	**180.130**	**5.914**

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2010 sul mercato libero risultano essersi approvvigionati circa 3.200.000 clienti domestici, per complessivi 8,9 TWh (+74% rispetto ai consumi dello scorso anno). Poco più del 44% delle vendite ha interessato le classi di consumo oltre 3.500 kWh/anno, corrispondente a un quarto dei punti di prelievo (Tav. 2.33).

TAV. 2.33

Mercato libero domestico nel 2010 per classe di consumo

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia[A]

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO[B]
< 1.000 kWh	190	350
1.000-1.800 kWh	824	575
1.800-2.500 kWh	1.432	665
2.500-3.500 kWh	2.476	834
3.500-5.000 kWh	2.355	575
5.000-15.000 kWh	1.497	233
> 15.000 kWh	90	4
TOTALE DOMESTICI	**8.865**	**3.236**

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.34

Mercato libero non domestico nel 2010 per classe di consumo

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia[A]

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO[B]
< 5 MWh	BT	2.399	1.303
5-10 MWh	BT	2.864	397
10-15 MWh	BT	2.507	205
15-20 MWh	BT	2.313	133
< 10 MWh	MT	14	4
10-20 MWh	MT	33	2
< 20 MWh	AT e AAT	0	0
20-50 MWh	Tutti	10.872	343
50-100 MWh	Tutti	9.585	139
100-500 MWh	Tutti	24.016	115
500-2.000 MWh	Tutti	25.682	27
2.000-20.000 MWh	Tutti	47.987	10
20.000-50.000 MWh	Tutti	13.190	0
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.653	0
70.000-150.000 MWh	Tutti	7.204	0
> 150.000 MWh	Tutti	18.947	0
TOTALE NON DOMESTICI		**171.265**	**2.679**

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, le vendite in termini di volumi risultano concentrate nelle classi di consumo più elevate; lo 0,4% circa della clientela consuma più di 2.000 MWh all'anno, per un totale di 91 TWh (circa il 53% delle vendite complessive nel relativo segmento di mercato), mentre poco meno della metà dei clienti consuma meno di 5 MWh all'anno (Tav. 2.34). Il 34% dei clienti non domestici è servito sul mercato libero.

Considerando il mercato libero nel suo complesso, nel 2010 il principale operatore in termini di vendite risulta essere il gruppo Enel, che tuttavia ha visto ridimensionarsi la propria quota in misura significativa rispetto allo scorso anno (dal 27% al 19%), a vantaggio di alcuni concorrenti tra cui Edison, Electrabel/Acea, Eni e Sorgenia. I primi dieci operatori rappresentano il 68,5% del mercato in termini di volumi venduti.

TAV. 2.35

Principali esercenti sul mercato libero nel 2010

Volumi in GWh; quota percentuale

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA %
Enel	34.738	19,3
Edison	23.781	13,2
Electrabel/Acea	10.863	6,0
Eni	10.547	5,9
Sorgenia	9.585	5,3
E.On	9.196	5,1
Energetic Source	8.077	4,5
A2A	6.767	3,8
Hera	5.840	3,2
Iren	4.072	2,3
Modula	3.742	2,1
Repower	3.572	2,0
Axpo Group	2.907	1,6
C.I.E.	2.752	1,5
Assoutility	2.451	1,4
Telecom Italia	2.152	1,2
Exergia	2.131	1,2
Dolomiti Energia	2.109	1,2
Agsm Verona	1.989	1,1
Confcommercio	1.277	0,7
Altri esercenti	31.582	17,5
TOTALE ESERCENTI MERCATO LIBERO	**180.130**	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 2.36 fotografa i livelli di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero, per regione. Gli indici di concentrazione utilizzati a livello territoriale si riferiscono alla quota di mercato dei primi tre operatori (singoli esercenti e non gruppi societari) e alla percentuale dei punti di prelievo da questi serviti. Le regioni settentrionali, fatta eccezione per la Valle d'Aosta, presentano indici di concentrazione più contenuti rispetto a quelli meridionali. In particolare, la Lombardia si conferma come la regione con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, essendo la quota corrispondente dei primi tre operatori pari a circa il 30% delle vendite complessive regionali; viceversa, la Calabria presenta il livello di concentrazione più elevato in termini di quota dei clienti serviti dai primi tre operatori (85,7%).

TAV. 2.36

Livelli di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero

Quota di mercato dei primi tre operatori (C3); percentuale dei punti di prelievo da questi serviti

REGIONE	NUMERO OPERATORI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% PUNTI DI PRELIEVO
Valle d'Aosta	38	89,4	84,9
Piemonte	115	42,1	77,2
Liguria	88	42,8	55,3
Lombardia	141	30,4	66,3
Trentino Alto Adige	73	59,0	67,1
Veneto	109	38,6	66,7
Friul Venezia Giulia	83	40,3	55,6
Emilia Romagna	112	45,4	70,5
Toscana	110	46,3	72,3
Lazio	98	58,9	77,6
Marche	79	73,3	69,1
Umbria	91	41,2	51,5
Abruzzo	88	45,4	69,6
Molise	56	53,5	65,8
Campania	85	52,9	78,6
Puglia	82	52,5	61,1
Basilicata	67	61,3	71,2
Calabria	69	66,5	85,7
Sicilia	79	66,8	79,3
Sardegna	69	70,6	78,6

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Servizio di salvaguardia

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

Nel 2010 il servizio di salvaguardia ha interessato circa 110.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*, che hanno prelevato elettricità per circa 6,3 TWh. Quest'ultimo dato rappresenta una flessione del 12,7% rispetto al dato corrispondente del 2009. L'1,9% delle vendite in regime di salvaguardia riguarda l'illuminazione pubblica, la quota restante gli altri utilizzi industriali/commerciali, con prevalenza di connessioni in media tensione (64% del totale delle vendite) (Tav. 2.37).

TAV. 2.37

Servizio di salvaguardia nel 2010 per tipologia di cliente

Volumi in GWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO(A)
BT	**1.934**	**96.615**
Illuminazione pubblica	90	5.356
Altri usi	1.844	91.259
MT	**4.054**	**13.954**
Illuminazione pubblica	29	91
Altri usi	4.026	13.863
AT e AAT	**318**	**118**
Altri usi	318	118
TOTALE SALVAGUARDIA	**6.306**	**110.688**

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.38

Servizio di salvaguardia nel 2010 per regione

Volumi in GWh

REGIONE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO(B)
Valle d'Aosta	5	133
Piemonte	315	5.775
Liguria	67	2.213
Lombardia	904	15.207
Trentino Alto Adige	16	182
Veneto	412	8.278
Friuli Venezia Giulia	148	2.375
Emilia Romagna	338	8.257
Toscana	499	11.983
Lazio	623	7.120
Marche	256	4.002
Umbria	280	2.557
Abruzzo	178	3.608
Molise	14	751
Campania	682	11.073
Puglia	336	6.213
Basilicata	55	1.202
Calabria	276	4.171
Sicilia	661	10.811
Sardegna	242	4.777
ITALIA	**6.306**	**110.688**

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Dall'analisi della ripartizione delle vendite a livello regionale emerge che la principale regione in termini di energia fornita tramite servizio di salvaguardia è la Lombardia, seguita dalla Campania, dalla Sicilia e dal Lazio, tutte con una vendita superiore a 600 GWh.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Con la delibera 10 dicembre 2010, ARG/elt 228/10, l'Autorità ha disposto l'aggiornamento annuale delle tariffe elettriche a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e di misura (servizi di trasmissione sulle reti in altissima tensione, distribuzione locale e misura). Le tariffe relative a tali servizi sono state riviste su base annuale prevedendo:

- la riduzione, in termini reali, della parte di tariffa che remunera i costi operativi, secondo il meccanismo del *price cap*;
- l'adeguamento della restante parte della tariffa, a copertura di ammortamenti e remunerazione del capitale investito, per tener conto dei nuovi investimenti realizzati a favore della sicurezza, della concorrenza e della qualità dei servizi.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2010 ha subito, complessivamente, una riduzione rispetto all'anno 2010 pari allo 0,6%, passando da 2,281 c€/kWh a 2,267 c€/kWh.

TAV. 2.39

Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura

c€/kWh

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	TOTALE
2011	0,442	1,566	0,259	2,267
2010	0,413	1,597	0,271	2,281
2009	0,363	1,547	0,278	2,188
Differenza 2011-2010	0,029	-0,031	-0,012	-0,014
Variazione % 2011-2010	7,0%	-1,9%	-4,4%	-0,6%

TAV. 2.40

Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente

c€/kWh

	TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE			DIFFERENZA
	2009	2010	2011	2011-2010
BT usi domestici	3,505	3,645	3,617	-0,028
BT illuminazione pubblica	1,751	1,842	1,846	0,004
BT altri usi	2,798	2,924	2,913	-0,011
MT illuminazione pubblica	1,104	1,167	1,176	0,009
MT altri usi	1,166	1,241	1,254	0,013
AT	0,465	0,520	0,551	0,031
AAT > 220 kV	0,424	0,474	0,504	0,030

TAV. 2.41

Servizio di misura: tariffe per tipologia di cliente

€/MWh

	MISURA			DIFFERENZA
	2009	2010	2011	2011-2010
BT usi domestici	0,946	0,922	0,878	-0,044
BT illuminazione pubblica	0,066	0,065	0,061	-0,004
BT altri usi	0,290	0,283	0,270	-0,013
MT illuminazione pubblica	0,063	0,062	0,062	-
MT altri usi	0,029	0,029	0,028	-0,001
AT	0,005	0,005	0,005	-
AAT > 220 kV	0,001	0,001	0,001	-

Prezzi del mercato al dettaglio

Sulla base dei dati ancora provvisori raccolti dall'Autorità, nel 2010 il prezzo medio sul mercato libero per l'approvvigionamento dell'energia elettrica si ripartisce rispettivamente per la clientela domestica e per la clientela non domestica come illustrato dalle tavole 2.42 e 2.43.

Questo prezzo è stato rilevato chiedendo agli operatori del mercato libero di includere esclusivamente le componenti riferite a energia, dispacciamento, componente UC_1, perdite di rete, sbilanciamento e costi di commercializzazione della vendita.

La struttura delle classi di consumo qui utilizzata è conforme a quella impiegata negli scorsi anni, con la ripartizione della clientela compatibile con la classificazione utilizzata da Eurostat; tale classificazione è all'esame dell'Autorità per una valutazione della sua adeguatezza ai fini dell'analisi del mercato della vendita.

TAV. 2.42

Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2010

Volumi in GWh; prezzi in €/MWh

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	PREZZO(A)
< 1.000 kWh	190	117,41
1.000-1.800 kWh	824	102,95
1.800-2.500 kWh	1.432	102,01
2.500-3.500 kWh	2.476	101,22
3.500-5.000 kWh	2.355	102,24
5.000-15.000 kWh	1.497	101,84
> 15.000 kWh	90	95,16
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	**8.865**	**102,17**

(A) Il prezzo si riferisce all'approvvigionamento di energia elettrica, ovvero è da intendersi al netto delle componenti fiscali, degli oneri generali di sistema e delle componenti tariffarie a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.43

Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2010

Volumi in GWh; prezzi in €/MWh

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	PREZZO(A)
< 5 MWh	BT	2.399	106,89
5-10 MWh	BT	2.864	107,94
10-15 MWh	BT	2.507	104,29
15-20 MWh	BT	2.313	97,64
< 10 MWh	MT	14	109,93
10-20 MWh	MT	33	106,35
< 20 MWh	AT e AAT	0	97,66
20-50 MWh	Tutti	10.872	98,53
50-100 MWh	Tutti	9.585	97,22
100-500 MWh	Tutti	24.016	95,86
500-2.000 MWh	Tutti	25.682	88,63
2.000-20.000 MWh	Tutti	47.987	81,76
20.000-50.000 MWh	Tutti	13.190	79,06
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.653	74,90
70.000-150.000 MWh	Tutti	7.204	73,36
> 150.000 MWh	Tutti	18.947	79,00
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI		**171.265**	**87,03**

(A) Il prezzo si riferisce all'approvvigionamento di energia elettrica, ovvero è da intendersi al netto delle componenti fiscali, degli oneri generali di sistema e delle componenti tariffarie a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

I prezzi dell'energia elettrica sulla piazza di Milano

Al fine di promuovere la trasparenza delle condizioni contrattuali applicate e monitorare il funzionamento del mercato libero dell'energia elettrica, le Camere di commercio d'Italia, con il supporto di Unioncamere e il coordinamento scientifico di Ricerche per l'economia e la finanza, hanno esteso un progetto nato presso la Camera di commercio di Milano e dato vita alla Rete camerale dei Mercuriali dell'energia. Si tratta di un network di Camere, che opera una ricognizione periodica dei prezzi dell'energia elettrica praticati sul mercato libero alle micro, piccole e medie imprese.

La rilevazione ha per oggetto le condizioni economiche praticate dai fornitori nell'ambito dei contratti maggiormente diffusi nel libero mercato e riferite ad alcuni profili di consumatore tipo.

Il corrispettivo rilevato è il prezzo della componente energia, denominato "franco centrale", al netto delle perdite di rete. Tale prezzo include il costo della generazione, gli oneri in capo al fornitore connessi con il bilanciamento tra l'energia effettivamente assorbita dalle utenze e l'energia immessa in rete (oneri di sbilanciamento) e gli oneri, sempre in capo al fornitore, per la copertura delle penali addebitate in base alla normativa comunitaria in materia di emissioni inquinanti (oneri da CO_2).

La rilevazione esclude invece tutte le altre componenti del costo dell'energia elettrica, ovvero i corrispettivi per la commercializzazione al dettaglio, gli oneri passanti, come i corrispettivi di dispacciamento, i corrispettivi per il trasporto e i c.d. "oneri impropri", oltre alle imposte (accise erariali, addizionali provinciali e IVA).

La rilevazione è ex post, cioè riferita a prezzi effettivamente pagati per forniture attivate con decorrenza dal primo giorno del mese di rilevazione trimestrale.

I profili tipo di impresa attualmente rilevati sono sei e corrispondono alla combinazione tra le clausole contrattuali più diffuse: due sono le classi di consumo annuo, fino a 300 MWh/anno e da 301 a 1.200 MWh/anno, due le durate contrattuali contemplate, 12 e 24 mesi, due le tipologie di prezzo, monorario (cioè non differenziato per fascia) e multiorario (con tre prezzi per fascia).

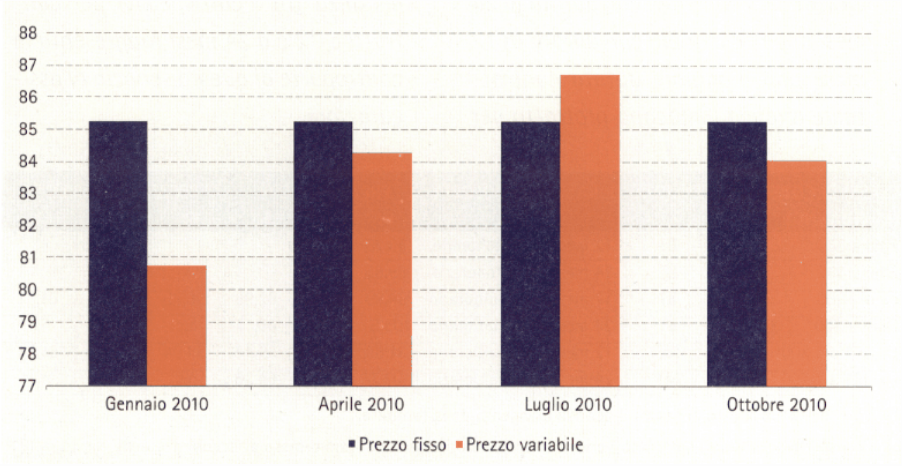
Per ciascun profilo vengono rilevate due tipologie di contratti: contratti a prezzo fisso e contratti a prezzo variabile (indicizzato mediante formule di prezzo o agganciato, tipicamente con uno sconto percentuale, alle condizioni di maggior tutela).

La pubblicazione periodica del mercuriale risponde a una serie di finalità: consente di disporre di riferimenti di prezzo per le declaratorie contrattuali maggiormente in uso e di quantificare le differenze di prezzo legate a una maggiore/minore durata contrattuale, a una diversa modalità di aggiornamento dei corrispettivi (fissi o variabili), a una articolazione dei corrispettivi per fasce o meno, a un maggiore o minore volume di consumo annuo (due classi di consumo). Inoltre, essa rappresenta un momento di verifica circa l'evoluzione del mercato libero e un modo per quantificare, ex post, le economie di costo conseguibili da parte delle imprese attraverso l'adesione al libero mercato dell'energia.

Un bilancio del contratto
1 gennaio – 31 dicembre 2010

Uno dei portati informativi del Mercuriale è quello di permettere valutazioni indicative di convenienza relativa tra contratti a prezzo fisso e contratti a prezzo variabile. Per semplicità, in questa sede faremo riferimento ai contratti a prezzo monorario, ovvero con prezzo uguale in tutte le ore

del giorno e della notte; le stesse considerazioni, pur con i dovuti accorgimenti del caso, valgono per i contratti a prezzo multiorario, ovvero con prezzi differenziati per ciascuna delle fasce orarie stabilite dall'Autorità.



Mercuriale dei prezzi(A) dell'energia elettrica in Lombardia
€/Mwh

(A) Corrispettivi monorari dei contratti a 12 mesi con decorrenza 1 gennaio 2010.
Fonte: Rete camerale dei Mercuriali dell'energia.

La figura mostra l'evoluzione dei corrispettivi dei contratti per forniture di 12 mesi attivate in Lombardia a partire dall'1 gennaio 2011. Si osserva chiaramente come il prezzo variabile al primo mese di fornitura (gennaio 2010) si collocava al di sotto del prezzo fisso di circa 5 €/MWh. Nel corso del 2010, a fronte di un'invarianza del prezzo fisso (che per definizione è bloccato per tutta la vigenza contrattuale), il prezzo variabile ha sperimentato una crescita nella parte centrale dell'anno arrivando a superare il prezzo fisso, per chiudere l'anno pressoché sugli stessi livelli di quest'ultimo nei mesi finali. Il motivo di questa salita è da ricercare nella crescita delle quotazioni del petrolio e dei principali combustibili utilizzati per la generazione termoelettrica nel corso del 2010, crescita incamerata dai corrispettivi variabili sulla base di formule di indicizzazione che replicano, in buona misura, l'andamento dei costi di generazione dei produttori di energia elettrica.

Un bilancio di convenienza sull'intero arco annuale tra le due tipologie di contratto non può prescindere dal profilo stagionale di consumo: per una piccola e media impresa che avesse concentrato gran parte dei suoi prelievi nei primi mesi dell'anno sarebbe stata più conveniente l'opzione del corrispettivo variabile. Convenienza che si sarebbe invertita a favore del corrispettivo fisso qualora l'impresa avesse consumato maggiori volumi di energia nella seconda parte dell'anno.

I contratti con decorrenza 1 gennaio 2011

La tavola riporta le indicazioni riferite ai contratti più diffusi attivati con decorrenza 1 gennaio 2011 in Lombardia. Le principali evidenze che emergono dalla lettura dei dati sono:

- *una marginale convenienza al primo mese di fornitura (gennaio 2011) dei*

contratti a prezzo fisso rispetto a quelli a prezzo variabile;

- *a parità di tipologia di prezzo (monorario o multiorario), corrispettivi più elevati per i contratti con durata di 24 mesi rispetto a quelli con durata di 12 mesi; una maggiore durata contrattuale implica l'impegno protratto per un tempo più lungo, da parte del fornitore, a mantenere invariati i corrispettivi, anche in presenza di variazioni dei costi di generazione: la distanza tra i corrispettivi per contratti a 12 e a 24 mesi rappresenta la controparte di questo servizio di assicurazione.*

Prezzi dell'energia in Lombarida a gennaio 2011

€/MWh; prezzo prevalente (da produttore/grossista per utente non domestico) della componente energia "franco centrale" per contratti della durata di 12 mesi e 24 mesi attivati con decorrenza 1 gennaio 2011

CLASSI DI CONSUMO (MWH/ANNO)	TENSIONE	DURATA	TIPOLOGIA	PREZZO FISSO(A)			PREZZO VARIABILE(B)		
				F1	F2	F3	F1	F2	F3
Fino a 300	BT	12 mesi	Monorario	83,70	85,88				
Fino a 300	BT	24 mesi	Monorario	89,65	88,08				
Fino a 300	BT	12 mesi	Multiorario	94,89	84,22	62,96	95,35	82,39	61,81
Dino a 300	BT	24 mesi	Multiorario	103,57	91,50	66,17	n.d.	n.d.	n.d.
Da 301 a 1.200	MT	12 mesi	Multiorario	91,88	79,32	59,47	94,04	81,87	61,34
Da 301 a 1.200	MT	24 mesi	Multiorario	102,76	90,76	64,36	n.d.	n.d.	n.d.

(A) Corrispettivo bloccato per tutto il periodo di vigenza della fornitura.

(B) Corrispettivo unitario aggiornato periodicamente, valorizzazione al primo mese di decorrenza della fornitura (P1); comprende i corrispettivi a sconto rispetto alle condizioni economiche stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela.

Fonte: Rete camerale dei Mercuriali dell'energia.

Condizioni economiche di maggior tutela

Approvvigionamento dell'Acquirente unico

Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica avvenuta l'1 luglio 2007, ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, l'Acquirente unico è il soggetto che svolge l'attività di approvvigionamento per i clienti che usufruiscono del servizio di maggior tutela, servizio rivolto ai clienti domestici e alle piccole imprese che non hanno un venditore sul mercato libero. I clienti che, pur non avendo un venditore sul mercato libero, non rientrano tra gli aventi diritto alla maggior tutela sono serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia, svolto da società di vendita selezionate attraverso apposite procedure di gara. Nello svolgimento delle funzioni che gli sono attribuite, l'Acquirente unico è incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica minimizzando i costi e i rischi connessi con le diverse modalità di approvvigionamento cui può ricorrere.

La tavola 2.44 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2010. Dalla tavola è possibile constatare come, per i propri approvvigionamenti, l'Acquirente unico abbia sottoscritto contratti al di fuori del sistema delle offerte per un ammontare pari a circa il 47% del suo fabbisogno. Relativamente agli acquisti fatti sull'MGP, il 13% di essi è stato coperto dal rischio prezzo con contratti differenziali, inclusivi del contratto *Virtual Power Plant* (VPP) sottoscritto con Enel Produzione, e con l'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva di cui alla delibera CIP6.

TAV. 2.44

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2010

GWh, al lordo delle perdite di rete

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Al di fuori del sistema delle offerte	**17.049**	**8.954**	**15.842**	**41.845**
di cui:				
- importazioni annuali	850	511	854	2.215
- importazioni pluriennali	1.683	1.245	2.328	5.256
- contratti bilaterali	14.516	7.198	12.660	34.374
Mercato del giorno prima	**17.121**	**16.605**	**14.743**	**48.469**
di cui:				
- contratti differenziali	254	188	351	793
- CIP6	1.799	1.332	2.491	5.622
- acquisti al PUN	15.068	15.085	11.901	42.054
Sbilanciamento Unità di consumo(A)	*-1.197*	*-34*	*-34*	*-1.265*
TOTALE	**32.973**	**25.525**	**30.551**	**89.049**

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

La quantità di energia elettrica di sbilanciamento, attribuita all'Acquirente unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le unità di consumo, si è attestata su valori superiori a quelli precedentemente registrati nell'anno 2009 e corrispondenti all'1,4% del fabbisogno.

Nella tavola 2.45 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di borsa.

TAV. 2.45

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2010

Incidenza delle fonti di approvvigionamento non soggette al rischio prezzo sul totale del fabbisogno nel 2010

	F1	F2	F3	TOTALE
CIP6	5%	5%	8%	6%
Contratti bilaterali	44%	28%	41%	39%
Importazioni	8%	7%	10%	8%
Contratti differenziali	1%	1%	1%	1%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Con riferimento al 2011[6] l'ammontare di energia elettrica acquistata nell'MGP interessa circa il 59% del fabbisogno dell'Acquirente unico.

La quota del portafoglio dell'Acquirente unico, coperta con contratti differenziali per la protezione dal rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata nell'MGP e prevista per l'anno 2011, fa riferimento:

- alla potenza sottostante i contratti di cessione di capacità produttiva virtuale (contratti VPP) per l'anno 2011, stipulati tra l'Acquirente unico ed Enel Produzione, di cui alla tavola 2.46;
- alla potenza sottostante altri contratti differenziali, sottoscritti in esito a procedure d'asta e indicati nella tavola 2.47, distinti tra prodotti *baseload* e *peakload*.

6 I dati relativi all'anno 2011 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2011.

TAV. 2.46

Quantità assegnate ai contratti Virtual Power Plant nel 2011

DATA ASTA	MW	DURATA	PRODOTTO
15/10/2009	13	1 gennaio - 31 dicembre 2011	*Baseload*
28/09/2010	193	1 gennaio - 31 dicembre 2011	*Baseload*

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

TAV. 2.47

Quantità assegnate ad altri contratti differenziati nel 2011

DATA ASTA	MW	DURATA	PRODOTTO
12/11/2010	5	1 gennaio - 31 dicembre 2011	*Peakload*
25/11/2010	2	1 gennaio - 31 dicembre 2011	*Peakload*
25/01/2011	175	1 - 28 febbraio 2011	*Peakload*
	300		*Baseload*

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Per l'anno 2011 l'Acquirente unico ha inoltre bandito delle aste per la stipula di contratti bilaterali fisici. La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata nella tavola 2.48 dove sono distinti i prodotti *baseload* e *peakload*.

TAV. 2.48

Quantità assegnate ai contratti bilateriali nel 2011

DATA ASTA	MW	DURATA	PRODOTTO
22/04/2010	20	1 gennaio - 31 dicembre 2011	*Peakload*
19/05/2010	247	1 gennaio - 31 dicembre 2011	*Baseload*
27/05/2010	300	1 gennaio - 31 dicembre 2011	*Baseload*
03/06/2010	211	1 gennaio - 31 dicembre 2011	*Baseload*
10/06/2010	300	1 gennaio - 31 dicembre 2011	*Baseload*
16/06/2010	245	1 gennaio - 31 dicembre 2011	*Baseload*
06/07/2010	300	1 gennaio - 31 dicembre 2011	*Baseload*
20/07/2010	300	1 gennaio - 31 dicembre 2011	*Baseload*
25/08/2010	196	1 gennaio - 31 dicembre 2011	*Baseload*
26/01/2011	280	1 gennaio - 31 marzo 2011	*Baseload*
	100		*Peakload*

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Per quanto attiene il prezzo di regolazione dei singoli contratti bilaterali, tutte le aste prevedono una valorizzazione a prezzo fisso. All'energia elettrica conseguente alle assegnazioni riportate nella tavola 2.48 vanno poi aggiunti 5.510 GWh di energia elettrica riferita a prodotti negoziati sull'MTE gestito dal GME.

Per quanto riguarda i contratti di importazione annuale, la tavola 2.49 riporta la potenza assegnata singolarmente in ogni asta bandita dall'Acquirente unico.

Infine, la tavola 2.50 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2011.

TAV. 2.49

Quantità assegnate ai contratti di importazione nel 2011

ASTA	MW	PRODOTTO	FRONTIERE	DURATA
Asta annuale[A]	70	*Baseload*	Francia	1 gennaio - 31 dicembre
	5	23 dicembre 2010	Svizzera	
	125	*Baseload*	Francia	
	8	27 dicembre 2010	Svizzera	
	176	*Baseload*	Francia	
	337	29 dicembre 2010	Svizzera	

(A) I prodotti annuali possono essere soggetti a interruzioni programmate per la manutenzione della rete.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

TAV. 2.50

Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per il 2011

FONTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2011 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'ACQUIRENTE UNICO	PREZZO
Importazioni annuali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2011	5.104	6,0	Definito nell'ambito del contratto
Importazioni pluriennali	600 MW con riferimento alla frontiera Svizzera	5.256	6,2	66,3 €/MWh, corrispondente al prezzo previsto dal decreto 14 dicembre 2010 (aggiornato trimestralmente ai sensi della delibera ARG/elt 241/10)
Contratti bilaterali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2011, inclusiva degli acquisti effettuati sul mercato a termine dell'energia elettrica	24.195	28,6	Definito nell'ambito del contratto
Borsa elettrica (Mercato del giorno prima)	La quota rimanente per soddisfare la domanda dei clienti finali	50.037	59,2	Prezzo unico nazionale
di cui				
Contratti differenziali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2011	265	0,3	Definito nell'ambito del contratto
VPP	La potenza assegnata in esito ai contratti di cessione di capacità produttiva virtuale	1.805	2,1	Prezzi in funzione del prezzo di aggiudicazione dell'asta.
	TOTALE FABBISOGNO	84.592	100,0	

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Energia elettrica e inflazione

A partire da gennaio 2011 l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha apportato un'ampia revisione alla rilevazione dell'inflazione. Il paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione, viene rivisto ogni anno, per aggiornarne tanto il sistema di ponderazione, quanto la lista dei beni e dei servizi

che ne fanno parte. L'ultima revisione, tuttavia, è stata più ampia perché oltre ad apportare i consueti cambiamenti, l'Istat ha modificato l'anno di riferimento degli indici, passato da 1995=100 a 2010=100; inoltre, gli indici vengono ora calcolati secondo un nuovo e più articolato schema di classificazione della spesa per consumi[7] definita a livello europeo. Il nuovo schema classificatorio adottato prevede l'introduzione di due ulteriori livelli di disaggregazione prima inesistenti: le Sottoclassi di prodotto e i Segmenti di consumo. Da gennaio 2011, la classificazione dei prodotti si articola quindi in cinque livelli via via più disaggregati, che nell'ordine sono: Divisioni, Gruppi di prodotto, Classi di prodotto, Sottoclassi di prodotto e Segmenti di consumo. Questi ultimi due livelli hanno sostituito quello più elementare utilizzato fino allo scorso anno, che erano le Voci di prodotto.

Per quanto riguarda le Voci di prodotto di interesse dell'Autorità tradizionalmente commentate nella *Relazione Annuale*, è da segnalare la sostituzione del nuovo segmento di consumo "Energia elettrica" con la precedente voce "Energia elettrica". Per quanto riguarda il gas, la nuova disaggregazione comporta la sostituzione tra la precedente voce di prodotto "Gas" con la Classe di prodotto "Gas". Come si vedrà meglio nel Capitolo 3, dall'attuale Gruppo di prodotto "Gas" è stato ulteriormente enucleato il segmento di consumo "Gas di città e gas naturale" che è propriamente il "prodotto" regolato dall'Autorità. Naturalmente, essendo questo elemento nuovo non si può raccordarlo al passato e nemmeno è possibile calcolarne il tasso di variazione tendenziale. Esso è però inserito anche nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati" che comprende l'insieme (esclusivo) dei due segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire "Energia elettrica" e "Gas di città e naturale". Diviene quindi interessante osservare anche questa tipologia di prodotto.

Il prezzo dell'energia elettrica rilevato dall'Istat nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC)[8] ha mantenuto un trend di discesa sino all'estate del 2009, per poi restare stabile fino alla fine dell'anno. Nella prima metà del 2010 ha continuato a diminuire in modo consistente, per poi tornare stabile o al più in lieve discesa sino a fine anno. Una leggera riduzione ha caratterizzato anche il primo trimestre del 2011. Grazie a questo andamento, il tasso di inflazione misurato sui prezzi dell'energia elettrica ha registrato bruschi rallentamenti a partire dall'autunno 2008 sino a oggi (Fig. 2.19).

Dal 13% toccato a luglio 2008, il tasso d'inflazione elettrico è sceso sino ad annullarsi nell'aprile 2009, per poi divenire negativo (-5,5%) a fine anno. La discesa è proseguita anche nel 2010: tra aprile e ottobre la dinamica elettrica ha toccato un punto di minimo relativo, pari a -7,1%, valore da cui è risalita sino al -4,1% di gennaio 2011. In ragione d'anno, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane rilevato dall'Istat è diminuito del 6,8% nel 2010, dopo essere sceso dell'1,9% nel 2009 (mentre era cresciuto del 9,7% nel 2008). Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è aumentato costantemente - del 3,3% nel 2008, dello 0,7% nel 2009 e dell'1,5% nel 2010 - il calo del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane nel 2009, e più ancora nel 2010, risulta molto più consistente se valutato in termini reali (nei due anni rispettivamente pari a -2,6% e -8,1%). L'andamento dell'energia elettrica ha notevolmente contribuito, come si vede nella figura 2.19, a mantenere negativo il tasso di inflazione degli energetici regolamentati, per quasi tutto il 2010.

7 La classificazione della spesa per consumi adottata per gli indici dei prezzi al consumo è quella internazionale COICOP (*Classification of Individual Consumption by Purpose*).

8 Più precisamente, nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva il prezzo dell'energia elettrica all'interno della categoria della "spesa per l'abitazione". Il peso dell'indice elementare dell'energia elettrica nel paniere al netto dei tabacchi, pari all'1,27% nel 2009, è salito all'1,31 nel 2010 ed è tornato all'1,25% nel 2011.

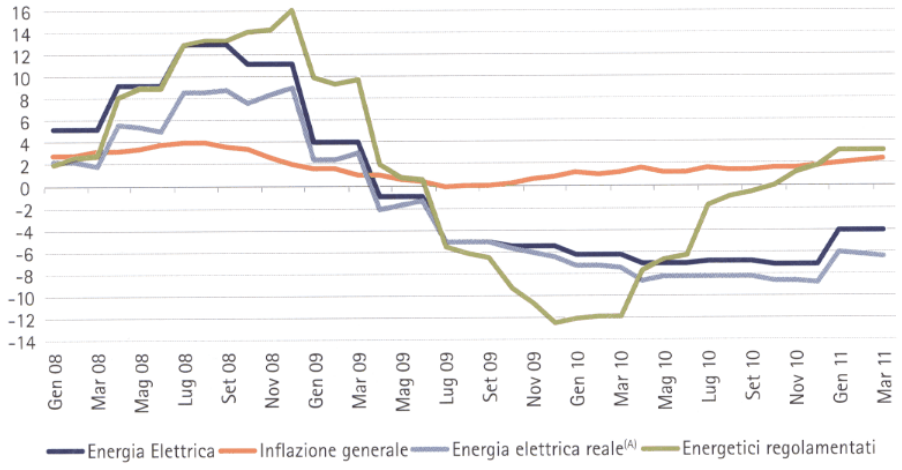


FIG. 2.19

Inflazione generale ed elettrica dal 2008 al 2010

Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo

(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

Fonte: Elaborazione su dati Istat, numeri indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività – indici nazionali.

L'andamento del prezzo dell'energia elettrica italiana si può osservare anche nel confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 2.20).

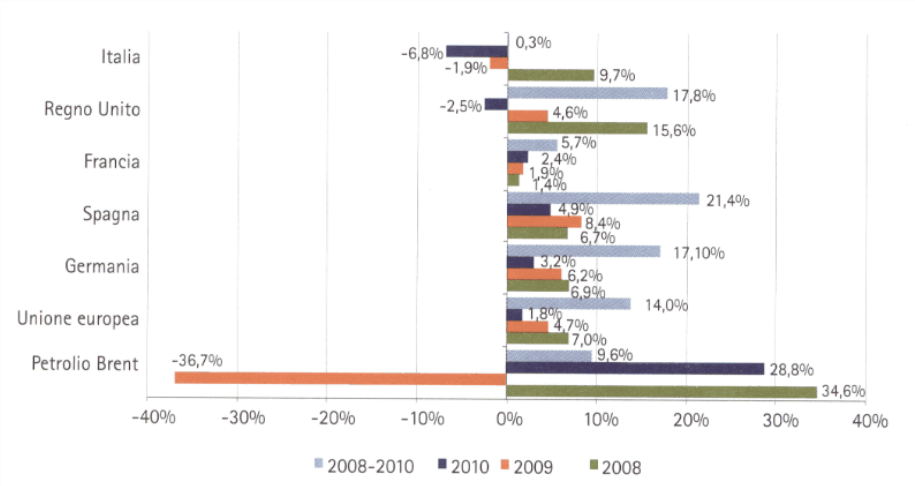
Con un calo del 6,8%, la performance del prezzo italiano nel 2010 è risultata la migliore rispetto ai paesi considerati dove, a eccezione del Regno Unito, si sono invece rilevati aumenti più o meno consistenti. A fronte di una crescita media europea (di 27 paesi) pari all'1,8%, il rincaro di minore entità è risultato quello francese, pari al 2,4%. Come in Italia, anche nel Regno Unito si è osservata una diminuzione, seppure meno consistente, pari al 2,5%, mentre i consumatori tedeschi e spagnoli hanno subito aumenti rispettivamente del 3,2% e del 4,9%. Pure nel 2009 il prezzo per i consumatori italiani aveva registrato una riduzione (–1,9%) in controtendenza rispetto agli altri paesi europei, mentre nel 2008 il risultato italiano appariva come uno dei peggiori: l'aumento del 9,7% registrato nel nostro paese era effettivamente inferiore solo al 15,6% ottenuto nel Regno Unito.

Più in generale, osservando i corrispondenti tassi di crescita del prezzo del petrolio, le variazioni dei prezzi dell'energia elettrica italiana e inglese sembrano più correlate con l'andamento del Brent, seppure con un certo ritardo, in confronto di quelle che si osservano negli altri paesi considerati, riflettendo in ciò il significativo peso (di poco inferiore all'80%) della generazione termoelettrica rispetto alle altre fonti di produzione di elettricità.

FIG. 2.20

Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica nei principali paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

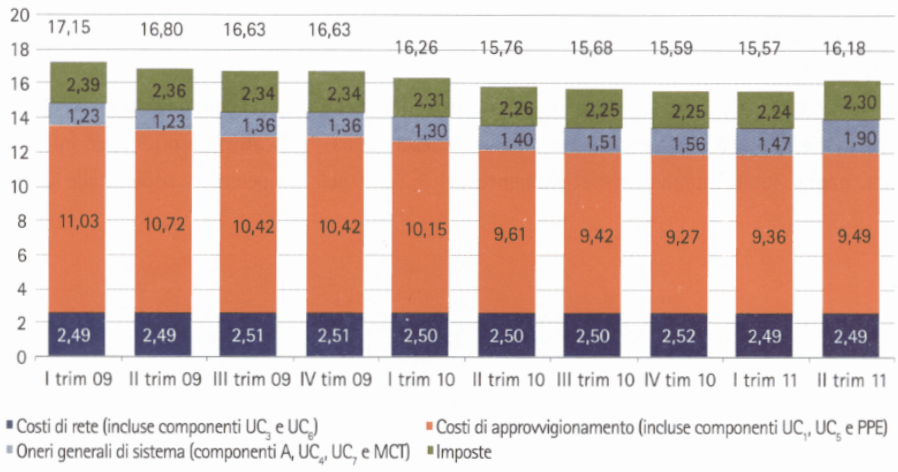
Le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

La dinamica dell'indice mensile dell'Istat per il prezzo dell'energia elettrica trova conferma nell'andamento delle condizioni economiche di maggior tutela per un consumatore domestico residente con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza di 3 kW. Nel corso del 2010 e del primo trimestre 2011 i prezzi di maggior tutela sono gradualmente scesi, portandosi su livelli inferiori di oltre il 9% rispetto a due anni prima. La fase di contrazione si è interrotta nel secondo trimestre 2011 con un aumento congiunturale del 3,9% e tendenziale del 2,6% (Fig. 2.21).

FIG. 2.21

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

c€/kWh(A); 2009-2011



(A) Prima dell'1 luglio 2007 i costi di rete includevano i costi di commercializzazione dell'attività di vendita (non identificabili, in quanto non esisteva una componente tariffaria specifica per la tariffa domestica D2), mentre dal secondo semestre 2007 è stata introdotta la componente PCV a copertura dei suddetti costi e, dalla medesima data, questa componente è inclusa, più propriamente, nei costi di approvvigionamento.

All'1 aprile 2011 il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza è pari a 13,88 c€/kWh al netto delle imposte e a 16,18 c€/kWh al lordo delle imposte.

La componente a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura (incluse le componenti tariffarie UC_3 e UC_6 in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incide per il 15,4% sul prezzo lordo complessivo, in leggero calo rispetto al contributo registrato nel secondo trimestre 2010 (15,9%).

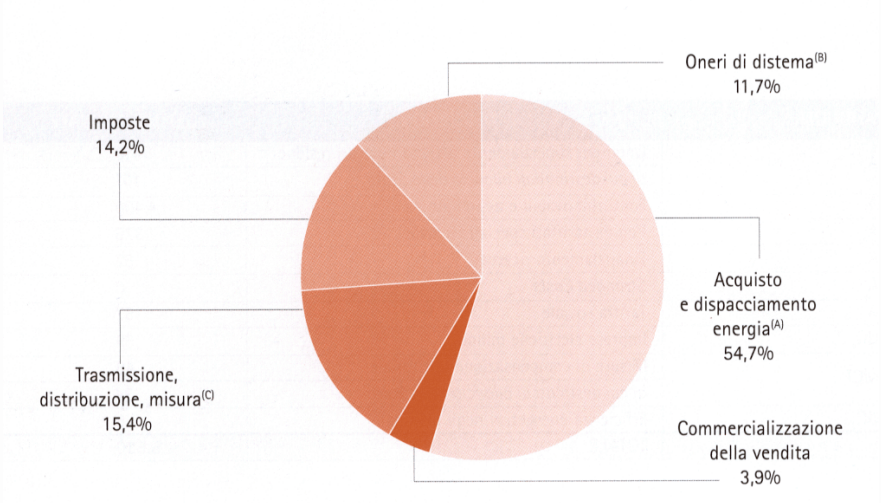


FIG. 2.22

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

Composizione percentuale all'1 aprile 2011

(A) Il corrispettivo per l'acquisto e il dispacciamento di energia include le componenti di perequazione UC_1, e PPE.
(B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, le componenti UC_4, UC_7 e MCT.
(C) La componente a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura include le componenti UC_3 e UC_6.

I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica ad aprile 2011 presentano un'incidenza sul prezzo lordo pari al 59%, in calo di circa due punti percentuali rispetto a un anno prima. Tali corrispettivi comprendono anche le seguenti voci:

- la componente UC_1 relativa alla copertura degli squilibri residui del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento sia dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato fino al 30 giugno 2007, sia dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela per il periodo compreso tra l'1 luglio e il 31 dicembre 2007; a partire dall'1 aprile 2010 è stata azzerata e il relativo conto presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico verrà soppresso al termine di tutte le operazioni di calcolo e liquidazione delle partite della perequazione per l'anno 2007;
- la componente PPE, in vigore dall'1 gennaio 2008 e attivata nel gennaio 2009, destinata al finanziamento degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela; all'1 aprile 2011 è pari a –0,286 c€/kWh, dove il segno negativo indica una restituzione ai clienti finali;
- i corrispettivi che nel regime di definizione delle componenti tariffarie del mercato vincolato erano esplicitati attraverso, rispettivamente, la componente UC_5 (differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti) e gli elementi CD (remunerazione della disponibilità della capacità produttiva) e INT (remunerazione del servizio di interrompibilità), che sono stati inglobati in un unico elemento (PD) a copertura dei costi di dispacciamento, a partire dal terzo trimestre 2007.

La componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita all'1 aprile 2011 è pari a 0,64 c€/kWh e pesa per circa il 4% sul prezzo totale.

Nel secondo trimestre 2011 gli oneri generali di sistema (incluse le componenti UC_4 relativa alle integrazioni tariffarie, MCT per le misure di compensazione territoriale, A_5 a copertura del bonus sociale, UC_7 per l'efficienza energetica) ammontano, per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela, a 1,90 c€/kWh e incidono sul prezzo lordo per il 12%, in aumento di circa tre punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2010. La tavola 2.51 illustra la ripartizione del gettito complessivo degli oneri generali di sistema di competenza 2010 tra le diverse componenti, evidenziando il peso della componente A_3. Si rimanda al Capitolo 2, vol. 2, per ulteriori informazioni di dettaglio.

TAV. 2.51

Oneri generali di sistema di competenza nel 2010

M€

ALIQUOTA	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE
A_2	Oneri per finanziamento attività nucleari residue	410
	di cui destinati al bilancio dello Stato	*101*
A_3	Fonti rinnovabili e assimilate	4.400
A_4	Regimi tariffari speciali ferrovie	376
A_5	Finanziamento ricerca	62
A_6	*Stranded Costs*	0
A_s	Tariffa sociale	157
UC_4	Imprese elettriche minori	69
MCT	Misure di compensazione territoriale	48
	di cui destinati al bilancio dello Stato	*34*
UC_7	Efficienza energetica negli usi finali	8
	TOTALE	**5.530**

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione

L'anno 2010 ha confermato il miglioramento, già riscontrato durante gli anni 2008 e 2009, della continuità del servizio di trasmissione rispetto agli anni precedenti. Tale continuità viene comunemente misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS). L'andamento di questo indicatore negli ultimi cinque anni è presentato nella tavola 2.52, dove le informazioni relative all'anno 2010 fanno riferimento a dati ricevuti da Terna durante il mese di aprile 2011, ancora oggetto di verifiche da parte degli Uffici dell'Autorità.

TAV. 2.52

Energia non fornita per le disalimentazioni di tutti gli utenti(A)

AREA	2006	2007	2008	2009	2010
Italia	3.477	8.465	2.430	2.372	2.076

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

Fonte: Comunicazioni di Terna all'Autorità.

Nel corso del 2010 si è confermata la riduzione degli incidenti rilevanti (cioè delle disalimentazioni con maggiore impatto in termini di ENS), già riscontrata nel corso del 2008 e del 2009. Si è registrato infatti un unico incidente rilevante, nel mese di novembre, che ha interessato la rete 150 kV della provincia di Caserta, in corrispondenza di una sequenza di quattro episodi di guasto in condizioni meteorologiche perturbate (Tav. 2.53).

TAV. 2.53

Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti(A)

MWh/anno

ANNO	NUMERO INCIDENTI RILEVANTI	ENERGIA NON FORNITA
2006	2	2.548
2007	11	7.468
2008	1	560
2009	1	370
2010	1	286

(A) La delibera 7 novembre 2007, n. 281/07, ha ridefinito a partire dall'1 gennaio 2008 gli incidenti rilevanti come le disalimentazioni che comportano una ENS superiore a 250 MWh. Fino al 31 dicembre 2007, la delibera 30 dicembre 2004, n. 250/04, prevedeva che l'incidente rilevante fosse caratterizzato da ENS superiore a 150 MWh e da una durata superiore a 30 minuti.

Fonte: *Rapporti annuali* di Terna e comunicazioni di Terna all'Autorità.

L'andamento del numero medio di interruzioni lunghe e brevi originate dalla trasmissione (dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna) è riportato nella tavola 2.54. Il numero medio rimane sostanzialmente costante su base nazionale ed è inferiore a una interruzione ogni due anni. Si riscontrano invece variazioni anche significative per le diverse aree territoriali, con la conferma di una migliore continuità del servizio nel Centro-Nord dell'Italia. Trovano inoltre riprova il trend di significativo miglioramento per l'area territoriale di Cagliari e quello di importante peggioramento per l'area territoriale di Napoli. Le informazioni relative all'anno 2010 fanno riferimento a dati ricevuti da Terna durante il mese di aprile 2011, ancora oggetto di verifiche da parte degli Uffici dell'Autorità.

TAV. 2.54

Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN(A)

Numero annuo di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi incidenti rilevanti)

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2006	2007	2008	2009	2010
Torino	0,32	0,13	0,71	0,32	0,21
Milano	0,11	0,25	0,22	0,14	0,10
Padova	0,21	0,41	0,37	0,34	0,29
Firenze	0,25	0,46	0,27	0,19	0,19
Roma	0,79	0,34	0,41	0,45	0,32
Napoli	0,29	0,37	0,48	0,85	1,14
Palermo	1,05	0,94	0,75	0,57	0,80
Cagliari	0,75	0,82	0,22	0,10	0,11
ITALIA	**0,38**	**0,39**	**0,42**	**0,37**	**0,39**

(A) I dati sono calcolati con riferimento alle disalimentazioni subite da utenti coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine. Per congruenza con i dati relativi agli anni 2006-2008, i dati del 2009 e del 2010 si riferiscono all'insieme degli utenti che risultavano direttamente connessi a fine 2008, prima dell'estensione dell'ambito della Rete di trasmissione nazionale.

Fonte: Comunicazioni di Terna all'Autorità.

Per quanto riguarda la qualità della tensione sulla RTN, nel corso del 2010 è proseguita la campagna di misura sulla rete di alta tensione effettuata da Terna (mediante 107 strumenti di misura in stazioni di altissima tensione e 58 strumenti in siti utenti in alta tensione), disponibile mediante l'applicativo web MONIQUE di Terna. Le caratteristiche della tensione da rilevare sono descritte nel Capitolo 11.5 del Codice di rete, in accordo alle prescrizioni della delibera n. 250/04:

- variazioni della frequenza;
- variazioni della tensione a frequenza industriale;
- buchi di tensione, aggregati per fasce di durata e di abbassamento di tensione e per tipologia (unipolare, bipolare, tripolare);
- distorsione armonica;
- fluttuazione della tensione a breve e a lungo termine (flicker);
- grado di asimmetria della tensione trifase;
- interruzioni transitorie.

Sulla base dei risultati della campagna di misura e in ottemperanza alle disposizioni del comma 33.5 della delibera n. 250/04, Terna ha pubblicato i livelli attesi di qualità della tensione per l'anno 2010 e i livelli attesi di qualità della tensione per l'anno 2011, che sono riportati nella tavola 2.55 relativamente alla variazione della tensione, e nella tavola 2.56 per quanto riguarda i buchi di tensione monofase e polifase.

TAV. 2.55

Livelli attesi di qualità della tensione per il 2010 e per il 2011: variazione della tensione per cliente all'anno

KV

TENSIONE ESERCIZIO	V_{MIN}-V_{MAX} 95% DEL TEMPO ES. NORMALE	V_{MIN}-V_{MAX} 100% DEL TEMPO ES. NORMALE	V_{MIN}-V_{MAX} EMERGENZA O RIPRISTINO
400	375-415	360-420	350-430
230	222-238	200-242	187-245
150	143-158	140-165	128-170
132	125-139	120-145	112-150
120	114-126	110-132	105-140

Fonte: Terna.

TAV. 2.56

Livelli attesi di qualità della tensione per il 2010 e per il 2011: buchi di tensione per cliente all'anno

PARAMETRO(A)	RETE 380 KV	RETE 220 KV	RETI AT
Buchi tensione monofase	5 (200)	10 (200)	15 (400)
Buchi tensione polifase	3 (50)	6 (100)	9 (250)

(A) Il numero di buchi si riferisce agli eventi con tensione residua inferiore al 70% della tensione nominale e durata superiore a 500 ms. Il valore tra parentesi si riferisce al numero totale di buchi con tensione residua inferiore al 90% della tensione nominale e di qualsiasi durata.

Fonte: Terna.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

Nel 2010, come già avvenuto nel 2008 e nel 2009, la durata e il numero di interruzioni senza preavviso di durata superiore a 3 minuti hanno registrato valori maggiori in confronto ai minimi rilevati nel 2007. Si conferma comunque il netto trend di miglioramento rispetto al 2000, anno di prima introduzione della regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese di distribuzione: il miglioramento degli indicatori è circa 60% per la durata media annuale e circa 40% per il numero medio annuale.

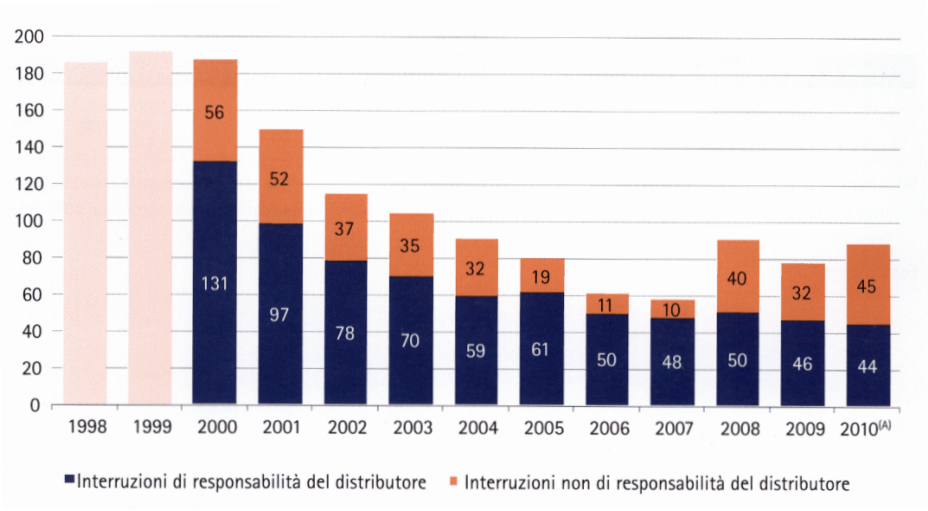
Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2010, si conferma il significativo impatto di eventi non attribuiti a responsabilità delle imprese distributrici, che aveva invece registrato una importante riduzione negli anni 2006 e 2007. Come mostrato nella figura 2.23, la durata media annuale delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici per cliente ha invece registrato il minimo storico, pari a 44 minuti a livello nazionale. Nel calcolo di tale valore sono dedotte le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate, identificate in base a un metodo statistico, le interruzioni dovute a eventi eccezionali, a furti e ad atti di autorità pubblica. Considerando le interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione (esclusi gli "incidenti rilevanti" e gli interventi dei sistemi di difesa), nel 2010:

- la durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione è stata pari a 89 minuti;
- la durata media annuale delle interruzioni per cliente di responsabilità delle imprese distributrici è stata pari a circa 44 minuti a livello nazionale, 29 minuti nel Nord Italia, 46 minuti nel Centro Italia e 63 minuti nel Sud Italia (Fig. 2.24);
- il numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe si è attestato a 2,26 interruzioni per cliente in bassa tensione (Fig. 2.25);
- il numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi si è attestato a 2,79 interruzioni per cliente in bassa tensione (Fig. 2.26);
- il numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi, per cliente, di responsabilità delle imprese distributrici è stato pari a 3,86 a livello nazionale, 2,31 nel Nord Italia, 3,43 nel Centro Italia e 6,30 nel Sud Italia (Fig. 2.27).

FIG. 2.23

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione

Riferita a Enel Distribuzione e a imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa); minuti persi per cliente all'anno



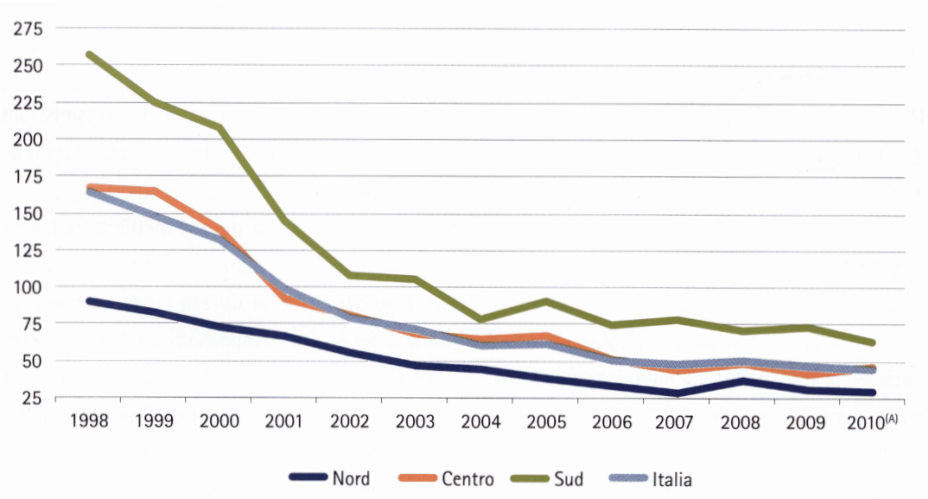
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2010 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.24

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

Riferita a Enel Distribuzione e a imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa); minuti persi per cliente all'anno



(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2010 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

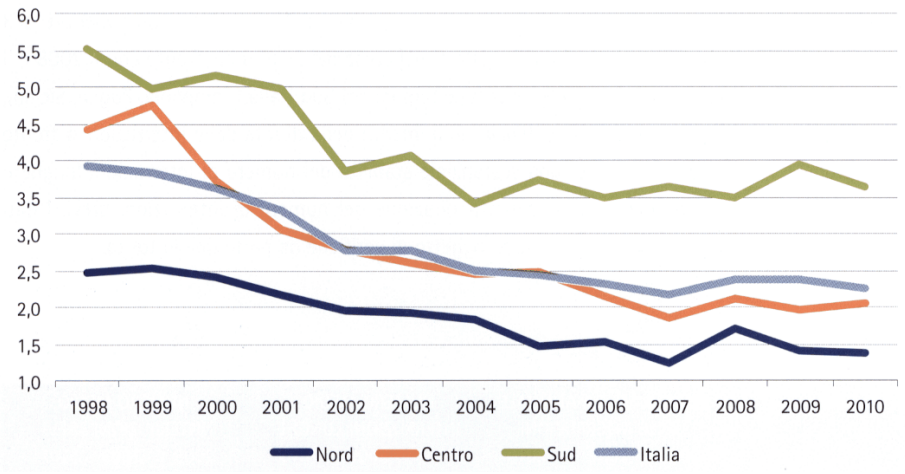


FIG. 2.25

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

Riferita a Enel Distribuzione e a imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa); minuti persi per cliente all'anno

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

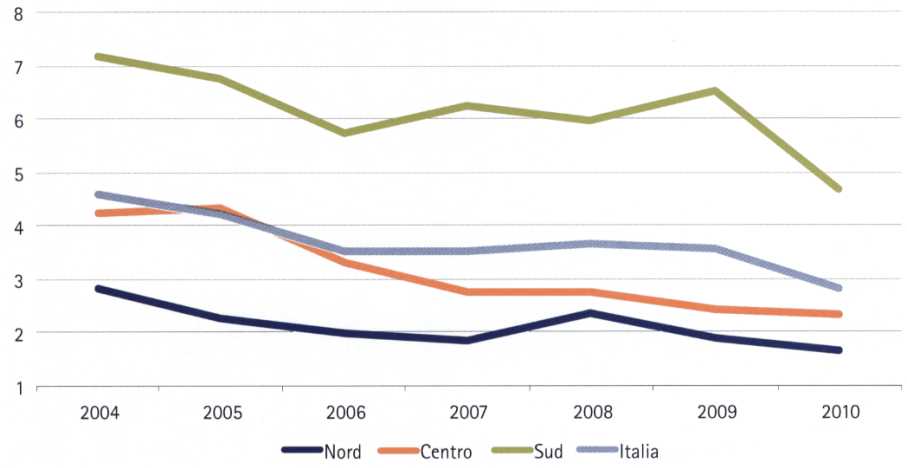


FIG. 2.26

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

Riferita a Enel Distribuzione e a imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa); minuti persi per cliente all'anno

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

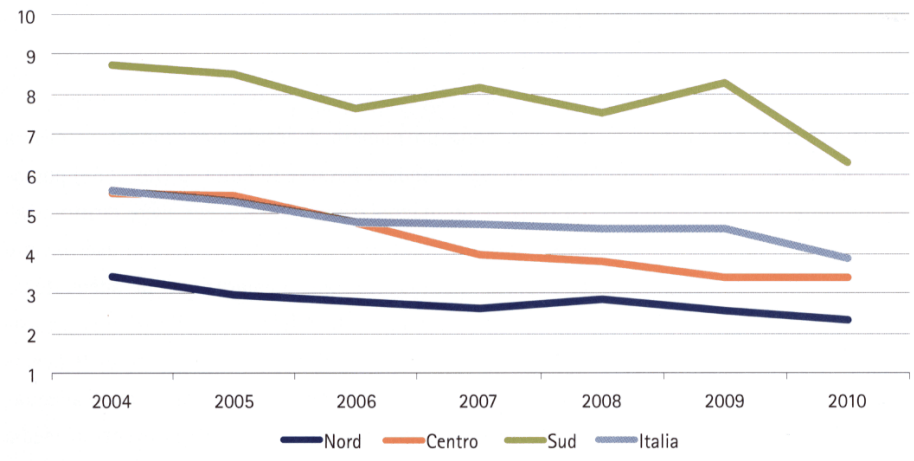


FIG. 2.27

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

Riferita a Enel Distribuzione e a imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa); minuti persi per cliente all'anno

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 2.57 mostra i valori di continuità del servizio a livello regionale relativi a interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione (esclusi gli interventi dei sistemi di difesa e gli incidenti rilevanti), presentando la durata media annuale di interruzioni senza preavviso per cliente in bassa tensione, il numero medio di interruzioni lunghe senza preavviso, cioè di durata superiore a 3 minuti, e il numero di medio di interruzioni brevi senza preavviso, cioè di durata superiore a 1 secondo e non superiore a 3 minuti, registrati nel corso del 2010 a confronto con il 2008 e il 2009. In alcune regioni del Sud Italia (Campania, Puglia, Sicilia), si evidenzia un aumento della durata delle interruzioni a fronte di una sostanziale stabilità del numero di interruzioni lunghe e di una netta riduzione del numero di interruzioni brevi. I dati 2010 sono oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

TAV. 2.57

Durata media delle interruzioni e numero medio di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utenti in bassa tensione

Riferita a Enel Distribuzione e a imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa)

REGIONE O AREA	DURATA MEDIA ANNUALE DELLE INTERRUZIONI			NUMERO MEDIO INTERRUZIONI LUNGHE			NUMERO MEDIO INTERRUZIONI BREVI		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010	2008	2009	2010
Valle d'Aosta	69	48	37	1,94	1,50	1,07	2,42	2,81	1,62
Piemonte	171	58	38	2,35	1,74	1,46	2,80	2,01	1,83
Liguria	69	57	52	2,16	1,92	1,78	3,97	3,50	2,28
Lombardia	48	40	34	1,35	1,11	1,10	1,63	1,47	1,23
Trentino Alto Adige	262	59	71	3,56	1,89	1,67	3,93	2,76	2,27
Veneto	56	44	72	1,75	1,54	1,71	2,48	2,01	2,03
Friuli Venezia Giulia	52	36	26	1,34	1,03	0,90	2,78	2,08	1,35
Emilia Romagna	32	38	65	1,10	1,19	1,31	1,60	1,42	1,53
Toscana	53	49	62	1,59	1,65	1,60	2,20	1,86	1,98
Marche	53	44	57	1,68	1,55	1,79	2,58	2,58	2,51
Umbria	43	43	45	1,54	1,44	1,53	2,41	2,04	2,00
Lazio	82	63	80	2,74	2,37	2,51	3,24	2,91	2,61
Abruzzo	63	191	56	2,09	2,49	2,17	3,11	3,63	2,38
Molise	24	24	36	1,30	1,34	1,30	1,44	1,46	1,55
Campania	104	109	128	4,03	4,60	4,85	8,14	8,17	5,73
Puglia	93	102	118	2,69	3,06	2,62	3,91	4,60	3,31
Basilicata	46	51	53	1,47	1,74	1,46	2,48	3,58	2,87
Calabria	134	128	111	4,16	4,48	4,25	6,45	6,79	5,87
Sicilia	197	229	321	4,20	5,07	4,39	7,26	8,98	5,96
Sardegna	118	71	60	3,15	2,91	2,40	5,26	3,67	3,03
Nord	77	45	48	1,69	1,39	1,36	2,28	1,88	1,64
Centro	66	55	69	2,13	1,96	2,05	2,75	2,46	2,34
Sud	123	139	157	3,48	3,95	3,65	5,99	6,53	4,68
ITALIA	**88**	**78**	**89**	**2,37**	**2,35**	**2,26**	**3,61**	**3,54**	**2,79**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

I dati relativi alla continuità del servizio elettrico sono consultabili sul sito internet dell'Autorità sia in forma aggregata nella sezione dati statistici, sia in maggior dettaglio nella sezione banche dati qualità.

Standard di qualità individuali per clienti in media tensione

Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono anche un meccanismo di regolazione individuale di tutela per gli utenti alimentati in media tensione. Gli utenti che subiscono un numero di interruzioni lunghe in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità (Tav. 2.58) possono ricevere un indennizzo economico. Per avere diritto a tali indennizzi, gli utenti in media tensione devono aver inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità (art. 35 della delibera 19 dicembre 2007, n. 333/07), con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento tecnico degli impianti elettrici degli utenti in media tensione.

TAV. 2.58

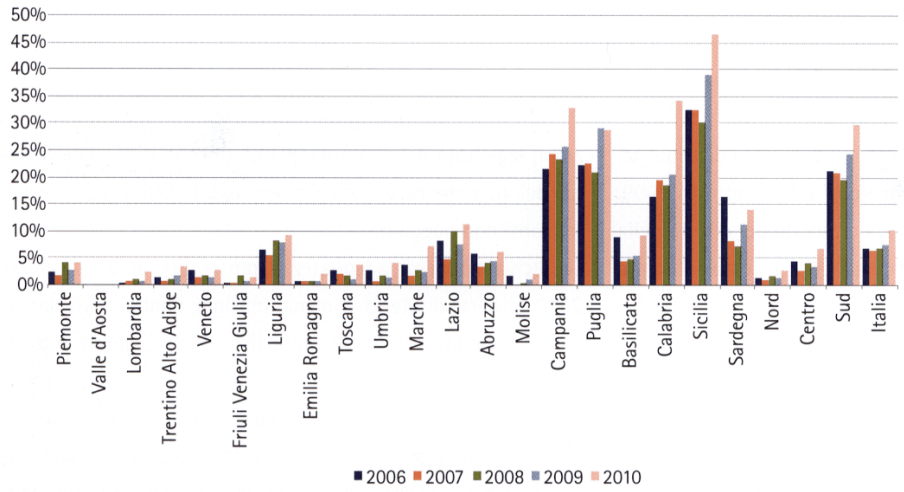
Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione

LOCALIZZAZIONE DELL'UTENTE	STANDARD VIGENTE FINO AL 2009	STANDARD IN VIGORE DAL 2010
Ambiti in alta concentrazione (comuni > 50.000 abitanti)	3	2
Ambiti in media concentrazione	4	3
Ambiti in bassa concentrazione (comuni ≤ 5.000 abitanti)	5	4

FIG. 2.28

Percentuale di "clienti peggio serviti" sul totale degli utenti in media tensione

Percentuali per regione



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Gli utenti in media tensione che hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (che vengono definiti utenti "peggio serviti"), sono localizzati in maggioranza nelle regioni del Sud. Qui la percentuale degli utenti peggio serviti nel corso del 2010 ha raggiunto circa il 30%, ben oltre il 10% medio nazionale (Fig. 2.28). Per tutte le regioni e aree, si registra un aumento della percentuale di utenti peggio serviti nel 2010, dovuto alla riduzione dello standard osservata nella tavola 2.58. Gli utenti che non hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza sono soggetti al versamento di un Corrispettivo tariffario specifico (CTS). L'impresa distributrice trattiene una parte predefinita del CTS e deve versarne la maggior parte alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (Tav. 2.59). A quest'ultima è destinata anche la quota di penalità per numero di interruzioni lunghe oltre lo standard, che le imprese distributrici non corrispondono direttamente a indennizzo di utenti in media tensione nel caso di utenti con impianti non adeguati (Tav. 2.60). In particolare, tali risorse vengono destinate al Conto qualità dei servizi elettrici presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico, che ha l'obiettivo di finanziare interventi migliorativi della qualità (a partire dai premi erogati dalla regolazione incentivante della continuità).

TAV. 2.59

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

M€

ANNO	RACCOLTO DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	TRATTENUTO	ECCEDENZA VERSATA ALLA CASSA CONGUAGLIO
2007	12,8	5,2	7,6
2008	45,2	5,4	39,8
2009	62,5	5,5	57,0
2010	54,6	5,3	49,3

TAV. 2.60

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

M€

ANNO	PENALITÀ PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI	VALORI CORRISPOSTI A UTENTI MT COME INDENNIZZO AUTOMATICO	ECCEDENZA VERSATA ALLA CASSA CONGUAGLIO
2007	7,4	0,4	7,0
2008	8,2	0,9	7,3
2009	10,0	1,7	8,3
2010	14,9	4,1	10,8

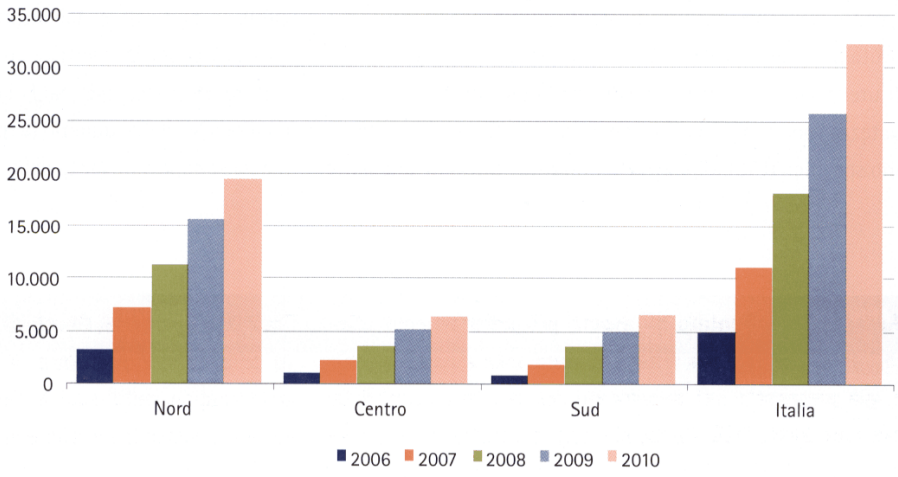
Il gettito derivante dal CTS raccolto dalle imprese distributrici nel 2010 ha segnato una leggera riduzione rispetto al 2009. Negli anni precedenti tale valore era cresciuto per effetto della gradualità di applicazione introdotta con il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici*. Il CTS si applica: dal 2007 per i soli utenti in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW senza dichiarazione di adeguatezza, dal 2008 per tutti gli utenti in media tensione non adeguati indipendentemente dalla potenza disponibile, dal 2009 con l'applicazione di un coefficiente maggiorativo F in funzione della potenza per gli utenti con potenza disponibile superiore a 400 kW. Inoltre, dal 2009 le disposizioni della delibera 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08, prevedono l'applicazione di un CTS maggiorato per impianti che siano stati oggetto di modifiche elettriche significative, senza un contestuale adeguamento tecnico. La riduzione registrata nel corso del 2010 è spiegabile con la riduzione del numero di utenti che versano il CTS perché aventi impianti non adeguati.

Le dichiarazioni di adeguatezza presentate al 31 dicembre 2010 da parte di utenti in media tensione hanno infatti largamente superato le 30.000 unità (Fig. 2.29). Seppure oltre la metà degli utenti in media tensione risulti tuttora non adeguata ai requisiti tecnici previsti, si conferma l'incremento annuo costante, iniziato nel 2006, su tutto il territorio nazionale. Oltre un terzo degli utenti in media tensione (in totale poco meno di 100.000) ha adeguato i propri impianti elettrici ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità mediante invio della dichiarazione di adeguatezza. Inoltre, per gli impianti connessi più recentemente i suddetti requisiti sono impliciti nella fase di connessione e quindi il rispetto è automatico.

FIG. 2.29

Dichiarazioni di adeguatezza degli impianti elettrici presentate dagli utenti in media tensione

Numero cumulato delle dichiarazioni di adeguatezza inviate a fine dell'anno indicato



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Qualità della tensione sulle reti di distribuzione in media tensione

Nel precedente paragrafo sono stati esaminati i principali indici di continuità del servizio, relativi alle interruzioni lunghe e brevi della fornitura elettrica. Le interruzioni lunghe e brevi sono la principale fonte di disturbo per gli utenti del servizio elettrico, seppure non l'unica. Alcuni utenti hanno impianti che sono sensibili anche ad altri disturbi della tensione di alimentazione, quali i buchi di tensione e le interruzioni transitorie.

In particolare, l'Autorità ha compreso le interruzioni transitorie nella discussione degli aspetti di "qualità della tensione", poiché le cause e gli effetti sugli utenti di tali fenomeni sono strettamente correlati a cause ed effetti dei buchi di tensione. Il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* prevede da alcuni anni che le interruzioni transitorie siano registrate dalle imprese distributrici in relazione a ciascun cliente in media tensione, poiché tali utenti subiscono maggiormente le loro conseguenze. La tavola 2.61 presenta il valore medio annuale delle interruzioni transitorie, ossia di durata non superiore a un secondo, registrate nel corso del 2010 a confronto con il 2008 e il 2009. A livello nazionale, il numero medio annuale di interruzioni transitorie per cliente in media tensione è stato 7,69 nel 2010, rispetto a 7,56 nel 2008 e 8,76 nel 2009.

TAV. 2.61

Interruzioni transitorie per clienti in media tensione

Valori medi per regione e per ambito di alta, media e bassa concentrazione (A.C., M.C., B.C.)

REGIONE O AREA	A.C. 2008	A.C. 2009	A.C. 2010	M.C. 2008	M.C. 2009	M.C. 2010	B.C. 2008	B.C. 2009	B.C. 2010
Valle d'Aosta	n.a.	n.a.	n.a.	1,00	0,61	0,68	2,25	2,04	1,76
Piemonte	0,99	0,60	0,71	4,35	3,33	3,63	6,69	4,78	4,77
Liguria	1,66	1,66	0,34	4,80	3,83	1,76	12,63	12,13	2,60
Lombardia	0,39	0,30	0,72	1,82	1,78	0,98	3,20	3,14	3,39
Trentino A.A.	0,68	1,17	0,69	1,54	1,09	5,51	4,96	4,76	6,81
Veneto	0,60	0,61	0,67	5,46	5,16	3,28	6,82	6,11	6,24
Friuli V.G.	0,70	1,47	1,45	4,13	3,90	3,65	8,42	8,13	12,80
Emilia Romagna	0,67	0,60	0,65	2,73	2,53	2,82	4,87	4,44	4,61
Toscana	1,08	1,20	1,41	4,26	4,18	4,72	11,65	9,82	12,52
Marche	1,70	3,10	3,00	6,94	7,54	6,67	8,57	7,65	11,22
Umbria	3,38	2,63	5,16	6,32	6,72	8,15	12,54	11,56	9,47
Lazio	1,22	1,30	1,59	8,18	8,46	9,50	9,90	9,77	11,00
Abruzzo	6,87	4,61	3,41	10,64	12,20	7,66	14,62	15,51	11,10
Molise	1,60	2,12	2,44	3,54	3,90	2,80	5,40	6,54	5,98
Campania	4,46	5,25	3,92	14,36	18,04	14,37	21,73	28,33	20,13
Puglia	9,98	14,84	12,70	21,81	27,32	20,09	28,82	35,83	30,07
Basilicata	0,89	2,98	3,39	10,17	15,34	15,88	9,62	13,84	15,17
Calabria	5,29	7,85	10,26	17,18	22,63	23,69	19,77	25,98	28,60
Sicilia	12,13	18,31	13,67	28,70	39,36	30,83	32,47	44,68	31,96
Sardegna	0,83	0,81	1,08	7,45	9,17	7,21	13,23	15,01	12,91
Nord	0,70	0,63	0,63	3,45	3,14	3,28	5,36	4,68	4,49
Centro	1,30	1,45	1,84	5,86	6,05	6,68	10,37	9,34	11,03
Sud	7,65	10,75	8,71	18,74	24,50	19,36	21,31	27,32	22,33
ITALIA	**2,96**	**3,92**	**3,42**	**8,12**	**9,59**	**8,37**	**9,82**	**10,69**	**9,58**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

L'Autorità ha affrontato gli aspetti più propriamente afferenti alla "qualità della tensione", mediante alcune iniziative, già presentate nel documento per la consultazione 30 novembre 2010, DCO 42/10, che oggi permettono di fornire un quadro significativo (su un orizzonte quinquennale) a livello nazionale.

Tra il 2005 e il 2006, l'Autorità ha infatti promosso, nell'ambito della ricerca di sistema, la realizzazione di un sistema di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di media tensione, sollecitando anche la più ampia partecipazione possibile dei clienti. Il sistema, realizzato dalla società Ricerca sul Sistema Energetico – RSE (già CESI RICERCA ed ERSE) ed

entrato a regime a febbraio 2006, può essere consultato pubblicamente sul sito Internet http://queen.rse-web.it; esso fornisce informazioni sulla distribuzione territoriale e temporale dei buchi di tensione e di altri importanti parametri di qualità della tensione su un campione di circa il 10% delle reti di distribuzione in media tensione, rappresentativo di tutte le realtà di distribuzione in Italia (urbane, rurali, in cavo e con linee aeree, ai diversi livelli di tensione, con neutro isolato o compensato ecc.).

Il disturbo maggiormente avvertito dai clienti industriali è legato ai "buchi di tensione" (*voltage dips*). Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione, senza interruzione circuitale, seguito dal ripristino della tensione di esercizio. I buchi di tensione sono caratterizzati da due parametri: tensione residua (solitamente espressa in percentuale della tensione di esercizio) e durata (normalmente espressa in millisecondi). Le tavole 2.62, 2.63, 2.64, 2.65 e 2.66 riportano i valori del numero medio di buchi di tensione per punto di misura per ciascun anno del quinquennio 2006-2010, più precisamente per i periodi annuali che vanno da febbraio a gennaio dell'anno successivo. Le tavole fanno riferimento alla classificazione per celle di severità (profondità/durata) definita nella recente revisione della norma europea EN 50160, ratificata nel marzo 2010.

TAV. 2.62

Buchi di tensione medi nel 2006(A)

Campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA 20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
80 ≤ u < 90	33,7	5,3	0,9	0,6	0,0
70 ≤ u < 80	18,6	3,5	0,3	0,2	0,0
40 ≤ u < 70	34,5	5,3	0,5	0,1	0,1
5 ≤ u < 40	15,3	3,0	0,3	0,1	0,0
1 ≤ u < 5	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0
TOTALE	**102,5**	**17,2**	**2,1**	**1,0**	**0,1**

(A) I dati si riferiscono al periodo da lunedì 6 febbraio 2006 a domenica 4 febbraio 2007.

Fonte: Dati del sistema di monitoraggio QuEEN, pubblicati nel rapporto RSE in appendice al documento per la consultazione DCO 42/10.

TAV. 2.63

Buchi di tensione medi nel 2007(A)

Campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA 20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
80 ≤ u < 90	40,2	5,0	0,9	0,7	0,1
70 ≤ u < 80	23,4	3,4	0,4	0,2	0,0
40 ≤ u < 70	37,5	5,6	0,5	0,2	0,1
5 ≤ u < 40	15,1	2,4	0,3	0,1	0,0
1 ≤ u < 5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	**116,4**	**16,4**	**2,1**	**1,2**	**0,2**

(A) I dati si riferiscono al periodo da lunedì 5 febbraio 2007 a domenica 3 febbraio 2008.

Fonte: Dati del sistema di monitoraggio QuEEN, pubblicati nel rapporto RSE in appendice al documento per la consultazione DCO 42/10.

TAV. 2.64

Buchi di tensione medi nel 2008(A)

Campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA 20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
80 ≤ u < 90	29,2	5,6	1,2	0,8	0,2
70 ≤ u < 80	18,6	4,3	0,5	0,1	0,0
40 ≤ u < 70	40,0	6,8	0,6	0,1	0,0
5 ≤ u < 40	15,4	2,6	0,3	0,0	0,0
1 ≤ u < 5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	**103,4**	**19,3**	**2,6**	**1,0**	**0,2**

(A) I dati si riferiscono al periodo da lunedì 4 febbraio 2008 a domenica 1 febbraio 2009.

Fonte: Dati del sistema di monitoraggio QuEEN, pubblicati nel rapporto RSE in appendice al documento per la consultazione DCO 42/10.

TAV. 2.65

Buchi di tensione medi nel 2009(A)

Campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA 20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
80 ≤ u < 90	34,9	7,5	2,0	0,6	0,0
70 ≤ u < 80	17,1	5,3	0,6	0,2	0,0
40 ≤ u < 70	28,2	5,3	0,6	0,1	0,0
5 ≤ u < 40	9,9	1,7	0,2	0,0	0,0
1 ≤ u < 5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	**90,3**	**19,8**	**3,4**	**0,9**	**0,0**

(A) I dati si riferiscono al periodo da lunedì 2 febbraio 2009 a domenica 31 gennaio 2010.

Fonte: Dati del sistema di monitoraggio QuEEN, pubblicati nel rapporto RSE in appendice al documento per la consultazione DCO 42/10.

TAV. 2.66

Buchi di tensione medi nel 2010(A)

Campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA 20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
80 ≤ u < 90	31,5	6,4	1,6	0,4	0,1
70 ≤ u < 80	15,5	4,4	0,5	0,1	0,0
40 ≤ u < 70	22,6	4,8	0,4	0,1	0,0
5 ≤ u < 40	8,5	1,3	0,2	0,0	0,0
1 ≤ u < 5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	**78,1**	**16,9**	**2,7**	**0,6**	**0,1**

(A) I dati si riferiscono al periodo da lunedì 2 febbraio 2009 a domenica 31 gennaio 2010.

Fonte: Dati del sistema di monitoraggio QuEEN, pubblicati nel rapporto RSE in appendice al documento per la consultazione DCO 42/10.

Infine, la tavola 2.67 riporta i valori di alcuni indicatori sintetici di *dip performance*, che sono stati proposti dall'Autorità in fase di consultazione nella prospettiva di estensione del monitoraggio a tutte le reti di distribuzione in media tensione nel periodo 2012-2015. Tali indici fanno riferimento alle classi di immunità delle apparecchiature elettriche a fronte di buchi di tensione indicati dalle norme CEI EN 61000-4-11 e CEI EN 61000-4-34, che richiamano la definizione di classi di ambienti elettromagnetici fornita dalla CEI EN 61000-2-4. Si possono osservare dati per il 2010 (e già per il 2009) in deciso miglioramento rispetto alla media triennale del periodo 2006-2008.

TAV. 2.67

Indicatori relativi ai buchi di tensione medi negli anni 2006-2010

Campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione

INDICATORE	2006	2007	2008	2009	2010
N, numero buchi di tensione	122,8	136,3	126,5	114,4	98,4
N2a, numero buchi con classe severità 2	61,7	64,3	68,8	49,6	40,6
N3b, numero buchi con classe severità 3	25,7	25,2	26,8	18,8	16,0
R-SADFI, *Regulated System Average Dip Frequency Index*	43,7	44,8	47,8	34,2	28,3

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

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

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

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

Il cliente che richiede una prestazione soggetta a standard specifico viene informato dall'impresa che eroga il servizio del tempo massimo e dell'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Almeno una volta all'anno, tutti i clienti del servizio di maggior tutela devono ricevere dall'esercente, attraverso la fattura commerciale, le informazioni sugli standard di qualità garantiti e sui risultati effettivamente raggiunti dal distributore nel corso dell'anno precedente.

L'Autorità pubblica annualmente, nell'ambito della propria Indagine sulla qualità del servizio, i tempi medi reali di effettuazione delle prestazioni dichiarati dalle imprese e i parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa esercente al netto di cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi), il numero di indennizzi automatici pagati ai clienti nel corso dell'anno e l'ammontare degli importi. I dati sono consultabili sul sito internet dell'Autorità sia in forma aggregata nella sezione dati statistici, sia in maggior dettaglio nella sezione banche dati qualità.

Gli indennizzi automatici, riconosciuti ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità per cause imputabili agli esercenti (escluse le cause dovute a forza maggiore o a responsabilità di terzi o al cliente stesso), in vigore sin dal secondo semestre del 2000, hanno registrato nel complesso una progressiva crescita fino al 2007, per poi iniziare a decrescere negli anni successivi (Tav. 2.68). Anche per l'anno 2010 si riscontra la diminuzione del numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico. Nel confronto con l'anno precedente, particolarmente significativo è il

dimezzamento del numero dei casi di mancato rispetto; anche l'ammontare degli indennizzi effettivamente erogati ai clienti risulta essere in decremento, attestandosi al milione di euro. I dati osservati sono riconducibili a una miglior performance delle imprese che riescono a rispondere alle esigenze del cliente finale con una sempre maggiore tempestività.

L'entità dei singoli indennizzi definita dall'Autorità è maggiore per i clienti che hanno costi di uso dell'energia e della rete più elevati. Dall'1 gennaio 2009 è in vigore la nuova disciplina degli indennizzi automatici che prevede il raddoppio o la triplicazione dell'indennizzo automatico in base al ritardo nell'effettuazione della prestazione rispetto agli standard stabiliti dall'Autorità e non più in ragione del ritardo di pagamento. I rimborsi automatici sono corrisposti al cliente attraverso detrazione dall'importo addebitato nella prima fatturazione utile, e comunque entro 90 giorni solari dalla scadenza del tempo massimo per l'esecuzione della prestazione richiesta dal cliente.

Sempre nel corso del 2009 è entrata in vigore la disciplina che prevede che tutti gli appuntamenti siano soggetti a indennizzo automatico in caso di mancato rispetto della fascia di puntualità e che l'indennizzo per la mancata puntualità si possa sommare, se dovuto, all'indennizzo per il mancato rispetto dello standard di tempestività, se la prestazione viene eseguita in ritardo.

TAV. 2.68

Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali; ammontare effettivamente pagato in M€

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

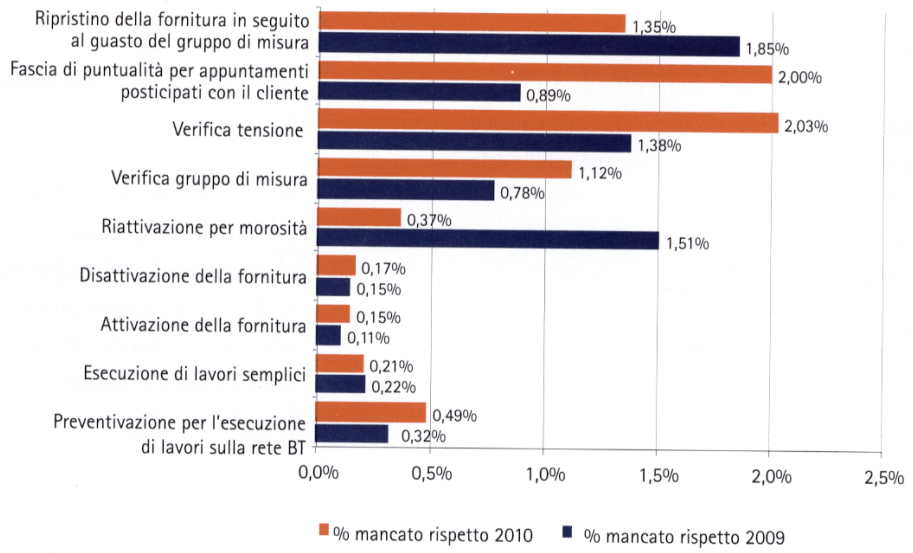
Esaminando le singole prestazioni disciplinate dalla qualità commerciale (Fig. 2.30), si osserva che le percentuali più alte di casi di mancato rispetto degli standard specifici registrati nell'anno 2010 sono attribuibili alle verifiche della tensione e alla fascia di puntualità per gli appuntamenti posticipati per il cliente; tali percentuali si attestano intorno al 2% del complesso delle prestazioni. L'esecuzione di lavori semplici, la riattivazione in seguito a morosità e il ripristino della fornitura dopo un guasto del gruppo di misura mostrano percentuali di mancato rispetto in diminuzione rispetto all'anno precedente, mentre, pur registrando un lieve aumento, i valori riferiti ai preventivi per lavori semplici, attivazione e disattivazione della fornitura, verifica del gruppo di misura continuano a essere estremamente contenuti.

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

FIG. 2.30

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale nel 2010

Utenti in bassa tensione domestici e non domestici; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

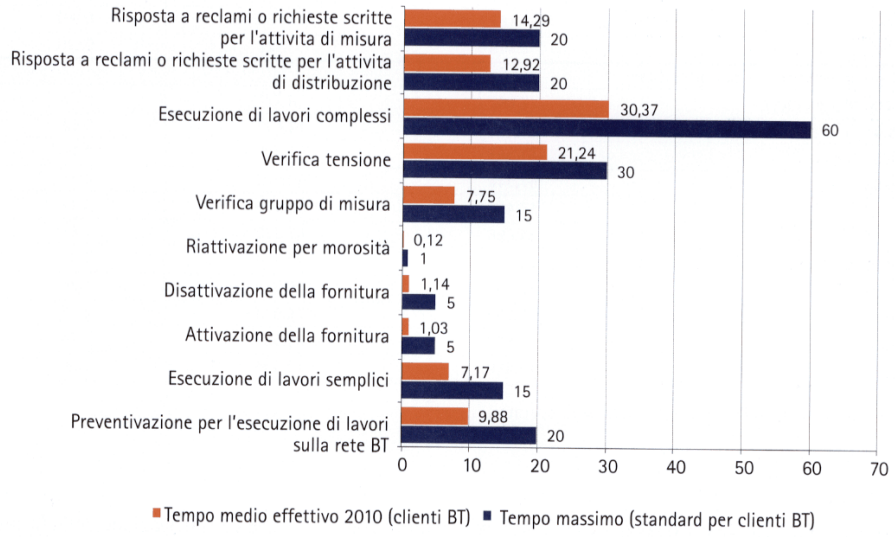


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.31

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2010

Utenti in bassa tensione domestici e non domestici; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali; giorni



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni registrati nel 2010 (Fig. 2.31), si può osservare che, per tutte le tipologie di prestazioni, i tempi medi effettivi risultano essere migliori dello standard di tempestività definito. Per quasi tutte le prestazioni i tempi effettivi medi sono pari a circa metà dello standard fissato dall'Autorità. La riduzione dei tempi per le prestazioni che registrano le performance migliori (per esempio, attivazione e disattivazione della fornitura, riattivazione per morosità) è uno dei benefici indotti dalla diffusione dei contatori elettronici e dei sistemi di telegestione, al contrario delle prestazioni legate alle verifiche tecniche (verifica della tensione di alimentazione e verifica del gruppo di misura) o all'esecuzione di lavori, che necessitano di interventi in sito e che registrano tempi medi

effettivi più elevati.

La tavola 2.69 presenta il confronto per gli anni 2009 e 2010 dei dati riguardanti il complesso delle prestazioni soggette a standard specifico e indennizzo automatico (numero annuo di richieste, tempo medio effettivo e numero di indennizzi automatici corrisposti ai clienti), con riferimento alle tipologie di utenza più largamente diffuse, vale e dire i clienti finali domestici e non domestici in bassa tensione.

TAV. 2.69

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali nel 2009 e nel 2010

Utenti in bassa tensione domestici e non domestici; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

PRESTAZIONE	STANDARD[A]	ANNO 2009 RICHIESTE	ANNO 2009 TEMPO MEDIO EFFETTIVO	ANNO 2009 INDENNIZZI AUTOMATICI	ANNO 2010 RICHIESTE	ANNO 2010 TEMPO MEDIO EFFETTIVO	ANNO 2010 INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per esecuzione lavori sulla rete BT	20 giorni lavorativi	356.021	9,65	969	354.869	9,88	1.481
Esecuzione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	358.975	7,05	841	341.867	7,17	670
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.576.074	1,08	1.799	1.506.680	1,03	2.152
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	810.912	1,26	1.145	809.533	1,14	1.287
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	1.236.841	0,21	18.362	1.290.738	0,12	4.660
Verifica gruppo di misura	15 giorni lavorativi	22.916	7,17	150	18.731	7,75	212
Verifica tensione	30 giorni lavorativi	1.818	20,73	30	1.708	21,24	34
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con cliente	2 ore	74.512	non appl.	439	73.122	non appl.	1.085
Ripristino fornitura a seguito guasto gruppo di misura	3 ore/4 ore	1117.306	1,63	999	109.549	1,56	926

(A) Giorni lavorativi se non altrimenti specificato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Si osserva che, nel complesso, il numero di prestazioni eseguite rispetto all'anno precedente è in diminuzione, a eccezione della riattivazione della fornitura in seguito a morosità, che risulta essere in aumento; tra le richieste di prestazione in calo si registrano la verifica del gruppo di misura, la verifica della tensione e il ripristino in seguito a guasto del gruppo di misura. Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni, in generale i valori riscontrati dimostrano una sostanziale stabilità dei tempi medi effettivi nell'esecuzione delle prestazioni rispetto all'anno precedente, e sempre sotto gli standard fissati. Si osservano lievi miglioramenti nell'attivazione e disattivazione della fornitura, nella riattivazione a seguito di morosità e nel ripristino della fornitura dopo un guasto del gruppo di misura; inoltre si osservano lievi peggioramenti nei tempi relativi alla preventivazione e all'esecuzione di lavori sulla rete in bassa tensione e alle verifiche del gruppo di misura e della tensione.

Per quanto riguarda gli indennizzi automatici corrisposti ai clienti finali, oltre a registrare una netta diminuzione, rispetto all'anno precedente, del numero di indennizzi automatici riferiti alla riattivazione per morosità, si evidenzia un deciso incremento del numero di indennizzi corrisposti per il mancato rispetto della fascia di puntualità per gli appuntamenti con il cliente.

Per assicurare coerenza con le disposizioni previste dal *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale*, che prevede che il venditore sia l'interfaccia unica del *customer care* per i clienti finali, dall'1 luglio 2009 sono in vigore due nuovi standard specifici in capo ai distributori per la messa a disposizione dei dati tecnici richie-

sti dai venditori (richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura e richiesta di altri dati tecnici). Le prestazioni hanno standard specifici differenziati a seconda che la richiesta del venditore riguardi la lettura del gruppo di misura o altri dati tecnici. In caso di non rispetto dello standard per cause non imputabili a forza maggiore oppure a terzi, è previsto un indennizzo automatico di 20 € che il distributore deve versare al venditore. La tavola 2.70 illustra i dati relativi al numero di richieste, i tempi medi effettivi e il numero di indennizzi corrisposti ai venditori dai distributori registrati per il secondo semestre 2009 e nell'anno 2010. I tempi medi effettivi registrati nel 2010 sono inferiori agli standard fissati e il numero di indennizzi corrisposti risulta essere estremamente contenuto rispetto al complesso delle richieste di dati.

TAV. 2.70

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori

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

PRESTAZIONE	STANDARD[A]	2009 (II SEMESTRE) RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI	ANNO 2010 RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10 gg lavorativi	5.453	6,10	68	8.885	6,34	126
Richiesta altri dati tecnici	15 gg lavorativi	24.443	8,80	222	50.933	10,01	840

(A) Giorni lavorativi se non altrimenti specificato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

Sin dal 1998 l'Istat effettua per conto dell'Autorità, all'interno dell'Indagine multiscopo sulle famiglie intitolata *Aspetti della vita quotidiana*, alcuni quesiti specifici volti a rilevare la soddisfazione e l'efficacia dei servizi nel settore dell'energia elettrica e del gas. Nell'Indagine, che rientra tra quelle comprese nel Programma statistico nazionale, l'Istat inserisce un modulo *ad hoc* di quesiti sulla soddisfazione delle famiglie per i servizi di fornitura di energia elettrica e di gas.

L'Indagine è eseguita su un campione di circa 24.000 famiglie (per un totale di circa 54.000 individui) in 850 comuni italiani di diversa ampiezza demografica. Il campione di famiglie, estremamente ampio, permette di ottenere risultati rappresentativi a livello regionale, garantendo un monitoraggio costante della soddisfazione complessiva della qualità del servizio elettrico e dei fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione dei clienti.

Dal 2004 l'Indagine viene svolta ogni anno nel mese di febbraio, mentre fino al 2003 la rilevazione si svolgeva nel corso del mese di novembre; a causa di ciò non sono disponibili i risultati della rilevazione per l'anno 2004.

Nel corso del tempo, intorno a un nucleo stabile di quesiti relativi alla soddisfazione delle famiglie per l'uso dell'energia elettrica e del gas, si sono avvicendati quesiti volti a rilevare altri aspetti quali il comportamento dei clienti rispetto alla lettura

delle bollette, la conoscenza del ruolo dell'Autorità, la scelta di un nuovo fornitore, la soddisfazione per il *call center* commerciale o per il servizio di pronto intervento, ed eventuali servizi per interventi di risparmio energetico.

TAV. 2.71

Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

ANNO	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE	ITALIA
1998	94,6	93,1	89,4	86,4	83,7	90,3
1999	94,5	94,1	91,3	88,1	83,9	91,2
2000	94,1	92,0	89,6	88,7	84,5	90,6
2001	94,5	94,3	91,1	89,2	84,5	91,7
2002	94,9	92,9	90,9	89,5	85,6	91,5
2003	93,2	91,5	89,4	89,9	84,2	90,3
2005	90,4	88,0	87,1	87,8	80,4	87,7
2006	91,8	88,8	87,5	87,9	82,7	88,6
2007	91,3	90,1	89,1	88,5	83,3	89,2
2008	90,4	86,4	85,4	85,2	78,8	86,3
2009	90,2	86,3	86,8	87,7	81,7	87,3
2010	90,4	86,4	87,0	86,5	82,6	87,3

Fonte: Istat, *Indagine multiscopo*, anni 1998-2010.

Nel 2010, per quanto riguarda il servizio elettrico l'andamento del livello di soddisfazione generale dei clienti risulta attestato, a livello nazionale, pari a quello registrato nel 2009. Nel 2009 sembra infatti invertirsi il trend, registrato sin dal 2002, di minore soddisfazione dei clienti finali per la qualità complessiva dei servizi elettrici, verificatasi in coincidenza della crescita del prezzo dei combustibili e dei prodotti energetici avvenuta nel medesimo periodo. Si registrano invece livelli di soddisfazione differenti sotto il profilo geografico (Tav. 2.71). In particolare, a fronte di una percezione in lieve miglioramento nelle regioni del Nord, del Centro e delle Isole dove si sono rilevati miglioramenti nei giudizi espressi dalle famiglie residenti, si è constatato un ulteriore peggioramento nelle regioni del Sud. I livelli più alti di soddisfazione continuano a essere registrati nelle regioni del Nordovest, mentre i peggiori vengono individuati nelle Isole.

TAV. 2.72

Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

ANNO	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE	ITALIA
1998	95,4	94,2	89,5	85,9	85,0	90,8
1999	95,4	94,8	90,6	87,5	83,1	91,1
2000	95,1	93,9	89,0	88,3	85,8	91,2
2001	94,5	95,8	91,9	88,5	85,9	92,0
2002	95,6	95,0	91,7	89,2	88,4	92,5
2003	94,1	93,1	89,9	89,6	86,4	91,1
2005	93,5	93,1	89,4	90,0	83,5	90,8
2006	94,3	93,5	90,5	89,7	86,6	91,6
2007	93,7	95,0	92,3	90,8	88,4	92,5
2008	94,1	94,3	90,9	89,8	81,9	91,3
2009	94,3	94,0	92,3	90,1	87,6	92,2
2010	94,8	94,5	91,6	89,1	87,7	92,1

Fonte: Istat, *Indagine multiscopo*, anni 1998-2010.

Tra i fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione globale, la continuità del servizio (mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica ai clienti) è quello che riveste il peso maggiore.

Il lieve peggioramento registrato a livello nazionale per l'andamento del livello di soddisfazione relativo alla continuità del servizio è la sintesi di livelli di soddisfazione differenti sotto il profilo geografico (Tavv. 2.72 e 2.73). In particolare, a fronte di una percezione più positiva nelle regioni del Nordest e del Nordovest, nelle quali si sono registrati miglioramenti nei giudizi espressi dalle famiglie residenti, si osserva un ulteriore peggioramento rispetto all'anno precedente nelle regioni del Centro e del Sud, mentre i giudizi appaiono sostanzialmente stabili nelle Isole, ma a un livello decisamente se paragonati alla media.

TAV. 2.73

Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico per regione

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti" per regione; anni 2009-2010

REGIONI	2009	2010
Emilia Romagna	94,9	95,4
Trentino Alto Adige	94,2	95,4
Lombardia	95,1	95,0
Piemonte	93,3	95,0
Friuli Venezia Giulia	96,4	93,5
Veneto	92,4	93,5
Marche	91,7	93,3
Toscana	92,7	93,2
Liguria	92,5	93,1
Molise	92,1	92,7
Valle d'Aosta	93,6	92,3
Umbria	92,7	91,7
Puglia	90,1	91,0
Basilicata	93	90,9
Lazio	92,1	90,1
Abruzzo	92,1	89,7
Calabria	89,9	88,8
Sardegna	90,0	88,4
Sicilia	86,8	87,4
Campania	89,2	87,3

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Istat, *Indagine multiscopo*, anni 1998-2010.

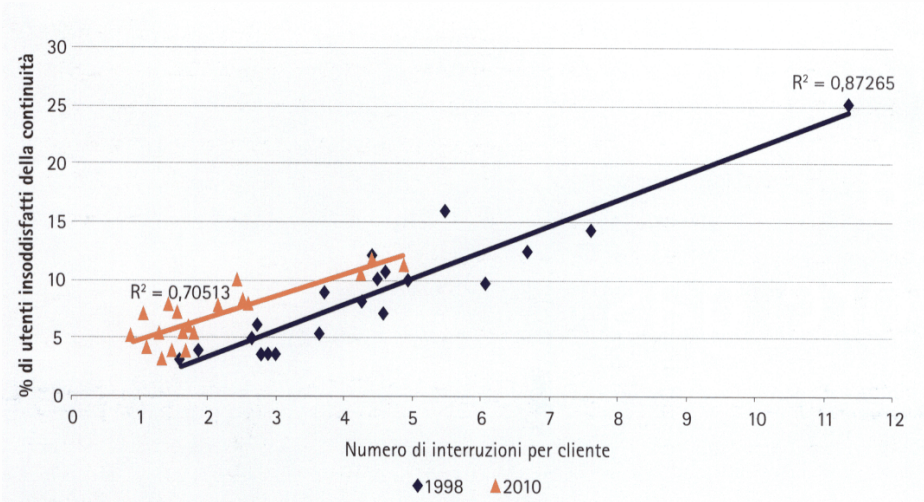
I dati osservati, congiuntamente ai dati di continuità presentati nella sezione della *Relazione Annuale* relativa alla continuità del servizio, permettono di confermare una correlazione tra qualità erogata (livelli effettivi di continuità del servizio) e qualità percepita (percentuale di clienti insoddisfatti per la continuità del servizio) (Fig. 2.32). Tale correlazione, seppure ridotta nel corso del tempo, mostra che al migliorare della continuità si riduce la quota di clienti poco o per niente soddisfatti.

In relazione agli aspetti commerciali del servizio, che sono però percepiti dai clienti elettrici con un peso meno rilevante rispetto alla continuità. si registra un peggioramento in tutti gli aspetti (comprensibilità del display del contatore elettronico, comprensibilità delle bollette e informazioni sul servizio) (Tav. 2.74). Continuano a rimanere molto basse le percentuali di soddisfazione relative alla comprensibilità delle bollette (68,3%) e alle informazioni sul servizio (66,6%).

FIG. 2.32

Correlazione tra qualità percepita e qualità effettivamente erogata

Numero medio di interruzioni per cliente alimentato in bassa tensione; valori regionali



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Istat, *Indagine multiscopo*, anni 1998-2010.

TAV. 2.74

Soddisfazione globale per i diversi aspetti del servizio elettrico in Italia

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Continuità	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8	91,6	92,5	91,3	92,2	92,1
Assenza di sbalzi di tensione	86,3	87,2	87,1	87,8	86,2	86,1	85,4	86	87,3	85,4	87,1	86,0
Frequenza lettura	72,8	74,1	73,5	72,5	72,5	70,7	71,5	79,1	83	79,6	81,8	–(A)
Comprensibilità display contatore elettrico	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	78,1
Comprensibilità bollette	75,0	76,1	74,3	76,3	72,9	72,8	70,3	70,7	71,8	65,9	68,3	66,5
Informazioni sul servizio	73,2	74,1	73,4	73,5	71,6	69,5	67,4	69	69,1	63,5	66,6	64,9
SODDISFAZIONE GLOBALE	**90,3**	**91,2**	**90,6**	**91,7**	**91,5**	**90,3**	**87,7**	**88,6**	**89,2**	**86,3**	**87,3**	**87,3**

(A) Dal 2010 la "Comprensibilità display contatore elettrico" ha sostituito la "Frequenza di lettura".

Fonte: Istat, *Indagine multiscopo*, anni 1998-2010.

PAGINA BIANCA

3.
Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

PAGINA BIANCA

Domanda e offerta di gas naturale nel 2010

Dopo il crollo registrato nel 2009, la domanda di gas si è ripresa nel 2010. Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, lo scorso anno il consumo interno lordo è risalito a 83 G(m^3) dai 78 G(m^3) del 2009, recuperando quindi quasi integralmente i livelli del 2008, anno nel quale la domanda si fermò a 85 G(m^3) a causa dei primi effetti della crisi economica. Rispetto al 2009, dunque, il consumo di gas ha messo a segno un aumento del 6,4%, una variazione positiva che non si registrava dal 2005, dopo anni in cui il settore era abituato a tassi di crescita elevati e stabili nel tempo. Il settore civile (domestico e terziario) e quello industriale hanno trainato la crescita, registrando entrambi un incremento del 7,1%. Minore, invece, è stato il recupero del termoelettrico, nel quale la richiesta è salita del 4,4%. È proseguita inoltre la forte espansione dei consumi per autotrazione che, grazie al diffondersi di auto alimentate a metano (favorite anche dalle esigenze di contenimento dell'inquinamento), non conosce sosta dal 2005 a questa parte e ogni anno registra tassi di crescita estremamente positivi (13,2% nel 2010, seguito a un valore medio dell'11% ottenuto negli ultimi cinque anni).

Per la prima volta da molto tempo, inoltre, la produzione nazionale non è diminuita e, passando da 8 a 8,3 G(m^3), ha anzi segnato un lieve incremento del 3,6%, prevalentemente grazie all'entrata in produzione di un nuovo campo nelle piattaforme continentali al confine tra Italia e Croazia e all'aumento di produzione di alcuni campi in terraferma. Per soddisfare una maggiore domanda, le importazioni dall'estero sono cresciute dell'8,8%, salendo da 69,3 a 75,3 G(m^3), come pure le esportazioni, passate da 125 a 141 M(m^3). Circa 0,5 G(m^3) sono stati immessi negli stoccaggi. La domanda lorda è stata quindi soddisfatta per il 10% dalla produzione nazionale e per il 90% dalle importazioni nette.

I dati provvisoriamente diffusi dal Ministero dello sviluppo economico trovano una sostanziale conferma nel bilancio degli operatori del settore gas (Tav. 3.1), tradizionalmente presentato in queste pagine; esso mostra una prima e provvisoria elaborazione (come tutte quelle che seguono anche nei paragrafi successivi) dei dati dichiarati dalle 376 imprese del gas nell'ambito dell'Indagine annuale che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas realizza con riferimento alle attività svolte dagli operatori durante l'anno precedente. Come consuetudine, il bilancio è stato redatto riaggregando le informazioni fornite dalle imprese secondo i gruppi societari ai quali hanno dichiarato di appartenere nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità. I gruppi sono poi stati attribuiti alle classi indicate nella tavola in base al

valore degli impieghi di gas, vale a dire a seconda dell'ampiezza sia delle vendite effettuate ad altri operatori (compresi quelli appartenenti allo stesso gruppo societario) e al mercato finale, sia degli autoconsumi.

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale 2010

G(m³); valori riferiti ai gruppi industriali

	Eni	Edison	10-16 G(m³)	2-10 G(m³)	1-2 G(m³)	0,1-1 G(m³)	< 0,1 G(m³)	Totale
Produzione nazionale netta	**6,7**	**0,5**	**–**	**0,8**	**–**	**0,0**	**0,0**	**8,1**
Importazioni nette(A)	**28,5**	**13,5**	**13,9**	**11,0**	**3,5**	**2,6**	**0,1**	**73,1**
– di cui vendite Eni(B) oltre frontiera	–	0,6	0,8	0,3	0,1	0,0	–	1,9
Variazioni scorte	**–0,4**	**0,2**	**–0,2**	**–0,4**	**0,0**	**0,1**	**0,0**	**–0,8**
Stoccaggi al 31 dicembre 2009	1,9	0,7	1,6	1,7	0,2	0,8	0,0	6,9
Stoccaggi al 31 dicembre 2010	2,4	0,6	1,8	2,1	0,2	0,6	0,0	7,6
Acquisti sul territorio nazionale	**4,4**	**4,1**	**26,0**	**28,7**	**3,6**	**21,4**	**3,9**	**92,1**
da Eni	0,9	0,4	3,8	5,8	0,1	2,0	0,4	13,4
– di cui *gas release* al PSV	–	–	–	0,3	0,0	0,2	0,0	0,6
da Edison	0,0	2,0	0,2	1,6	0,0	3,2	0,4	7,4
da altri operatori	3,4	1,8	22,0	21,3	3,5	16,1	3,2	71,3
Cessioni ad altri operatori nazionali	**16,8**	**5,9**	**20,5**	**25,5**	**6,7**	**11,6**	**0,5**	**87,6**
– di cui vendite al PSV	7,8	1,1	4,9	8,9	2,7	6,2	0,3	31,9
Trasferimenti netti	**1,2**	**–0,4**	**–0,4**	**0,1**	**0,5**	**1,3**	**0,0**	**2,4**
Consumi e perdite(C)	**0,3**	**0,1**	**0,3**	**0,3**	**0,1**	**0,2**	**0,0**	**1,4**
Autoconsumi	**5,4**	**4,7**	**1,3**	**1,5**	**0,0**	**0,8**	**0,1**	**13,9**
Vendite finali	**17,8**	**7,2**	**17,1**	**12,5**	**0,9**	**12,9**	**3,5**	**72,0**
Al mercato libero	10,9	7,0	12,2	9,4	0,8	7,9	1,7	50,0
Al mercato tutelato	6,9	0,2	4,9	3,1	0,1	4,9	1,8	21,9
Vendite finali per settore								
Generazione elettrica	2,6	5,4	6,8	4,5	0,2	2,5	0,1	22,1
Industria	7,8	1,3	4,8	3,4	0,4	3,2	0,8	21,7
Commercio e servizi	1,4	0,1	0,8	1,2	0,1	1,9	0,7	6,2
Condomini uso domestico	1,1	0,0	0,7	0,5	0,2	0,7	0,4	3,6
Domestico	5,0	0,4	4,0	2,9	0,0	4,5	1,6	18,3
– di cui a clienti finali collegati	0,2	1,7	6,4	2,9	0,0	1,5	0,2	13,0

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Solo per questa voce si tratta delle vendite di Eni S.p.A e non del gruppo Eni.

(C) Consumi e perdite stimati in base a produzione, importazione, stoccaggio e acquisti interni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2010 i principali gruppi in termini di vendite e autoconsumi sono Eni ed Edison. Nella classe successiva, cioè quella degli operatori con vendite e/o autoconsumi compresi tra 10 e 16 G(m³), ricadono GdF Suez ed Enel con impieghi superiori a 15,5 G(m³)[1], oltre ad A2A che ha venduto e/o autoconsumato poco più di 11 G(m³). Circa la composizione del gruppo GdF Suez, per il 2010 occorre precisare che in esso è compresa anche la società GdF Suez Energie (già Italcogim Energie), che nel 2009 apparteneva al gruppo Energie Investimenti. A seguito dell'acquisizione da parte di GdF Suez del pieno controllo di Energie Investimenti, ottenuto con l'acquisto della quota del 40% detenuta da Cam Partecipazioni (Gruppo Camfin), nel marzo 2010 Energie Investimenti si è fusa per incorporazione in GdF Suez Energia Italia.

Nella classe 2-10 G(m³) ricadono 13 gruppi, che oscillano dagli oltre 6,5 G(m³) di E.On ai 5 G(m³) di Hera, per arrivare ai poco più di 2 G(m³) di Axpo Group e Sorgenia; 7 dei 13 gruppi di questa classe non superano i 2,5 miliardi di impieghi. Oltre a quelli già citati, gli altri gruppi societari di questa classe sono Gas Plus, Enoi, Iren, Sonatrach, Soelia, Ascopiave VNG Italia,

1 Più precisamente: il gruppo GdF Suez con vendite/autoconsumi per 15,7 G(m³), mentre Enel per 15,5 G(m³).

Axpo Group e Sorgenia che, fatta eccezione per Sonatrach, nel 2009 rientravano tutti nella classe 1-2 G(m^3). Nella tavola del bilancio, al gruppo Iren, nato a luglio del 2010 dalla fusione tra Iride ed Enìa, sono state attribuite, per correttezza, solo le vendite effettuate da Enìa nel secondo semestre dell'anno (e non quelle effettuate prima dell'incorporazione di Enìa in Iride)[2]. Anche considerando le vendite della prima parte dell'anno, Iren sarebbe comunque rimasto nella classe 2-10 G(m^3). Nel successivo paragrafo, relativo alla vendita al dettaglio, il gruppo Iren sarà invece per comodità trattato come unico, includendo anche le vendite effettuate da Enìa nel primo semestre 2010.

Le classi successive comprendono, rispettivamente, 5, 60 e 200 gruppi; nell'ultima classe ricadono i numerosi gruppi che vendono e/o autoconsumano anche poche migliaia di metri cubi di gas. Da un anno all'altro la mobilità dei gruppi tra le varie classi è abbastanza elevata e, come si vedrà meglio nel seguito, il passaggio da una classe all'altra cambia, talvolta in modo rilevante, la connotazione delle diverse classi.

La produzione nazionale di gas è praticamente tutta in capo al gruppo Eni, se si eccettuano alcune piccole quote riconducibili a Edison e ad altri coltivatori minori.

Nelle importazioni è innanzitutto da segnalare che nel 2010 è cresciuto ancora, di circa 3 G(m^3), il volume di gas importato da Edison e sono sensibilmente aumentati gli acquisti all'estero della classe 2-10 G(m^3) rispetto allo scorso anno[3]. Ciò è dovuto all'ingresso in tale aggregato di alcuni operatori particolarmente attivi nell'approvvigionamento all'estero. Analogamente, la riduzione delle importazioni nelle classi 1-2 G(m^3) e 0,1-1 G(m^3) si deve ricondurre, in buona sostanza, al passaggio di alcuni importatori nella classe successiva. Dei 73 G(m^3) di gas importato 3,3 G(m^3) sono stati acquistati sulle borse europee; di questo gas il 45% è stato importato da un unico operatore, specializzato proprio in tale tipologia di approvvigionamento.

Relativamente agli acquisti sul territorio nazionale, nel 2010 la quota di gas che tutte le imprese hanno acquistato direttamente da Eni e da Edison è scesa rispetto allo scorso anno, arrivando al 14,5% nel caso del gas acquisito da Eni e all'8% per quello ottenuto da Edison. È salita invece al 77,5% la quota di gas acquistato da altri operatori, confermando la tendenza di un mercato all'ingrosso molto vivace. Una parte, ormai molto piccola, degli acquisti da Eni, pari a 0,6 G(m^3), è riconducibile a transazioni avvenute presso il Punto di scambio virtuale (PSV) attraverso il *gas release*, la cessione di gas che Eni ha effettuato tra l'ottobre 2009 e il settembre 2010 in esito sia all'art. 3, comma 1, del decreto legge 1 luglio 2009, n. 78, sia al decreto del Ministro dello sviluppo economico 7 agosto 2009, le cui modalità sono state definite dalla delibera dell'Autorità 7 agosto 2009, ARG/gas 114/09.

È da notare come i volumi che ciascun gruppo acquista da Eni rispetto alla propria disponibilità siano ulteriormente diminuiti in confronto allo scorso anno, passando in media dal 12,3% del 2009 all'8,8%, a dimostrazione di un mercato dinamico in cui ciascun operatore cerca di differenziare le modalità di approvvigionamento e le singole controparti. In particolare, la quota di gas che Edison ha acquistato direttamente da Eni è crollata al 5% dal 20% del 2009.

Per quello che riguarda gli impieghi, la quota di gas destinata al mercato all'ingrosso (venduta cioè ad altri rivenditori) sul totale dei volumi complessivamente venduti (all'ingrosso o al mercato finale) e autoconsumati è cresciuta, rispetto al 2009, di circa quattro punti percentuali, passando in media dal 46,2% al 50,5%. Nello specifico, per Eni tale quota è salita dal 39% al 42%, per Edison è passata dal 34,5% al 33%; per i gruppi della classe 10-16 G(m^3) la porzione è del 52,6%. Anche per i gruppi delle classi 2-10 G(m^3) e 1-2 G(m^3) la quota di vendite ceduta al mercato all'ingrosso sulla somma delle vendite e degli autoconsumi si è ampliata, relativamente al 2009, passando, rispettivamente, dal 58% al 64,7% e dal 63,5% all'88,3%. Come detto poco sopra, tali aumenti si spiegano con l'ingresso in queste classi di operatori molto attivi sul fronte degli approvvigionamenti, che si sono specializzati a rivendere gas sul mercato all'ingrosso, piuttosto che su quello al dettaglio. Nelle ultime due classi di operatori le medesime quote sono passate, nell'ordine, dal 51,2% al 45,8% e dal 9,4% all'11,3%, denotando come nell'ultima classe vi siano operatori che lavorano in particolare nel mercato *retail*.

Complessivamente, il 36,4% del gas ceduto ad altri operatori viene venduto al PSV, mentre nel 2009 tale quota era pari al 29%; in particolare, sono i gruppi di più piccola dimensione

2 Il gruppo Enìa, con le vendite del primo semestre, è incluso nella classe 0,1-1 G(m^3).

3 I confronti sul 2009, effettuati nel testo per questa classe di operatori, vengono tutti realizzati con i corrispondenti valori registrati dalla classe 2-11 G(m^3) utilizzata per la *Relazione Annuale* dello scorso anno.

che scelgono il PSV come sede delle contrattazioni con quote pari al 53,6% e al 60,8% del volume da essi complessivamente ceduto ad altri operatori.

Sebbene in misura leggermente minore rispetto allo scorso anno, gli autoconsumi sono ancora una voce particolarmente rilevante per i gruppi principali che, in genere, dispongono di impianti di produzione di energia elettrica; se a questi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, anch'essi produttori di energia elettrica, si nota come una parte abbastanza significativa della disponibilità di ciascun gruppo sia destinata al proprio fabbisogno. Per Eni la quota di gas riservata ai propri autoconsumi e ai consumi finali del gruppo corrisponde al 14,2% del gas venduto o autoconsumato, contro il 13,8% dello scorso anno, mentre per Edison la stessa quota è passata dal 42% del 2009 al 36% del 2010. È pari al 20% la frazione di gas destinata al fabbisogno del gruppo nel caso degli appartenenti alla classe 10-16 G(m^3), riconducibile solo ad A2A, mentre è importante notare come lo spostamento di alcuni gruppi da una classe all'altra abbia comportato un sostanziale annullamento di questa quota nella classe 1-2 G(m^3) dal 12,6% evidenziato nel 2009; nella classe 0,1-1 G(m^3), infine, si è passati dal 6,7% del 2009 al 9,2% del 2010.

Nel mercato finale le vendite a clienti tutelati rappresentano mediamente il 30,5% del totale, rispetto al 32% dello scorso anno. In particolare, il gruppo Eni ha venduto sul mercato tutelato il 39% delle proprie vendite finali[4], contro il 3,2% di Edison, il 28,7% dei gruppi maggiori e il 24,7% dei gruppi con vendite e autoconsumi compresi tra 2 e 10 G(m^3). Nella classe 1-2 G(m^3) è di appena il 5,8% la percentuale di clienti tutelati serviti, a fronte del 38,2% che si registra in riferimento ai gruppi appartenenti alla classe 0,1-1 G(m^3). Per quello che riguarda, invece, gli operatori di più piccola dimensione anche quest'anno si conferma quanto osservato in passato e cioè che questi gruppi operano prevalentemente sul mercato tutelato, dove vendono oltre il 50% del gas. Tali gruppi sono anche quelli che dedicano il 44% delle proprie vendite al settore domestico, cui si deve sommare l'11% di vendite rivolte ai condomini: si riconferma dunque che quanto più l'operatore è piccolo, tanto più ha un mercato limitato a quello che era il proprio territorio "storico" *ante* liberalizzazione. Analoga situazione si rileva per i gruppi appartenenti alla classe 0,1-1 G(m^3). Il gruppo che destina la minor quota di gas al mercato domestico (compresi i condomini) è Edison, con il 5,6% di venduto indirizzato a questa tipologia di clienti; si tratta, comunque, di una porzione più rilevante rispetto allo scorso anno, quando al domestico il gruppo rivolgeva appena il 4,4%.

Complessivamente, la quota trasferita al mercato civile (domestico, condomini e commercio e servizi) è stata pari al 39%: Eni ha destinato a tale mercato il 42% del gas venduto nel mercato al dettaglio, Edison il 7%, le classi intermedie il 33% e il 37%. Come osservato poco sopra, via via che la dimensione dei gruppi si riduce, la porzione di vendite al dettaglio cedute al settore civile si amplia, passando dal 33%, al 55% e al 74% nel caso dei gruppi con vendite e autoconsumi inferiori a 0,1 G(m^3).

Secondo i dati raccolti presso gli operatori, i 72 G(m^3) complessivamente venduti nel 2010 a clienti finali si sono distribuiti quasi equamente (circa 30% ciascuno) tra i settori industriale, termoelettrico e domestico (compresi i condomini); mentre commercio e servizi hanno acquisito il 9% circa dei consumi totali.

4 Lo scorso anno la percentuale di vendita al mercato tutelato era del 30%: Eni ha dunque incrementato le vendite su tale mercato di 0,6 G(m^3), mentre ha perso 4 G(m^3) sul libero.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas naturale

Produzione nazionale

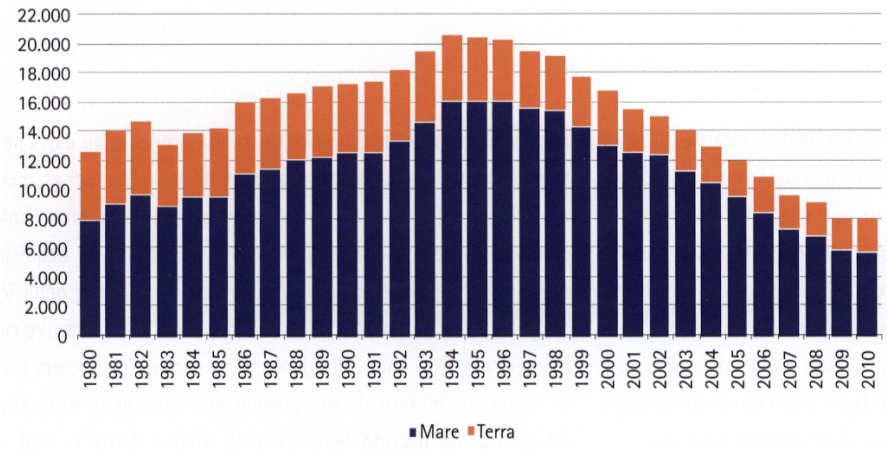
Lo scorso anno, per la prima volta dagli anni Novanta, la riduzione progressiva della produzione nazionale di gas naturale si è interrotta: secondo i dati provvisori pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico, infatti, nel 2010 l'estrazione di gas è stata di 8.302 M(m^3), evidenziando una crescita del 3,6% rispetto al 2009. Nel 1994, la produzione italiana di gas ha raggiunto il massimo a poco più di 20 G(m^3)/anno, arrivando a soddisfare circa un terzo dei consumi nazionali dell'epoca. Da allora e fino al 2010 il declino è stato costante e la copertura del fabbisogno interno è scesa sino al 10% circa.

Secondo i dati pubblicati dall'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG) del Ministero dello sviluppo economico, la produzione 2010, pari a 7.941,8 M(m^3) – valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente – è stata ottenuta per il 27% da giacimenti a terra e per il 73% da coltivazione in mare (Fig. 3.1). Il gas estratto da giacimenti in terraferma, pari a 2.155,3 M(m^3), è la parte di produzione che è cresciuta rispetto al 2009, mentre è diminuita la produzione in mare, quest'anno pari a 5.786,5 M(m^3).

FIG. 3.1

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980

M(m^3)



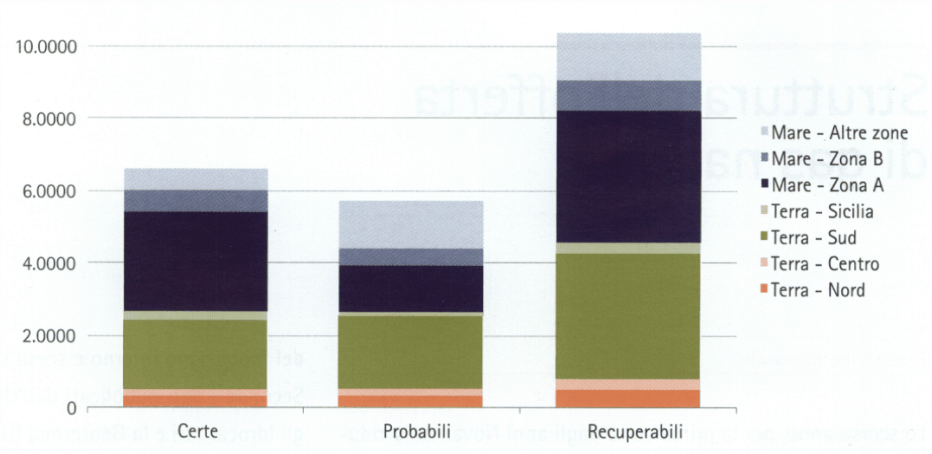
Fonte: Ministero dello sviluppo economico, UNMIG.

L'UNMIG valuta le riserve recuperabili di gas in 103 G(m^3); al ritmo attuale di produzione annua, pari a 7,94 G(m^3), il rapporto tra riserve recuperabili di gas e produzione annuale si attesta quindi intorno ai 13 anni. La parte preponderante, cioè il 56%, delle riserve recuperabili è localizzata in mare (perlopiù nella zona A, che si trova nel Mare Adriatico prospiciente la costa veneta e che da sola conta per il 35%), mentre il restante 44% si trova nei giacimenti in terraferma, specialmente nel Sud Italia (Fig. 3.2).

FIG. 3.2

Risorse stimate di gas naturale nel 2010

G(m³)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, UNMIG.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2010

G(m³)

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA %
Eni	6.724	83,3
Royal Dutch Shell	544	6,7
Edison	508	6,3
Gas Plus	264	3,3
Altri	31	0,4
TOTALE	**8.071**	**100,0**
PRODUZIONE (dato del Ministero dello sviluppo economico)	8.302	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Secondo i dati raccolti nella consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità, sono 7 gli operatori che nel 2010 hanno dichiarato di avere estratto gas naturale nel territorio nazionale e la loro produzione complessiva è risultata pari a 8.071 M(m³). Il segmento resta dominato da Eni che possiede la quota più elevata e largamente superiore a quella dei concorrenti, pari all'83,3%. Seguono i gruppi Royal Dutch Shell ed Edison con quote simili intorno al 6,5%. Royal Duch Shell ha superato quest'anno Edison che nel 2009 si trovava in seconda posizione.

La quota di Gas Plus è cresciuta dal 2,7% del 2009 al 3,3%, grazie all'acquisizione da Eni di Padana Energia, una delle tre società nelle quali il gruppo Eni ha riorganizzato le proprie attività minerarie. Come illustrato nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, Padana Energia è la società che ha acquisito gli *asset* pertinenti al Nord Italia (Pianura Padana ed Emilia Romagna), mentre Adriatica Idrocarburi ha ottenuto quelli riguardanti l'Italia centrale (Marche, Abruzzo e Molise) e Ionica Gas ha acquisito quelli relativi al Mezzogiorno (nell'area di Crotone e della Val d'Agri). Nell'autunno 2010 Gas Plus ha avviato le trattative con Eni per l'acquisto anche di Adriatica Idrocarburi; gli accordi sono al momento in fase di valutazione alla luce della normativa introdotta dal decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128, in materia di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi nelle aree marine[5] e, in particolare, di alcuni aspetti critici relativi all'applicazione della norma che sono tutt'oggi oggetto di quesiti sottoposti agli uffici legislativi competenti.

5 Si tratta del decreto che il Governo ha adottato a seguito del drammatico incidente avvenuto nell'aprile 2010 sulla piattaforma petrolifera nel Golfo del Messico; esso ha istituito il divieto di ricerca, prospezione o coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi all'interno di aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, nonché all'esterno delle stesse, nelle zone marine poste entro 12 miglia dalle suddette aree protette. Inoltre, ha imposto il medesimo divieto, per i soli idrocarburi liquidi, entro 5 miglia dalle linee di base.

Importazioni

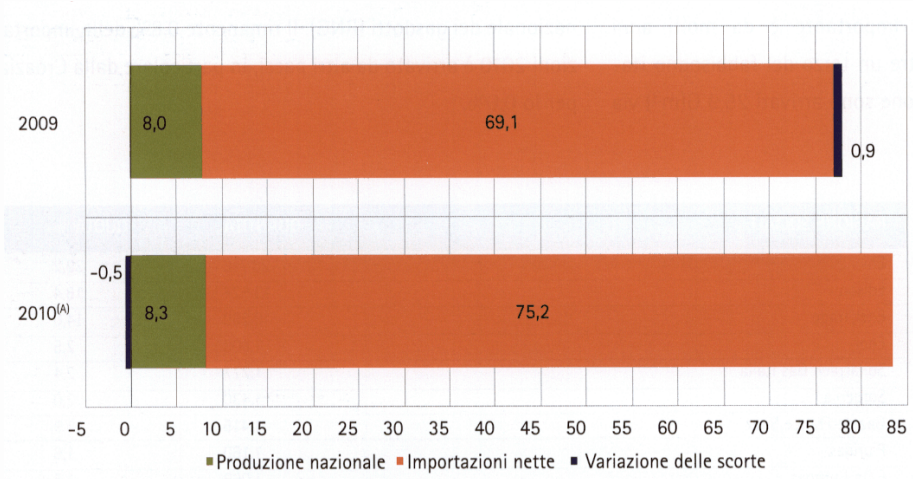
In termini netti le importazioni di gas in Italia (Fig. 3.3) sono aumentate lo scorso anno di 6 G(m^3), passando da 69.125 a 75.201 M(m^3). Secondo i dati provvisori del Ministero dello sviluppo economico, infatti, nel 2010 le importazioni lorde sono salite a 75.341 da 69.250 M(m^3) che avevano raggiunto nel 2009, così come le esportazioni sono passate da 125 a 141 M(m^3). Tenendo conto che sono stati immessi negli stoccaggi 522 M(m^3) – a differenza di quanto accaduto nel 2009 quando dalle scorte furono prelevati 886 M(m^3) – e che i consumi e le perdite di rete sono stimabili in circa 1.652 M(m^3), il valore dei consumi nazionali nel 2010 è valutabile in 81.329 M(m^3). Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è quindi tornato a crescere dal 90,1% del 2009 al 92,5%.

La figura 3.4 mostra la ripartizione dei volumi di gas importato in base alla nazione di provenienza fisica (non contrattuale): quasi il 90% del gas importato in Italia proviene da paesi non appartenenti all'Unione europea. Tale quota nel 2010 è aumentata di 5 punti percentuali rispetto al 2009, in parte per l'aumento delle importazioni di GNL dal Qatar, in parte per la chiusura, a metà anno, del gasdotto di importazione Transitgas che trasporta in Italia il gas proveniente dal Nord Europa. Il 23 luglio 2010, infatti, una frana ha provocato una cascata di massi e detriti nel torrente Spreitlaui, in Svizzera, che ha fortemente esposto a rischio di rottura il gasdotto. Le importazioni di gas che transitano da Passo Gries sono quindi state interrotte dal 23 luglio fino al 24 dicembre del 2010. Questo spiega la riduzione di quasi 4 G(m^3) dei quantitativi complessivamente provenienti da Olanda e Norvegia e il conseguente abbassamento di un punto percentuale circa nell'incidenza dell'import dal Nord Europa, rispetto al 2009.

FIG. 3.3

Immissioni in rete nel 2009 e nel 2010

G(m^3)

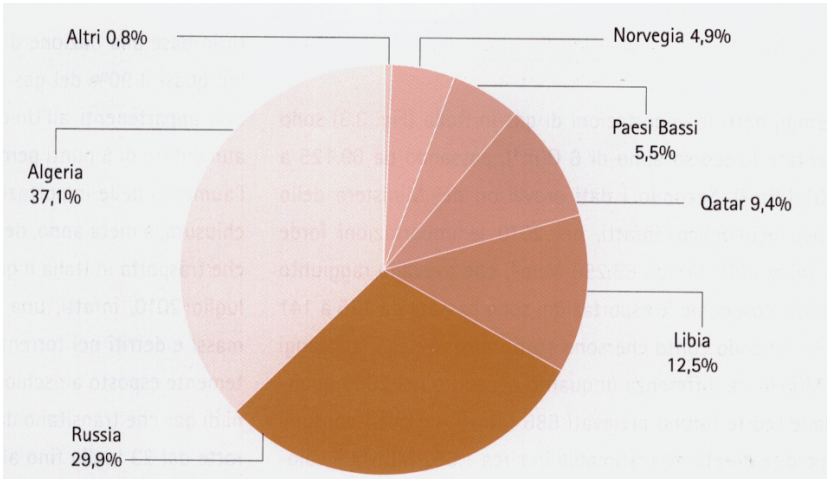


Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 3.4

Importazioni lorde di gas nel 2010 secondo la provenienza

Valori percentuali; dati provvisori



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Per lo più il gas arriva nel nostro Paese attraverso i gasdotti (88%), ma la quota dei gas che giunge via nave è notevolmente cresciuta grazie alla progressiva entrata a regime del terminale di Rovigo, dove approda il GNL proveniente dal Qatar. Infatti, nel 2010 le importazioni da questo paese hanno toccato 7 G(m^3) e la ragguardevole quota del 9,4% dell'intero gas importato in Italia. Il paese di provenienza più importante è da molti anni l'Algeria, che da sola copre oltre un terzo del fabbisogno italiano; nel 2010 da questa nazione sono arrivati 25,9 G(m^3) via tubo a Mazara del Vallo e 2 G(m^3) via nave, rigassificati presso l'impianto di Panigaglia. Dalla Russia sono giunti nel 2010, attraverso i punti di ingresso di Tarvisio e Gorizia, 22,5 G(m^3), ovvero il 30% del gas complessivamente importato in Italia. I quantitativi di gas proveniente dalla Libia, lo scorso anno pari a 9,4 G(m^3), entrano in Italia tramite il punto di Gela della Rete nazionale dei gasdotti (RNG). Il rimanente 0,8% delle importazioni 2010 è arrivato da altri paesi, in particolare dalla Croazia, per lo 0,6%.

TAV. 3.3

Primi venti importatori di gas in Italia nel 2010

M(m^3); importazioni lorde

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA %
Eni	28.716	39,2
Edison	13.524	18,4
Enel Trade	10.289	14,0
Enoi	1.803	2,5
Sonatrach Gas Italia	1.777	2,4
Sorgenia	1.430	2,0
Gaz de France Suez	1.415	1,9
Plurigas	1.160	1,6
E.On Ruhrgas	1.069	1,5
Shell Italia	1.020	1,4
BP Italia	998	1,4
Sinergie Italiane	935	1,3
Premiumgas	924	1,3
Speia	873	1,2
Gaz de France Sede secondaria	783	1,1
Egl Italia	617	0,8
Gas Plus Italiana	615	0,8
Elettrogas	563	0,8
Worldenergy	550	0,8
Compagnia Italiana del Gas	465	0,6
Altri	3.778	5,2
TOTALE	**73.306**	**100,0**
IMPORTAZIONI (dato del Ministero dello sviluppo economico)	75.341	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Con 28,7 G(m^3) di gas importato e una quota pari al 39,2% (38,1% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), Eni rimane dominante anche nell'importazione (Tav. 3.3), così come nella produzione nazionale. La sua quota resta, in effetti, preponderante e ancora di 20 punti percentuali superiore a quella del primo concorrente, pur diminuendo di anno in anno (in passato la quota si riduceva per il rispetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, non più operativi dal 2011). Nel 2010, in particolare, le importazioni di Eni si sono ridotte del 13%, essendo scese a 28,7 G(m^3) dai 33,2 del 2009.

La seconda posizione nella classifica degli importatori è rimasta a Edison, dopo che, nel 2009, ha superato Enel. Grazie ai quantitativi provenienti dal Qatar, più che triplicati tra il 2009 e il 2010, le importazioni lorde di Edison hanno raggiunto nel 2010 13,5 G(m^3), segnando una crescita del 30%. Un aumento significativo, pari al 19%, si è avuto anche nelle importazioni di Enel Trade, che è rimasta in terza posizione. Con una diminuzione del 45% dei volumi importati, Plurigas è invece passata dalla quarta posizione all'ottava, mentre sono salite nella classifica Enoi (+31,6%), Sonatrach Gas Italia (+135%) e Sorgenia (+3,9%).

I primi tre importatori risultano acquisire il 71,7% (il 69,7% sul valore di import totale di fonte ministeriale) del gas complessivamente approvvigionato all'estero da operatori italiani. Tale quota è comunque in riduzione rispetto al 78% del 2009.

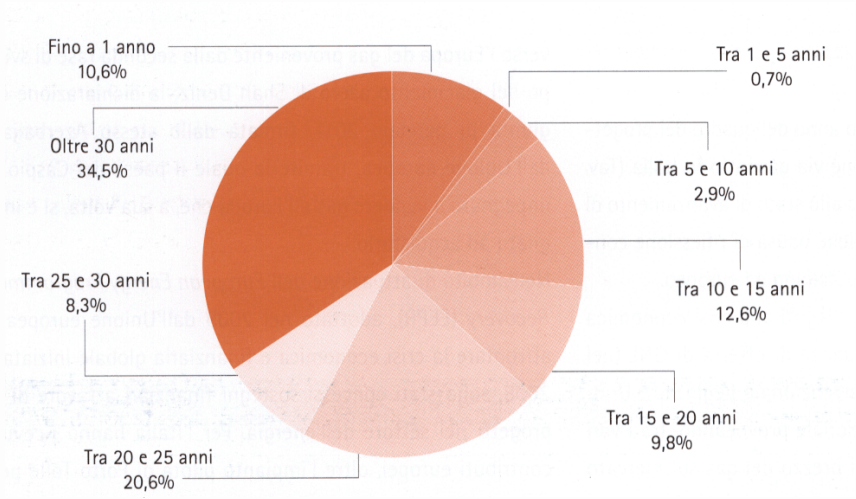


FIG. 3.5

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2010, secondo la durata intera

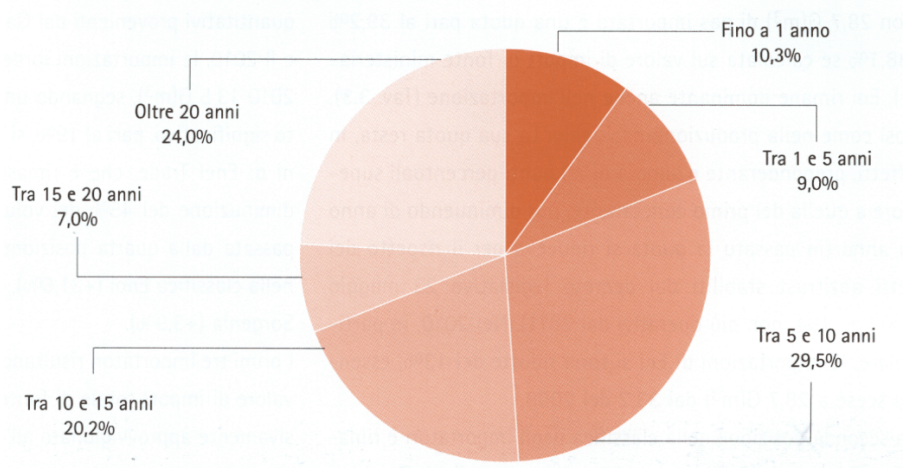
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2010, secondo la durata intera (Fig. 3.5) resta confermato, come negli anni passati, che l'attività di importazione avviene sulla base di contratti di lungo periodo. Più del 60% di essi possiede una durata complessiva oltre i 20 anni e un altro 25% possiede una durata intera compresa tra 5 e 20 anni. Rispetto al 2009, il peso delle importazioni *spot*, che avvengono sulla base di accordi di durata al più annuale, è rimasto sostanzialmente stabile, essendo passato dal 10,2% all'11%. L'incidenza di questi contratti è relativamente inferiore a quella descritta nella *Relazione Annuale* sul 2009. La riduzione è da imputare a un diverso calcolo con cui questi contratti sono stati valutati, teso a escludere (attraverso una stima) le *Annual Contract Quantity* di contratti *spot* che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore italiano che l'ha acquistato.

Circa la vita residua, i contratti di importazione in essere al 2010 (Fig. 3.6) si rivelano complessivamente ancora piuttosto lunghi: poco meno di un terzo scadrà infatti tra 15 o più anni e più della metà scadrà tra 10 anni o più. Il 20% circa dei contratti esistenti terminerà invece entro i prossimi 5 anni. L'incidenza dei contratti con durata residua annuale è stata anche in questo caso rivista come descritto poco sopra.

FIG. 3.6

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2010, secondo la durata residua



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Sviluppo delle infrastrutture di importazione

L'aggiornamento rispetto allo scorso anno del quadro dei progetti sulle infrastrutture di importazione via gasdotto in Italia (Tav. 3.4) presenta alcune novità riguardo allo stato di avanzamento di alcuni progetti, pur a fronte di qualche pausa di riflessione connessa con la situazione del mercato italiano ed europeo.

In un periodo di bassi consumi – collegati alla crisi economica e a un inverno mite – e di abbondanza di offerta di GNL (nel 2009 la produzione di gas non convenzionale negli Stati Uniti ha superato quella di gas convenzionale provocando, tra i vari effetti, una notevole riduzione del prezzo del gas sul mercato americano e una contrazione delle sue importazioni), la competizione tra progetti che concorrono per gli stessi mercati e per le stesse fonti di approvvigionamento (TAP, IGI-Poseidon, South Stream, Nabucco) ha indotto diversi operatori a cercare soluzioni o forme di collaborazione per ridurre i vari fattori di rischio cui tali progetti sono esposti.

A settembre 2010, infatti, si è avuta notizia di contatti tra i promotori dei gasdotti ITGI e TAP (che si sovrappongono in gran parte sia per il tracciato, sia per la fonte di approvvigionamento, principalmente data dal gas azero, viste le condizioni ancora incerte sulle possibili forniture dall'Iran), oltre che tra i promotori di ITGI e Nabucco. Un'analoga esigenza di coordinamento è emersa anche a livello istituzionale europeo; da segnalare due importanti eventi: la sigla, nel mese di giugno 2010, di un accordo tra Turchia e Azerbaijan per il transito verso l'Europa del gas proveniente dalla seconda fase di sviluppo del giacimento azero di Shah Deniz; la dichiarazione congiunta di gennaio 2011, firmata dallo stesso Azerbaijan e dall'Unione europea, tramite la quale il paese del Caspio si è impegnato a vendere gas all'Europa che, a sua volta, si è impegnata ad acquistarlo.

Nell'ambito di attuazione dell'*European Energy Programme for Recovery* (EEPR), adottato nel 2009 dall'Unione europea per affrontare la crisi economica e finanziaria globale iniziata nel 2008, sono stati concessi sostegni finanziari a favore di 159 progetti nel settore dell'energia. Per l'Italia hanno ricevuto i contributi europei, oltre l'impianto pilota di Porto Tolle per la cattura e lo stoccaggio della CO_2, l'iniziativa ITGI Poseidon destinata a contribuire agli obiettivi del corridoio meridionale del gas, il GALSI, che fornirà gas algerino al sistema italiano ed eventualmente alla Corsica, passando per la Sardegna e le interconnessioni elettriche fra la Sicilia e l'Italia continentale (Sorgente-Rizziconi) e fra la Sicilia e Malta. Anche nell'ambito del Programma *Trans-European Energy Networks* (TEN) è stata approvata dalla Commissione europea la lista dei 21 progetti ammessi a finanziamento sul bando 2009. Tra quelle selezionate e inserite trovano spazio due iniziative italiane di Terna (Interconnessione Italia-Montenegro e Italia-Francia) e una di Api Energia per il progetto di GNL di Falconara Marittima (AN).

Anche in Italia gli effetti dell'abbondanza di gas, almeno nella prima parte del 2010 (prima cioè della chiusura a causa di una frana del Transitgas, il gasdotto di collegamento con la

Svizzera che porta nel nostro Paese il gas proveniente dal Nord Europa), spiegano in parte l'ulteriore rinvio della decisione finale di investimento sul progetto GALSI, originariamente attesa entro la metà del 2010. Ciononostante, l'anno trascorso ha visto importanti passi avanti nell'iter autorizzativo di questo gasdotto che dovrebbe collegare l'Algeria alla costa toscana, passando per la Sardegna. Nell'ottobre scorso è stata accolta l'istanza per il riconoscimento di accesso prioritario e il tratto di collegamento tra il punto di approdo del GALSI a Piombino e la rete di trasporto a Collesalvetti è stato inserito dal Ministero dello sviluppo economico nella RNG. Il 24 febbraio 2011, il Ministero dell'ambiente ha rilasciato il decreto di Valutazione d'impatto ambientale (VIA) positiva con prescrizioni, a valle del parere favorevole espresso dalla regione Toscana per il tratto sottomarino di collegamento tra Olbia e Piombino.

TAV. 3.4

Nuovi gasdotti in progetto

SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE G(m^3)/anno	LUNGHEZZA Km	COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
TAP Trans Adriatic Pipeline (Grecia-Albania-Italia)						
TAP AG (Egl 42,5%, Statoil Hydro 42,5%, E.On 15%)	Brindisi	10/20	520	2006	2015	Stipulato contratto di fornitura con Iran per 5,5 G(m^3)/anno per 25 anni. Incluso nella RNG il tratto *on shore* in Puglia. Definiti i tratti albanese e greco.
IGI Interconnector Italia-Grecia						
IGI Poseidon SA (Depa 50%, Edison 50%)	Otranto (Lecce)	8,8	250	2005	2015	Concessa e ratificata l'esenzione dei terzi al 100% per 25 anni; ha ottenuto un finanziamento europeo per 100+45 M€. VIA positiva (con prescrizioni) per il tratto italiano in agosto 2010 e poco dopo una VIA positiva preliminare per la sezione greca. Firmato a novembre 2010 un accordo tra Italia, Bulgaria e Grecia per la realizzazione di una bretella del gasdotto in Bulgaria.
GALSI (Algeria-Italia)						
GALSI (Sonatrach 41,6%, Edison 20,8%, Enel 15,6%, Sfirs 11,6%, Hera Trading 10,4%)	Porto Botte (Carbonia-Iglesias)	8/10	840	2005	2014	Concessa nell'ottobre 2010 l'allocazione prioritaria al 100%. Ha ottenuto un finanziamento europeo per 120 M€. VIA positiva (con prescrizioni) nel febbraio 2011. Attesa la decisione finale di investimento entro la fine del 2011.
TGL Tauern Gas Leitung (Germania-Austria-Italia)						
Consorzio Tauerngas-Leitung Studien und Planungsgesellschaft Mbh (E.On Ruhrgas 45%, varie società austriache 55%)	Malborghetto (Udine)	11,4	260	In fase di progettazione	2015	Ritirata temporaneamente la domanda di esenzione dall'obbligo di accesso ai terzi, in attesa recepimento Terzo pacchetto europeo.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Nel mese di luglio 2010, il consorzio GALSI (composto dalle società Sonatrach 41,6%, Edison 20,8%, Enel 15,6%, Sfirs 11,6% ed Hera Trading 10,4%) ha quindi emesso i bandi di prequalifica, rivolti alle aziende interessate a partecipare alle future gare per la realizzazione delle due sezioni *offshore* della condotta (Algeria-Sardegna e Sardegna-Toscana) e per la fornitura delle tubazioni per le stesse sezioni. Propedeutica al completamento dell'iter di autorizzazione unica, rilasciata dal Ministero dello sviluppo economico, è ora la Conferenza dei servizi tra le Regioni Sardegna e Toscana. Ipotizzata entro la fine del 2011 la decisione finale sull'investimento, l'entrata in funzione del nuovo collegamento potrebbe avvenire nel 2014.

Alcuni passi sono stati compiuti sul progetto Trans Adriatic Pipeline (TAP) che collega la Grecia con l'Italia, attraverso l'Albania, per l'importazione di gas proveniente dalle aree di produzione dell'Est europeo e mediorientali. Per questo progetto, come per quello di IGI Poseidon, l'accordo firmato tra l'Unione europea e l'Azerbaijian di cui si è fatto cenno è particolarmente importante, in quanto la congiuntura politica ha fatto per il momento accantonare la possibilità di fornitura di questa condotta con gas proveniente dall'Iran, nonostante l'esistenza di un contratto già stipulato dalla società Egl per la fornitura di 5,5 G(m^3)/anno per 25 anni. Dopo l'importante ingresso nella società TAP AG, avvenuto nel maggio 2010, di E.On Ruhrgas con una quota pari al 15% (con conseguente riduzione al 42,5% ciascuno delle quote di Egl e Statoil Hydro), è stato definito il percorso nel territorio albanese e in novembre è stato avviato lo studio di dettaglio per il tracciato del gasdotto nel territorio greco. Nell'ottobre dello scorso anno il Ministero dello sviluppo economico ha inserito nella RNG il tratto dell'*interconnector* ricadente nel mare territoriale italiano. A fine marzo 2011 si è concluso lo studio sul tracciato greco con l'individuazione di un percorso di 190 km dalla città di Nea Mesimvria fino al confine con l'Albania, a Nord di Dipotamia. All'inizio di aprile 2011 la società che progetta il gasdotto ha siglato un protocollo d'intesa con il gestore della rete bosniaca BH-Gas per lo sviluppo del mercato locale e la diversificazione delle forniture nel Sudest dell'Europa.

Diverse novità hanno interessato anche l'IGI, il gasdotto di collegamento tra la Grecia e l'Italia della società IGI Poseidon (*joint venture* paritetica tra Edison e l'azienda di Stato greca Depa) che fa parte dell'ITGI, il corridoio energetico per l'importazione del gas dal Mar Caspio attraverso la Turchia e la Grecia (Paesi già collegati tra loro dal novembre 2007). La gara per l'attribuzione delle attività di verifica e certificazione della progettazione, avviata nel 2009, si è conclusa nell'autunno 2010 con l'assegnazione a una società norvegese. Nel marzo 2010 IGI Poseidon ha siglato un primo accordo societario con la società Bulgarian Energy Holding per la realizzazione di un'interconnessione tra il gasdotto IGI e la Bulgaria, che avrà una capacità compresa tra 3 e 5 G(m^3)/anno. La realizzazione della bretella bulgara è stata poi confermata a novembre 2010 con la firma, a Sofia, di un accordo tra le società Edison, Depa e Bulgarian Energy Holding alla presenza del Ministro italiano dello sviluppo economico, di quello bulgaro dell'economia e del Viceministro greco dell'energia. A dicembre 2010, IGI Poseidon e Bulgarian Energy Holding hanno quindi costituito l'*asset company* Interconnector Greece Bulgaria Ead (ICGB EAD), che realizzerà il nuovo gasdotto IGB Interconnector Greece-Bulgaria. Si ricorda che nel marzo 2010 la Commissione europea ha assegnato al gasdotto ITGI Poseidon 100 milioni di euro più altri 45 a fondo perduto proprio per l'interconnessione Bulgaria-Grecia nell'ambito dell'EEPR. La realizzazione dell'interconnessione dell'IGI con la Bulgaria rafforza l'importanza strategica dell'ITGI, perché ne allarga la copertura geografica all'area balcanica, consentendo alla Bulgaria *in primis*, ma anche ad altri paesi del Sudest europeo, di accedere a nuove fonti di approvvigionamento. In questo modo, inoltre, il progetto accresce il proprio livello di concorrenza con il parallelo progetto Nabucco, che insiste sulle medesime aree geografiche.

Nessuna novità rispetto allo scorso anno è invece da registrare sul gasdotto Tauern Gas Leitung (TGL), che dovrebbe percorrere 260 km in territorio austriaco dal confine italiano a quello tedesco, progetto portato avanti dal consorzio Tauerngasleitung Studien und Planungsgesellschaft Mbh, controllato da E.On per il 45% e per il restante 55% da cinque società austriache.

Per quanto riguarda il potenziamento dei gasdotti esistenti, è probabile che subisca qualche ritardo, a causa della situazione politica libica, il completamento del potenziamento sino a 31,6 M(m^3)/giorno (dagli attuali 29,2) programmato per ottobre 2011 sul Greenstream, la condotta che trasporta in Italia il gas proveniente dalla Libia, posseduta con quote paritarie da Eni e dalla compagnia di Stato libica Noc. Il gasdotto è praticamente fermo dalla fine di febbraio 2011, quando è stato chiuso per lo scoppio dei disordini.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Nell'ottobre scorso il Ministero dello sviluppo economico ha aggiornato la RNG per il trasporto di gas naturale, inserendovi 17 nuovi tratti (decreto ministeriale 21 ottobre 2010). Come già accennato nella pagine precedenti, con questo aggiornamento sono entrate nella RNG una serie di nuove porzioni di rete, tra le quali quella in acque territoriali e fino alla connessione con il futuro gasdotto Grecia-Albania-Italia TAP, quella che allaccerà il futuro terminale di GNL di Porto Empedocle in provincia di Agrigento e quella di allacciamento del futuro stoccaggio di Bordolano. Figurano nell'elenco, inoltre, la connessione per il progetto di estrazione di Eni ed Edison nell'*offshore* siciliano Panda e, infine, un tratto di rete tra Piombino e Collesalvetti (Livorno) per il collegamento con il punto di approdo del futuro gasdotto GALSI.

La rete di trasporto del gas nazionale e regionale è gestita da 10 imprese: 3 per la rete nazionale e 9 per la rete regionale (Tav. 3.5). La novità rispetto al 2009 è la messa in liquidazione della società Metanodotto Alpino, la quale gestisce 76 km di rete che trasportano il gas dal punto di consegna della rete regionale di Snam Rete Gas attraverso vari comuni dell'Alta Val Chisone e dell'Alta Val Susa.

Sotto il profilo degli assetti gestionali, tuttavia, il segmento del trasporto gas non è sostanzialmente mutato. Il principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas, possiede 31.680 km di rete sui 33.768 di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è il gruppo Edison che complessivamente amministra 1.414 km di rete, di cui 374 sulla RNG. Tale gruppo, infatti, gestisce sia la rete di proprietà di Società Gasdotti Italia (1.331 km), sia il gasdotto di collegamento del terminale GNL di Rovigo, tramite la partecipata Edison Stoccaggio (83 km). Vi sono poi altri 7 operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

TAV. 3.5

Reti delle società di trasporto nel 2010

km

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	8.894	22.786	31.680
Società Gasdotti Italia	291	1.040	1.331
Edison Stoccaggio	83	0	83
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	35	35
Gas Plus Trasporto	0	42	42
Italcogim Trasporto	0	15	15
Metan Alpi Energia	0	67	67
Metanodotto Alpino (in liquidazione)	0	76	76
Netenergy Service	0	36	36
Retragas	0	403	403
TOTALE	**9.268**	**24.500**	**33.768**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.6 mostra i dati pre-consuntivi circa le attività di trasporto per regione. La prima e la seconda colonna riportano la lunghezza delle reti gestite. Nelle ultime cinque colonne si possono invece apprezzare i volumi di gas che sono transitati sulle reti e sono stati riconsegnati a diverse tipologie di utenti, oltre al numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti. L'ultima riga della tavola, denominata "Aggregato nazionale", mostra le riconsegne a punti di uscita che non sono riconducibili ad alcuna regione in quanto punti di esportazione o di uscita verso impianti di stoccaggio o di riconsegna ad altre imprese di trasporto. Come si vede dalla tavola, nel 2010 sono stati riconsegnati sulle reti di trasporto poco meno di 111 G(m^3) a circa 7.600 punti di riconsegna; l'attività di trasporto ha quindi registrato un aumento del 16,8% rispetto al 2009, quando i volumi avevano raggiunto 94,7 G(m^3). La crescita, tuttavia, non ha interessato in eguale misura le diverse tipologie di clienti: le riconsegne a clienti finali industriali sono infatti salite del 9,2%, quelle al termoelettrico del 3,7%, mentre i volumi di gas immessi negli impianti di distribuzione risultano aumentati del 7,2% rispetto al 2009. Il maggiore incremento è avvenuto, tuttavia, per la voce residuale "Altro" a motivo della forte crescita al suo interno delle riconsegne ad altre imprese di trasporto e ad altri clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto.

TAV. 3.6

Attività di trasporto per regione nel 2010

Lunghezza reti in km; volumi riconsegnati in M(m^3)

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNATI					NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI	ALTRO(A)	TOTALE	
Valle d'Aosta	0	56	52	52	0	0	105	12
Piemonte	503	2.141	4.406	1.415	2.696	92	8.608	500
Liguria	22	458	1.068	175	655	0	1.898	65
Lombardia	554	4.443	10.060	2.580	6.243	602	19.486	2.354
Trentino Alto Adige	108	371	688	273	60	0	1.021	86
Veneto	799	2.068	4.424	1.215	940	663	7.241	542
Friuli Venezia Giulia	491	563	942	589	1.113	390	3.035	174
Emilia Romagna	1.122	2.673	4.993	2.584	4.281	6.877	18.735	710
Toscana	443	1.563	2.485	986	2.005	3	5.478	330
Lazio	429	1.447	2.297	681	1.151	298	4.427	450
Marche	302	647	1.018	375	227	29	1.648	212
Umbria	179	454	583	297	346	0	1.227	94
Abruzzo	547	921	756	309	795	86	1.946	303
Molise	265	514	137	86	439	1.156	1.817	138
Campania	555	1.394	1.097	500	1.536	7	3.141	605
Puglia	529	1.347	1.107	716	3.047	2	4.872	283
Basilicata	367	889	210	138	191	0	538	206
Calabria	986	1.031	278	45	1.768	4	2.095	229
Sicilia	1.067	1.520	681	893	2.782	6	4.362	247
Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-
Aggregato nazionale	-	-	-	-	-	18.934	18.934	23
ITALIA	**9.268**	**24.500**	**37.279**	**13.911**	**30.275**	**29.149**	**110.613**	**7.563**

(A) Sono incluse le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto (per esempio ospedali).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.7 mostra i risultati dei conferimenti di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2010-2011. Non si registrano aumenti rispetto alle capacità[6] messe a disposizione nell'anno termico precedente. Complessivamente la capacità conferibile è pari a 296,2 M(m^3)/giorno.

I risultati del conferimento per l'anno termico 2010-2011 mostrano come, a inizio anno termico, la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della RTG interconnessi con l'estero via gasdotto sia stata conferita per il 95,4% a 41 soggetti. Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2011 la medesima quota sale fino al 98,4%.

TAV. 3.7

Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2010-2011

M(m^3) standard per giorno, se non altrimenti indicato

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI(B)
Passo Gries	59,0	55,1	3,9	93,4%	11
Tarvisio	107,0	107,0	0,0	100,0%	36
Mazara del Vallo	99,0	94,7	4,3	95,7%	2
Gorizia(A)	2,0	0,3	1,7	12,6%	11
Gela	29,2	25,6	3,6	87,5%	4
TOTALE	**296,2**	**282,6**	**13,6**	**95,4%**	**41**
Terminali di GNL					
Panigaglia	13,0	7,2	5,8	55,4%	-
Cavarzere	26,4	26,4	0,0	100,0%	-

(A) Si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

(B) Numero di soggetti titolari di capacità di trasporto di tipo continuo; poiché diversi soggetti hanno ottenuto capacità di trasporto in più punti, il numero totale di soggetti è inferiore alla somma dei singoli punti di interconnessione.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della rete in corrispondenza dei due terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13,0 M(m^3)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale, GNL Italia del gruppo Eni, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale. La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) è invece pari a 26,4 M(m^3)/giorno. Poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per 25 anni ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 55/03/CE, la capacità conferibile in tale punto, pari a 26,4 M(m^3)/giorno, sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m^3)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Inoltre, per i primi 5 anni termici anche tale capacità è riservata all'impresa di rigassificazione, ai sensi della delibera 31 luglio 2006, n. 168/06.

Complessivamente, nell'anno solare 2010 i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla RNG e/o sulle reti regionali sono stati 176, contro i 150 del 2009, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%. Il numero di utenti del sistema di trasporto è salito a 944 unità (nel 2009 erano 897).

6 È opportuno ricordare che i valori della capacità di trasporto sono calcolati mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto che tengono conto degli scenari di prelievo previsti per l'anno in oggetto. La capacità di trasporto presso ciascun punto di entrata è determinata considerando lo scenario di trasporto più gravoso (quello estivo per i punti di entrata di Mazara del Vallo, Tarvisio e Gorizia, quello invernale per il punto di entrata di Passo Gries). In particolare, Snam Rete Gas valuta i quantitativi massimi che possono essere immessi sulla rete da ciascun punto di entrata senza che siano superati i vincoli minimi di pressione nei vari punti del sistema e senza superare le prestazioni massime degli impianti. Ciò al fine di assicurare la disponibilità del servizio di trasporto al livello richiesto nel corso di tutto l'anno termico.

Conferimenti pluriennali

La tavola 3.8 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite (a ottobre 2010) presso i punti di entrata della RNG interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi 5 anni termici a partire dal 2012-2013, complessivamente a 21 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche i dati relativi all'anno termico 2011-2012, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. Nonostante l'attuale situazione politica in Libia, Snam Rete Gas indica in 31,6 M(m^3)/giorno la capacità conferibile a Gela dal prossimo anno termico, in linea con il programma dei potenziamenti sul Greenstream che ne prevedeva l'ampliamento dagli attuali 29,2 M(m^3)/giorno a partire da ottobre 2011.

TAV. 3.8

Conferimenti ai punti di entrata della RNG interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2011-2012 al 2016-2017

M(m^3) standard per giorno

ANNO TERMICO	PUNTI DI ENTRATA					
	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PASSO GRIES	GELA	GORIZIA	CAVARZERE
2011-2012						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	91,0	87,8	50,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,0	11,2	8,2	9,7	2,0	0,0
2012-2013						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	90,9	86,7	48,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,1	12,3	10,2	9,7	2,0	0,0
2013-2014						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	82,0	86,7	45,1	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	25,0	12,3	13,9	9,7	2,0	0,0
2014-2015						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	81,7	86,5	21,2	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	25,3	12,5	37,8	9,7	2,0	5,4
2015-2016						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,8	86,5	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,2	12,5	51,7	9,7	2,0	5,4
2016-2017						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,5	83,9	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,5	15,1	51,7	9,7	2,0	5,4

Fonte: Snam Rete Gas.

Come si vede nella tavola, nell'arco dei sei anni considerati la capacità conferibile resta invariata, mentre quella non conferita raddoppia, per effetto del progressivo liberarsi di spazio a Passo Gries, specialmente dal 2014-2015 (anno in cui si osserva un aumento di 24 M(m^3)/giorno), a Tarvisio, dove dall'anno termico 2013-2014 la capacità aumenterà di 9 M(m^3)/giorno, e a Cavarzere dal 2014-2015. L'anno termico 2013-2104, infatti, è l'ultimo dei cinque anni per i quali la capacità esclusa dalla riserva dell'accesso ai terzi per il terminale di Rovigo, pari a 5,4 M(m^3)/giorno, è riservata per legge all'operatore del terminale. Un aumento di 3 M(m^3)/giorno si osserva anche su Mazara del Vallo, a partire dall'ultimo anno termico.

Stoccaggio

In Italia sono attivi 10 campi di stoccaggio, tutti realizzati in corrispondenza di giacimenti a gas esauriti. Otto di questi campi (Brugherio, Cortemaggiore, Sergnano, Minerbio, Ripalta,

Sabbioncello, Settala e Fiume Treste) sono gestiti dalla società Stogit e i rimanenti (Collalto e Cellino) dalla società Edison Stoccaggio.

Per l'anno termico 2010-2011 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a circa 14,7 G(m^3) (Tav. 3.9).

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m^3), come stabilito dal Ministero dello sviluppo economico (in applicazione di quanto prescrivono l'art. 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 9 maggio 2001 e l'art. 2 del decreto del Ministro delle attività produttive 26 settembre 2001) sulla base dei programmi di importazione dai paesi non appartenenti all'Unione europea comunicati dagli utenti, della situazione delle infrastrutture di importazione, nonché dell'andamento delle fasi di iniezione e di erogazione dagli stoccaggi negli inverni precedenti. La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo della rete di trasporto è ammontata a 9,2 G(m^3). La disponibilità di punta giornaliera in erogazione, valutata al termine dell'erogazione del gas destinato al servizio di modulazione e minerario, come previsto dalle disposizioni introdotte dalla delibera 3 marzo 2006, n. 50/06, è pari complessivamente a circa 153 M(m^3) standard.

TAV. 3.9

Disponibilità di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2010-2011

	PJ	M(m^3) STANDARD(A)
Spazio per lo stoccaggio strategico	200,9	5.100
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	379,5	9.646
TOTALE	**580,4**	**14.747**
Disponibilità giornaliera di punta per stoccaggio minerario, di modulazione e bilanciamento operativo della rete di trasporto a fine stagione di erogazione	6,0 PJ/giorno	153 M(m^3)/giorno

(A) Determinati secondo i valori del PCS di riferimento dei sistemi Edison Stoccaggio e Stogit, pari rispettivamente a 38,1 e 39,4 MJ/m^3.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2010-2011 sono riportati nella tavola 3.10. In termini di spazio per riserva attiva, le capacità conferite da Stogit per l'anno termico 2010-2011 hanno raggiunto circa 14,2 G(m^3), equivalenti a 560,7 milioni di GJ, considerando un Potere calorifico superiore (PCS) pari a 39,4 MJ/m^3 standard. Rispetto all'anno termico 2009-2010, tenuto conto degli incrementi di capacità intervenuti nel corso dello stesso anno, lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 0,3 G(m^3). Dei 14,2 G(m^3) messi a disposizione da Stogit, 9,1 (pari a circa 357 milioni di GJ) sono stati riservati ai servizi di modulazione e minerario, 0,17 (pari a circa 7 milioni di GJ) al bilanciamento operativo della rete di trasporto e 5,0 (pari a poco meno di 200 milioni di GJ) alla riserva strategica.

Nel complesso, nell'anno termico 2010-2011 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 76 operatori: 59 utenti del servizio di modulazione (dei quali 6 hanno utilizzato anche il servizio minerario, 29 quello strategico) e 3 utenti del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto; 5 utenti hanno sottoscritto contratti per il servizio di stoccaggio strategico senza avere sottoscritto contratti per il servizio di modulazione; 35 soggetti, dei quali 32 già utenti del servizio di modulazione, hanno acquisito capacità offerte nell'ambito del servizio di bilanciamento utenti (di cui alla delibera 9 ottobre 2009, ARG/gas 146/09). I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2011 sono risultati pari a circa 15 G(m^3), di cui 7,1 in erogazione e 7,9 in iniezione.

Le capacità di spazio per riserva attiva messe a disposizione da Edison Stoccaggio nell'anno termico 2010-2011 sono ammon-

tate a circa 0,4 G(m^3). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati 17: 16 del servizio di modulazione (di cui 1 anche del servizio di stoccaggio strategico) e 1 del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto.

TAV. 3.10

Conferimenti di capacità di spazio negli stoccaggi

Spazio relativo ai servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto

IMPRESE DI STOCCAGGIO	ANNO TERMICO 2008-2009 NUMERO OPERATORI	ANNO TERMICO 2008-2009 CAPACITÀ (GJ)(A)	ANNO TERMICO 2009-2010 NUMERO OPERATORI	ANNO TERMICO 2009-2010 CAPACITÀ (GJ)(A)
Stogit	54	350.345.000	62	363.898.000
Edison Stoccaggio	15	13.067.179		15.640.000

(A) Per il sistema Stogit il PCS di riferimento è 39,4 MJ/m^3 standard, mentre per il sistema Edison è 38,1 MJ/m^3 standard.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

Per i prossimi anni è previsto un incremento della capacità di stoccaggio: un contributo di 915 M(m^3) è atteso dal nuovo campo di stoccaggio di San Potito e Cotignola, del quale nel corso del 2010 sono stati avviati i lavori di realizzazione a seguito del rilascio della concessione dal ministero a Edison Stoccaggio, avvenuta nel 2009.

Inoltre, con il decreto 31 gennaio 2011 il ministero ha accettato il piano con il quale Eni, ai sensi del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, si impegna a realizzare, tramite la società Stogit, una capacità complessiva pari a 4 G(m^3) entro l'1 settembre 2015. In ragione del fatto che una parte dei progetti oggetto del piano era già in fase di sviluppo o di sperimentazione prima della sua accettazione, lo sviluppo atteso delle capacità di stoccaggio del sistema Stogit rispetto alle capacità conferite nell'anno termico 2010-2011, è stimabile in 3,1 G(m^3). Dei 4 G(m^3) complessivi oggetto del piano, circa 1,72 G(m^3) sono stati resi disponibili per i conferimenti nell'anno termico 2011-2012.

Istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Nella tavola 3.11 è riportato lo stato attuale delle istanze di concessione per nuovi siti di stoccaggio da parte del Ministero dello sviluppo economico, tutti da realizzare in giacimenti di gas esauriti tranne che nel caso di Rivara, dove è prevista la costituzione di un sito acquifero in unità litologiche profonde.

TAV. 3.11

Istanze di concessione di stoccaggio a marzo 2010

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m^3)	PUNTA M(m^3)/giorno	SITUAZIONE
Cugno Le Macine (MT)	Geogastock (Avelar Energy 100%)	700	8	In istanza di concessione; VIA positiva con prescrizioni (febbraio 2009); Conferenza dei servizi in corso (febbraio 2010); nulla osta di fattibilità (aprile 2010).
Serra Pizzuta (MT)	Geogastock (Avelar Energy 100%)	100	0,7	In istanza di concessione; VIA positiva con prescrizioni (febbraio 2009); Conferenza dei servizi in corso (febbraio 2010); nulla osta di fattibilità (aprile 2010).
Sinarca (CB)	Gas Plus Storage (60%), Edison Stoccaggio (40%)	324	3,2	In istanza di concessione; VIA positiva con prescrizioni (novembre 2008); avvio Conferenza dei servizi (maggio 2010); avviato dal Comitato regionale tecnico l'esame della normativa "Seveso" (luglio 2010).

TAV. 3.11 SEGUE

Istanze di concessione di stoccaggio a marzo 2010

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m^3)	PUNTA M(m^3)/giorno	SITUAZIONE
Palazzo Moroni (AP)	Edison Stoccaggio	70	0,8	In istruttoria; parere favorevole Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (dicembre 2009); richiesta la VIA al Ministero dell'ambiente (marzo 2011).
San Benedetto (AP)	Gas Plus Storage (51%), Gaz de France/Acea (49%)	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (giugno 2008); richiesta la VIA al Ministero dell'ambiente (luglio 2010).
Romanengo (CR)	Enel Trade	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (giugno 2008); avvenuta presentazione VIA (ottobre 2008).
Bagnolo Mella (BS)	Edison Stoccaggio, Retragas	n.d.	n.d.	In fase autorizzativia; parere favorevole Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (aprile 2009); richiesta all'operatore presentazione VIA (maggio 2009).
Poggiofiorito (TE)	Gas Plus Italiana	160	1,7	In istruttoria; parere favorevole Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (maggio 2008); richiesta all'operatore presentazione VIA (giugno 2008).
Voltido (CR)	Blugas Infrastrutture	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (giugno 2008); richiesta all'operatore presentazione VIA (giugno 2008).
Rivara (MO) (in acquifero profondo)	Erg Rivara Storage (85% Indipendent Gas Management, 15% Erg)	3.000	32	In istruttoria; parere negativo alla VIA dalla Regione per indeterminazioni progettuali e carenze documentali (luglio 2007); integrazione documentazione per rilascio VIA (settembre 2009); secondo parere negativo alla VIA dalla Regione (febbraio 2010); proseguono i rapporti con il Ministero dello sviluppo economico.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

La principale novità, rispetto al quadro presentato lo scorso anno, è data dalla conclusione dell'iter autorizzativo per il progetto nell'area di Cornegliano, in provincia di Lodi. Il 15 marzo 2011 il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e d'intesa con la Regione Lombardia, ha infatti emesso il decreto di concessione per lo stoccaggio di gas naturale nell'ex giacimento esaurito di Cornegliano. La concessione avrà la durata di 20 anni. Portato avanti da Ital Gas Storage, società partecipata al 51% da Gestione Partecipazioni, al 17% da Ascopiave, al 10% da Speia e da altre quattro società per il restante 22%, il progetto è stato riconosciuto di "interesse prioritario" dal programma europeo TEN-E ed è uno dei più grandi tra quelli per i quali è stata avanzata istanza di concessione. Con la capacità di 1,3 G(m^3), infatti, l'entrata in esercizio (attesa per l'autunno 2014) degli impianti che verranno realizzati consentirà di incrementare del 13% circa lo spazio attualmente disponibile per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto e di 27 M(m^3)/giorno la capacità di erogazione massima alla punta. In concomitanza con l'ottenimento del decreto di concessione si è diffusa la notizia che la Banca europea per gli investimenti starebbe valutando un finanziamento da 420 milioni di euro a Ital Gas Storage per lo sviluppo dello stoccaggio.

Nel giugno del 2010 è partito il cantiere per la realizzazione degli impianti della concessione S. Potito-Cotignola, rilasciata a Edison nell'aprile 2009, stoccaggio anch'esso ampio, con capa-

cità di 915 M(m^3) di *working gas*. Nel novembre scorso è stata avviata la gara per la fornitura di 18 stazioni di misura, mentre a dicembre sono state aggiudicate le gare per la realizzazione di: *flow lines*, metanodotto di prima specie e servizi di perforazione dei pozzi. La conclusione dei lavori è stimata per il 2013.

Altre novità hanno riguardato i progetti di Cugno Le Macine (MT), Serra Pizzuta (MT), Sinarca (CB), Bagnolo Mella (BS), Palazzo Moroni (AP), San Benedetto (AP) e Rivara (MO). L'iter autorizzativo dei primi tre è in fase più avanzata rispetto agli altri. Entrambi i progetti nei siti lucani di Cugno Le Macine e Serra Pizzuta di Geogastock, l'impresa controllata al 100% dalla società svizzera Avelar Energy (a sua volta controllata dalla russa Renova Industries), hanno ricevuto ad aprile 2010 il nulla osta di fattibilità ed è in corso la Conferenza dei servizi; quest'ultima è in corso anche per il progetto di sviluppo di Sinarca, di cui è titolare Gas Plus Storage insieme con Edison Stoccaggio. Passi avanti positivi si sono avuti anche per i siti di Palazzo Moroni (di Edison Stoccaggio) e di San Benedetto (di Gas Plus Storage insieme con Gaz de France e Acea).

Terminali di GNL

La tavola 3.12 riassume lo stato di avanzamento dei progetti per la costruzione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL sulle coste italiane o nelle acque antistanti.

L'anno trascorso dalla precedente *Relazione Annuale* ha visto un'attività piuttosto intensa negli iter autorizzativi di queste infrastrutture. Il Ministero dell'ambiente ha rilasciato diversi decreti di VIA positivi. In particolare, sono state pubblicate le autorizzazioni per: il terminale di Brindisi e quello di Falconara Marittima (AN), l'espansione del terminale di Panigaglia (SP), il terminale di Monfalcone (TS), il gasdotto di collegamento tra il futuro impianto di Zaule (TS) con la RNG e il terminale di Rosignano (LI). A gennaio 2011, infine, anche il progetto di Porto Recanati (AN) ha ricevuto la VIA positiva con prescrizioni.

A fronte di questa accelerazione negli iter autorizzativi, come osservato per i progetti di nuovi gasdotti di importazione, le mutate condizioni del mercato del gas rispetto a quelle esistenti negli anni scorsi (quando i programmi hanno avuto avvio) hanno indotto le imprese proponenti i progetti i cui procedimenti autorizzativi si trovano in fase meno avanzata a rimandare le decisioni di investimento al termine degli iter stessi. L'ottenimento del decreto di VIA, infatti, com'è noto, non conclude l'iter autorizzativo di un progetto. A valle del giudizio ambientale positivo, il Ministero dello sviluppo economico rilascia l'autorizzazione unica alla costruzione e all'esercizio di un impianto una volta che si sia svolta anche la Conferenza dei servizi, la quale serve, tra l'altro, a stabilire con gli enti locali le eventuali compensazioni economiche e ambientali per il territorio su cui dovrebbe sorgere l'impianto.

TAV. 3.12

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL a marzo 2011

Capacità di rigassificazione in G(m^3)/anno

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8	n.d.	Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel luglio 2010, nonostante il parere negativo della Regione Puglia. La pubblicazione del decreto consente al proponente di avviare la procedura di convalida dell'autorizzazione rilasciata nel 2003 e sospesa nel 2007 dal Ministero dello sviluppo economico. Deve essere avviata la Conferenza dei servizi.
Gioia Tauro (RC)	LNG MedGas Terminal (Fingas 69,77% (Sorgenia e Iride) – Medgas Italia 30,23%)	12	2014	Ha ottenuto la VIA positiva nel settembre 2008 e nel giugno 2008 un finanziamento dalla Commissione europea per 1,6 M€, nell'ambito del progetto TEN-E. Stipulato un protocollo d'intesa con gli enti locali nel maggio 2009. Nulla osta definitivo della Conferenza dei servizi a dicembre 2009.
Falconara Marittima (AN)	Api Nòva Energia	4	n.d.	Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel luglio 2010. Api Nòva Energia è stata inserita dalla Commissione europea tra le società beneficiarie dei contributi previsti dal progetto TEN-E con un finanziamento pari a 618.657 € per la realizzazione di studi sulla sicurezza dell'impianto e sugli impatti ambientali.

TAV. 3.12 SEGUE

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL a marzo 2011

Capacità di rigassificazione in G(m³)/anno

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Toscana *offshore* (LI)	OLT Offshore LNG Toscana (E.On 46,79%, Gruppo Iride 46,79%, OLT Energy Toscana 3,73%, Golar LNG 2,69%)	3,75	2012	Concessa l'esenzione totale del TPA per 20 anni ad agosto 2009, ma la Commissione europea ha richiesto un'integrazione di informazioni. La conversione della nave metaniera in terminale FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*) prosegue a Dubai e l'arrivo a Livorno è previsto nella prima metà del 2012. L'avvio dell'attività commerciale è previsto per l'1 ottobre 2012.
Rosignano (LI)	Edison, BP, Solway	8	n.d.	Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel novembre 2010, nonostante il parere negativo della Regione Toscana motivato dal fatto che il piano energetico regionale prefigura un solo terminale ed è già in costruzione l'impianto *offshore* a Livorno. La società proponente ha confermato il proprio interesse allo sviluppo del progetto, ma ha sottolineato che esso dipenderà anche dai futuri scenari di mercato. Il comitato locale contrario al rigassificatore ha presentato ricorso al TAR contro il decreto di VIA nel febbraio 2011.
Porto Empedocle (AG)	Nuove Energie (Enel 90%)	8	2013	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. Ha ottenuto a settembre 2008 la VIA positiva con prescrizioni. A ottobre 2009 la Regione ha rilasciato l'autorizzazione alla costruzione dopo l'accordo raggiunto sulle compensazioni ambientali. Concessa l'esenzione totale del TPA per 25 anni a dicembre 2010. Nello stesso mese il TAR Lazio ha accolto la richiesta del Comune di Agrigento di annullamento di tutti gli atti autorizzativi successivi alla Conferenza dei servizi, da cui il Comune era stato escluso.
Rada di Augusta/Melilli/ Priolo (SR)	Ionio Gas (ERG Power&Gas 50%, Shell Energy Italia 50%)	8	2014	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. Ha ottenuto a settembre 2008 la VIA positiva con prescrizioni. Il progetto è avversato dai Comuni interessati. A luglio 2009 si è aperta la Conferenza dei servizi. La Regione si è detta disponibile a completare positivamente l'iter autorizzativo se i proponenti si impegneranno a rispettare le prescrizioni dell'Assessorato all'ambiente (ancora da definire), tra le quali dovrebbe esserci l'interramento dei serbatoi e interventi di bonifica, riqualificazione e compensazione ambientale.
Taranto	Gas Natural Internacional	8	n.d.	Nel luglio 2008 il Comitato VIA della Regione Puglia ha espresso parere negativo sul rigassificatore; in agosto 2008 anche la giunta regionale ha deliberato parere sfavorevole. A gennaio 2011 il Ministero dell'ambiente ha rilasciato un decreto di VIA interlocutoria negativa. L'iter di VIA potrà essere riavviato se il proponente dimostrerà il superamento delle criticità individuate dalla Commissione.
Portovenere (SP)	GNL Italia (Eni 100%)	8	2014	Potenziamento del terminale di Panigaglia di Eni che ne porta la capacità dagli attuali 3,5 a 8 G(m³). Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel settembre 2010.
Zaule (TS)	Gas Natural Internacional	8	2013	Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel luglio 2009 per il terminale e nell'ottobre 2010 per il gasdotto tra Zaule e Villesse di collegamento del futuro terminale alla RNG.
Monfalcone (TS)	Terminale Alpi Adriatico (E.On 100%)	8	n.d.	Decreto di VIA positiva con prescrizioni nell'ottobre 2010.
Porto Recanati (AN)	Tritone GNL (Gaz de France Suez)	5	n.d.	Impianto *offshore* costituito da un'unità di rigassificazione galleggiante ancorata a 30 km dalla costa. Ha ottenuto il decreto di VIA positiva con prescrizioni nel gennaio 2011.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

L'unico impianto che ha ricevuto un decreto di VIA interlocutoria negativa è stato quello di Taranto, portato avanti da Gas Natural Internacional. La natura interlocutoria del pronunciamento, tuttavia, consente all'impresa di riavviare la pratica per l'ottenimento di una VIA positiva se dimostrerà il superamento delle criticità individuate dalla Commissione.

Tra i pronunciamenti negativi, inoltre, è da segnalare l'accoglimento, da parte del TAR Lazio, del ricorso presentato dal Comune di Agrigento (insieme con Legambiente e altre associazioni locali) contro il Ministero dell'ambiente, la Regione Sicilia e la società Nuove energie, titolare del progetto di costruzione di un terminale a Porto Empedocle (SR). Il TAR ha dichiarato illegittima l'esclusione del Comune dalla Conferenza dei servizi che ha dato il proprio assenso nell'ambito della procedura di VIA. L'accoglimento del ricorso comporta l'annullamento di tutti gli atti autorizzativi che sono stati rilasciati successivamente al decreto di VIA, compreso il decreto di autorizzazione finale concesso dalla Regione Sicilia (che ha la competenza sul procedimento autorizzativo), nell'agosto 2009. A questo punto, a meno di un pronunciamento contrario da parte del Consiglio di Stato, tutti gli atti autorizzativi successivi alla VIA dovranno essere ripetuti con l'inclusione dell'amministrazione agrigentina.

Distribuzione

Il processo di riassetto industriale che da tempo caratterizza la distribuzione di gas naturale e che conduce ogni anno a numerose operazioni di fusione e acquisizioni societarie, ovvero alla riduzione del numero di imprese che vi operano, è proseguito anche lo scorso anno. Il numero dei distributori iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre 2010 risulta infatti sceso a 248 (ma questa cifra è passibile di modificazioni per il ritardo con cui alcuni operatori comunicano le variazioni societarie avvenute nel 2010) dalle 259 unità che erano presenti al 31 dicembre 2009.

Come negli scorsi anni, nell'ambito dell'Indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati, è stato chiesto ai soggetti esercenti la distribuzione del gas naturale di fornire dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2010 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno relativamente al 2009. Nelle tavole che seguono sono quindi da considerarsi provvisori i dati relativi al 2010.

Una sintesi delle cifre riguardanti questo segmento della filiera gas è illustrata nella tavola 3.13. Nell'edizione 2011 dell'Indagine hanno risposto 258 operatori: di questi 8 erano inattivi nel 2009 e hanno avviato l'attività nel 2010, mentre 21 risultano essere quelli che erano operativi nel 2009 ma che hanno interrotto l'attività nel 2010, a seguito di un'operazione di fusione/incorporazione o perché hanno ceduto la propria attività ad altri soggetti. Le operazioni societarie più significative sono state:

- l'incorporazione di Arcalgas Progetti in Italcogim Reti (oggi G6 Rete Gas del gruppo Gaz de France Suez);
- l'incorporazione in Estra Reti Gas di Consiag Reti (luglio 2010), Coingas Distribuzione e Aurelia Distribuzione (entrambe in aprile 2011), nell'ambito delle operazioni di aggregazione che dal 2008 vanno costruendo il gruppo toscano Estra;
- nell'ambito della fusione tra Iride ed Enìa, quest'ultima ha ceduto l'attività di distribuzione alla neocostituita Iren Emilia (luglio 2010) del gruppo Iren;
- l'incorporazione di Sea Gas e Serman Gas in Toscana Energia;
- 8 imprese (Monte Secco Servizi, Ponte Servizi, Casino Michele, Fiorenzuola Patrimonio, SER.CA, APES, A.SE.P., Castecovati) hanno ceduto l'unico impianto a seguito di gara, cessando, di fatto, l'attività;
- 4 Comuni (San Buono, Cortemaggiore, Fiumefreddo di Sicilia e Prata di Principato Ultra) hanno affidato tramite gara il servizio di distribuzione gas che fino a quel momento gestivano in economia.

TAV. 3.13

Attività dei distributori nel periodo 2006-2010

OPERATORI[A]	2006	2007	2008	2009	2010
NUMERO	**287**	**257**	**272**	**250**	**237**
Molto grandi	7	8	8	9	9
Grandi	22	23	27	25	23
Medi	31	29	27	22	23
Piccoli	133	120	123	119	114
Piccolissimi	94	77	87	75	68
VOLUME DISTRIBUITO - M(m^3)	**34.917**	**30.364**	**33.923**	**34.046**	**36.283**
Molto grandi	18.194	15.921	17.286	19.023	20.965
Grandi	7.841	7.096	8.954	8.355	8.245
Medi	3.843	3.455	3.403	2.574	2.913
Piccoli	4.584	3.568	3.937	3.797	3.890
Piccolissimi	455	323	342	296	269

(A) Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti.
Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000.
Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.
Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000.
Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Complessivamente i 237 operatori attivi nel 2010 hanno distribuito 36,3 G(m^3), 2,3 in più dello scorso anno. Tra il 2009 e il 2010 la numerosità delle imprese molto grandi (cioè con più di mezzo milione di clienti) è rimasta invariata, ma sono notevolmente aumentati (10,2%) i volumi da esse distribuiti. Le incorporazioni di Arcalgas Progetti e di Consiag Reti hanno fatto diminuire di due unità le imprese classificate come grandi (vale a dire con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000) e i volumi da queste distribuiti (-1,3%). È cresciuta invece di una sola unità la numerosità dei distributori di media dimensione, che servono cioè tra 50.000 e 100.000 clienti, ma il volume distribuito da questa categoria di imprese si è notevolmente accresciuto (13,2%). Una significativa riduzione, sia nella consistenza numerica (-7 unità), sia nei volumi distribuiti (-9,2%), si è avuta infine nella classe dei piccolissimi operatori, quelli con meno di 5.000 clienti.

È quindi sceso a 32 (dai 34 del 2009) il numero di soggetti, corrispondente al 13,5% delle imprese attive nel settore, che supera la soglia dei 100.000 clienti serviti alla quale scatta l'obbligo di separazione funzionale delle attività, secondo quanto disposto dalla normativa dell'Autorità sull'*unbundling*. Complessivamente essi coprono l'80,5% dei volumi distribuiti in Italia (nel 2009 le stesse imprese coprivano l'80,4%). Le restanti 205 imprese attive nel settore distribuiscono un quinto dei volumi totali (Tav. 3.13).

La tavola 3.14 mostra un quadro di dettaglio dell'attività di distribuzione nel 2010, elencando, per regione, il numero di esercenti, di clienti (gruppi di misura), di comuni serviti, di concessioni esistenti, i volumi erogati e la quota percentuale rispetto al totale nazionale. Complessivamente sono stati distribuiti 36,3 G(m^3) a poco più di 22 milioni di clienti residenti in 6.950 comuni, che hanno attribuito il servizio per mezzo di circa 6.400 concessioni.

TAV. 3.14

Attività di distribuzione per regione nel 2010

Clienti in migliaia;
volumi erogati in M(m^3)

REGIONE	CLIENTI	COMUNI SERVITI	CONCESSIONI	VOLUMI EROGATI	QUOTA %
Valle d'Aosta	20	24	36	50	0,1
Piemonte	2.020	1.093	1.010	4.406	12,1
Liguria	854	155	149	1.015	2,8
Lombardia	4.732	1.548	1.370	9.722	26,8
Trentino Alto Adige	253	185	185	650	1,8
Veneto	2.047	660	544	4.384	12,1
Friuli Venezia Giulia	519	198	186	924	2,5
Emilia Romagna	2.320	372	312	4.709	13,0
Toscana	1.550	251	214	2.414	6,7
Lazio	2.185	319	299	2.311	6,4
Marche	649	243	199	1.029	2,8
Umbria	340	92	78	572	1,6
Abruzzo	603	291	271	733	2,0
Molise	122	131	131	140	0,4
Campania	1.275	413	388	1.029	2,8
Puglia	1.230	253	249	1.088	3,0
Basilicata	189	126	119	202	0,6
Calabria	383	276	341	271	0,7
Sicilia	940	320	325	635	1,8
ITALIA	**22.230**	**6.950**	**6.406**	**36.283**	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Come in passato, i dati evidenziano un'elevata variabilità territoriale, ma stabile nel tempo, che riflette la diversa diffusione del grado di metanizzazione, le differenze climatiche tra le varie aree geografiche e la distribuzione sul territorio delle attività produttive di medio-piccola dimensione, tipicamente servite da reti secondarie. Quattro regioni, Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna assorbono più del 10% ciascuna e il 64% circa del gas complessivamente distribuito. Toscana e Lazio possiedono una quota superiore al 5%, 9 regioni evidenziano una quota compresa tra l'1,5% e il 3%, le restanti 4 mostrano quote inferiori all'1%. Manca dall'elenco la Sardegna che non è metanizzata. La tradizionale ripartizione geografica tra Nord, Centro, Sud e Isole mantiene, come negli scorsi anni, la netta predominanza del Nord nel quale viene distribuito il 71% del gas totale a poco meno di 13 milioni di clienti; seguono il Centro con il 19,8% del gas erogato a 5,4 milioni di clienti e il Sud e Isole con l'8,9% di gas a 4 milioni di clienti. Il numero di concessioni esistenti è inferiore al numero dei comuni serviti sia al Nord sia al Centro, mentre accade il contrario al Sud e Isole (1.422 concessioni per 1.388 comuni serviti).

Secondo i dati forniti all'Autorità, nell'ambito della neocostituita Anagrafica territoriale gas, le nuove metanizzazioni nel 2010 hanno riguardato 16 comuni: 4 al Nord (Lombardia, Veneto, Friuli Venezia Giulia), 2 al Centro (Toscana e Abruzzo) e 10 al Sud e Isole (Campania, Basilicata, Calabria e Sicilia).

Interessante è anche osservare i livelli di concentrazione nelle diverse regioni misurati negli ultimi due anni attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote della distribuzione (calcolate sui volumi distribuiti) dei primi 3 operatori e dalla quota di clienti da questi serviti (Tav. 3.15).

TAV. 3.15

Livelli di concentrazione nella distribuzione

Quota di mercato dei primi tre operatori (C3) e percentuale di clienti da questi serviti

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	2009 C3	% DI CLIENTI SERVITI	OPERATORI PRESENTI	2010 C3	% DI CLIENTI SERVITI
Valle d'Aosta	1	100,0	100,0	1	100,0	100,0
Piemonte	33	67,6	69,6	32	68,7	69,4
Liguria	9	90,2	89,2	9	90,2	89,1
Lombardia	68	43,5	47,6	62	43,7	47,3
Trentino Alto Adige	14	75,5	77,9	13	78,0	82,4
Veneto	32	46,2	47,8	32	46,7	47,5
Friuli Venezia Giulia	10	77,2	80,9	10	76,2	80,9
Emilia Romagna	30	77,2	76,9	26	78,0	78,2
Toscana	17	68,6	66,4	14	78,9	76,2
Lazio	15	92,6	93,2	13	93,3	93,4
Marche	29	59,0	58,5	28	58,7	58,1
Umbria	11	69,9	66,8	11	70,0	67,1
Abruzzo	31	59,4	59,1	27	63,3	63,3
Molise	12	75,4	73,9	12	75,4	74,0
Campania	23	76,8	79,9	23	76,4	79,7
Puglia	11	69,9	70,1	11	68,8	70,2
Basilicata	13	84,4	81,4	13	83,3	81,3
Calabria	10	89,9	90,9	10	90,3	90,9
Sicilia	13	79,5	82,5	13	81,3	82,1

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2010, a parte il caso della Valle d'Aosta dove è massima, i dati mostrano livelli di concentrazione complessivamente piuttosto elevati. In 13 regioni su 19 il livello del C3 supera il 70%, in 6 regioni supera l'80% e in 4 regioni supera addirittura il 90% (nell'ordine, Valle d'Aosta, Lazio, Calabria e Liguria). Il livello più basso si osserva in Lombardia, con il 43,7% e ben 62 operatori presenti, e in Veneto, dove la quota dei primi tre su 32 soggetti presenti è del 46,7%. Lombardia e Veneto sono anche le uniche due regioni in cui il livello di concentrazione è inferiore al 50%. Più in generale i dati mostrano, naturalmente, che quote della distribuzione relativamente basse si osservano nelle regioni in cui il numero di operatori è abbastanza ampio. Vi sono però alcune significative eccezioni. Da notare i casi dell'Emilia Romagna, dove il livello di concentrazione è piuttosto elevato e pari al 78% nonostante la presenza di 26 soggetti, e della Campania, dove il C3 supera il 76% in presenza di 23 operatori. All'opposto, in Puglia risultano operare 11 soggetti e la quota dei primi tre è inferiore, anche se di poco, al 70%. I dati mostrano, infine, un generale aumento della concentrazione rispetto al 2009: in quell'anno, infatti, erano 11 su 19 le regioni in cui il C3 era superiore al 70%, 5 quelle in cui era più elevato dell'80% e 3 quelle in cui era oltre il 90%.

La tavola 3.16 mostra una prima elaborazione della composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2010, limitata, però, alle partecipazioni dirette di primo livello, così come rilevate nell'ambito dell'Indagine annuale. In prima battuta è opportuno osservare che tra le società che svolgono l'attività di distribuzione sono solo 2 quelle quotate alla borsa valori: Hera e Ascopiave. Lo scorso anno l'insieme delle società di distribuzione quotate comprendeva anche Enìa, ma – come si è visto poco sopra – questa ragione sociale oggi è inclusa nel gruppo Iren all'interno del quale l'unica impresa quotata è la capogruppo, mentre le attività di distribuzione del gruppo sono affidate a 4 società (Iren Emilia, Genova Reti Gas, Azienda Energia e Servizi, ASA Azienda Servizi Ambientali) tutte non quotate in borsa.

TAV. 3.16

Composizione societaria dei distributori nel 2010

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	41,8
Società diverse	18,4
Persone fisiche	14,5
Imprese energetiche nazionali	13,1
Imprese energetiche locali	11,0
Imprese energetiche estere	0,6
Flottante	0,3
Istituti finanziari nazionali	0,2
Istituti finanziari esteri	0,0
TOTALE	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Le quote di capitale sociale di Hera e di Ascopiave detenute in borsa pesano per appena lo 0,3% sul totale delle quote di partecipazione nel capitale sociale delle società che svolgono l'attività di distribuzione. Come lo scorso anno, quasi il 42% delle quote è, invece, detenuto da enti pubblici, mentre il 24,8% è relativo a quote in possesso di imprese energetiche – nazionali nel 13,1% dei casi, imprese locali nell'11% dei casi ed estere nello 0,6%. Il 14,5% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuta da persone fisiche.

TAV. 3.17

Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2010

Numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Valle d'Aosta	5	51	0,3	166,2	195,1	100,0	0,0
Piemonte	649	45.149	81,4	12.602,9	119.56,1	98,9	0,6
Liguria	62	3.145	57,4	1.931,5	4.204,5	80,7	0,0
Lombardia	1.565	14.878	106,8	14.365,3	30.968,4	65,5	13,2
Trentino Alto Adige	210	18.894	181,5	2.034,1	1.964,1	99,3	0,3
Veneto	683	10.266	256,2	11.608,0	18.283,6	72,4	13,6
Friuli Venezia Giulia	152	1.164	5,2	2.131,1	5.072,3	78,4	16,3
Emilia Romagna	362	91.593	305,0	17.168,0	12.859,1	62,0	4,9
Toscana	205	7.060	248,2	6.105,9	9.489,7	44,9	4,0
Lazio	295	2.141	173,4	7.090,6	7.556,9	93,1	4,5
Marche	145	2.427	15,0	4.334,9	4.601,5	40,0	30,3
Umbria	102	1.340	105,6	1.838,9	3.200,6	60,6	34,4
Abruzzo	205	2.372	1,4	4.703,1	4.859,7	73,2	25,1
Molise	87	514	0,3	1.060,0	1.085,7	82,9	14,0
Campania	345	4.399	17,8	3.823,9	7.667,6	90,6	6,0
Puglia	208	1.522	101,5	3.318,4	8.392,0	93,4	6,6
Basilicata	111	453	0,8	861,1	1.573,2	68,2	30,9
Calabria	185	822	34,7	2.331,7	3.444,4	88,2	11,7
Sicilia	196	1.764	60,4	4.150,3	7.934,4	98,3	1,7
Non in funzione	-	-	5,3	726,6	621,0	-	-
ITALIA	**5.772**	**209.954**	**1.758,1**	**102.352,5**	**145.930,1**	**75,3**	**5,4**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La distribuzione avviene per mezzo di circa 5.800 cabine, quasi 210.000 gruppi di riduzione finale e più o meno 250.000 km di reti (di cui 1.350 non in funzione), il 41% in media pressione e il 58% in bassa pressione (Tav. 3.17). Le reti sono collocate prevalentemente al Nord (148.500 km contro i 56.500 km del Centro e i 43.700 di Sud e Isole). Le reti, in media, appartengono per il 75% ai distributori stessi e per il 5% ai Comuni. La proprietà delle reti, che può essere del distributore, del Comune o di altri soggetti (per questo la somma delle percentuali della tavola può non eguagliare 100), varia comunque abbastanza sensibilmente tra le diverse regioni.

La tavola 3.18 mostra l'elaborazione preliminare dei dati sulla ripartizione nel 2010 di clienti e volumi distribuiti per le categorie d'uso individuate dalla delibera 2 febbraio 2007, n. 17/07, e associate a determinati profili di prelievo standard. La categoria di gran lunga prevalente in Italia è quella che utilizza il gas per tre usi: riscaldamento individuale, cottura cibi e produzione di acqua calda sanitaria. Tale categoria incide per il 64,2% dei clienti e per il 43,2% dei consumi; il consumo medio di questi clienti si aggira intorno ai 1.100 m^3/anno. Importanti in termini di numerosità dei clienti sono anche gli usi di "cottura cibi e produzione di acqua calda", che rappresentano il 10,1% del totale, e il solo uso di "cottura cibi" che conta per il 10,6%. Importante appare anche l'uso del gas per il riscaldamento individuale associato con la cottura cibi, che rappresenta il 6,3% dei clienti complessivamente allacciati alle reti. In termini di volumi erogati, invece, risultano importanti l'uso di solo riscaldamento individuale o centralizzato (15,4%) e quello tecnologico artigianale-industriale (14,7%), il cui consumo medio si aggira intorno ai 23.000 m^3/anno.

TAV. 3.18

Ripartizione di clienti e prelievi per categoria d'uso nel 2010

Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2010 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m^3

CATEGORIA D'USO	QUOTA % SU CLIENTI	QUOTA % SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
Uso cottura cibi	10,6	1,3	203
Produzione di acqua calda sanitaria	0,6	0,3	928
Uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	10,1	1,9	313
Uso condizionamento	0,1	0,1	2.635
Riscaldamento individuale/centralizzato	3,9	15,4	6.491
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	64,2	43,2	1.098
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi	6,3	4,2	1.085
Riscaldamento individuale + produzione di acqua calda sanitaria	1,6	3,6	3.783
Riscaldamento centralizzato + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	0,3	1,3	6.402
Riscaldamento centralizzato + produzione di acqua calda sanitaria	0,5	4,5	14.715
Uso tecnologico + riscaldamento	0,9	9,3	17.647
Uso condizionamento + riscaldamento	0,0	0,2	17.033
Uso tecnologico (artigianale-industriale)	1,0	14,7	23.227
TOTALE	**100,0**	**100,0**	**1.632**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Come si ripartiscono gli utenti del servizio di distribuzione in base ai volumi distribuiti è valutabile tramite i dati della ripartizione di clienti e volumi per fasce di prelievo (Tav. 3.19).

L'incidenza complessiva delle prime due classi, nelle quali ricadono le famiglie che usano il gas per cottura cibi e/o produzione di acqua calda, è pari al 41% in termini di numerosità e al 4,1% in termini di volumi prelevati. La classe più numerosa in termini di numero di gruppi di misura e di volumi è quella che prevede un consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 m^3, dove ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che utilizzano il gas anche per il riscaldamento dei locali. Le ultime quattro classi, relativamente meno numerose, sono quelle cui appartengono gli usi più intensivi: esse infatti assorbono poco meno della metà del gas distribuito.

TAV. 3.19

Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo

Clienti al 31/12/2010 in migliaia; volumi prelevati in M(m^3)

FASCIA DI PRELIEVO (m^3/anno)	CLIENTI	VOLUMI	QUOTA % SU CLIENTI	QUOTA % SU VOLUMI
0-120	4.464	156	20,1	0,4
121-480	4.635	1358	20,9	3,7
481-1.560	8.942	8380	40,2	23,1
1.561-5.000	3.647	8603	16,4	23,7
5.001-80.000	516	8075	2,3	22,3
80.001-200.000	17	2017	0,1	5,6
200.001-1.000.000	7	3009	0,0	8,3
Oltre 1.000.000	2	4684	0,0	12,9
TOTALE	**22.230**	**36.283**	**100,0**	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Interessante è anche osservare la distribuzione di clienti e consumi nelle varie regioni secondo le tipologie di clienti (punti di riconsegna) individuate nel *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas* (TIVG)[7] (Tav. 3.20).

I clienti domestici in Italia, 19,5 milioni circa, sono intorno all'88% del totale, ma consumano poco meno del 50% dei volumi complessivi. I condomini con uso domestico contano per lo 0,9% in termini di clienti, ma per l'8,1% in termini di consumi; gli altri usi rappresentano il 6,4% dei clienti e il 38,5% dei volumi distribuiti. Vi è poi un 5% di clienti (il cui consumo vale il 4,5% del totale distribuito) per i quali il venditore non ha comunicato al distributore la categoria di appartenenza e quindi non sono attribuibili con certezza ad alcuna delle tipologie indicate. L'incidenza degli altri usi è maggiore al Nord (7,7% dei clienti e 41,3% dei volumi distribuiti) rispetto al Centro (5,7% dei clienti e 35,9% dei volumi) e soprattutto rispetto al Sud e Isole (3,1% dei clienti e 22,6% dei volumi).

TAV. 3.20

Clienti e prelievi della distribuzione per tipologia di cliente e regione nel 2010

Clienti in migliaia; volumi in M(m^3)

REGIONE	USO DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		PUNTI NON RICONDUCIBILI ALLE CATEGORIE PRECEDENTI	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Valle d'Aosta	15,8	18,4	0,8	6,7	2,3	21,4	0,9	3,1
Piemonte	1.748,2	1.838,7	34,4	555,4	144,5	1.658,0	92,6	354,4
Liguria	789,9	497,2	10,3	238,5	36,1	221,6	18,1	58,1
Lombardia	4.099,1	4.398,6	52,2	950,3	335,8	3.988,2	245,1	385,3
Trentino Alto Adige	216,7	193,9	7,1	73,0	28,6	378,4	0,3	4,8
Veneto	1.644,1	2.009,4	15,0	170,3	182,0	1.918,7	206,2	285,1
Friuli Venezia Giulia	461,9	475,0	4,3	72,3	39,0	361,2	14,2	15,8
Emilia Romagna	2.049,9	2.253,9	23,4	304,4	220,3	2.123,2	26,6	27,1
Toscana	1.372,4	1.283,8	9,8	131,2	104,2	960,0	63,7	39,0
Lazio	1.984,3	1.161,0	22,3	293,8	90,6	753,1	87,4	102,9
Marche	556,1	567,6	4,5	32,5	47,6	364,1	40,6	64,4
Umbria	292,5	252,9	1,4	17,0	26,9	264,3	18,7	37,6
Abruzzo	461,8	396,8	1,3	7,7	35,0	211,9	104,5	116,8
Molise	99,6	82,9	0,3	9,7	6,0	29,3	15,8	17,7
Campania	1.156,4	665,3	3,4	34,6	37,8	266,0	77,5	63,4
Puglia	1.156,8	824,1	2,2	24,2	36,3	214,5	34,2	24,8
Basilicata	168,6	143,4	0,5	7,7	10,5	48,5	9,7	2,2
Calabria	322,2	199,4	0,7	3,3	14,3	59,9	46,0	8,4
Sicilia	868,5	462,3	1,9	14,0	26,6	140,1	43,1	18,6
ITALIA	**19.464,7**	**17.724,6**	**195,9**	**2.946,8**	**1.424,6**	**13.982,2**	**1.145,3**	**1.629,3**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

7 Allegato alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09.

Il consumo medio dei clienti domestici in Italia si aggira intorno ai 900 m^3, quello dei condomini con uso domestico è di circa 15.000 m^3 e quello degli altri usi è di poco inferiore a 10.000 m^3. Anche questi valori, tuttavia, sono abbastanza differenziati territorialmente, con consumi medi al Nord che valgono circa il doppio di quelli del Sud e Isole, indipendentemente dalla tipologia di clienti. A fronte dei 1.060 m^3 al Nord, infatti, i clienti domestici risultano mediamente consumare 786 m^3 al Centro e 625 m^3 al Sud; i condomini con uso domestico evidenziano rispettivamente consumi medi nell'ordine pari a 16.087, 12.419 e 9.464 m^3; infine, i valori di consumo medio che risultano per gli altri usi sono di 10.792 m^3 al Nord, 8.323 m^3 al Centro e 5.805 m^3 al Sud e Isole.

La dimensione dei distributori di gas naturale in Italia non è elevata. In media il personale impiegato per questo segmento della filiera è pari a 55 addetti (Tav. 3.21). Quasi il 60%, ovvero 134 delle 232 imprese che nell'Indagine hanno risposto alla domanda sulla consistenza del personale dedicato alle attività regolate dall'Autorità[8], impiega meno di 10 addetti e tra queste ve ne sono ben 48 che risultano operare con 1 o addirittura con 0 addetti. Si tratta di imprese che hanno completamente appaltato all'esterno le attività di distribuzione, pur operando, talvolta, anche in altri campi più o meno contigui all'attività in esame. Sono 63 le imprese che risultano operare con un numero di addetti compreso tra 10 e 49, mentre sono 35, cioè il 15% del totale, le società che impiegano più di 50 persone. Queste ultime sono, tuttavia, decisamente le più importanti: l'80% dei clienti è infatti servito da tali aziende che, complessivamente, erogano tre quarti dei volumi distribuiti.

TAV. 3.21

Dimensione delle imprese che distribuiscono gas naturale per classe di addetti nel 2010

Valori in M(m^3); clienti in migliaia

CLASSE DI ADDETTI	IMPRESE	ADDETTI	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	VOLUMI DISTRIBUITI	CLIENTI SERVITI
0	28	0	0	435	227
1	20	20	1	175	121
2-9	86	388	5	1.584	992
10-19	37	528	14	2.433	1.162
20-49	26	786	30	3.498	1.721
50-249	28	3.186	114	8.952	5.219
Oltre 249	7	7.754	1.108	19.044	12.712
TOTALE	**232**	**12.662**	**55**	**36.120**	**22.154**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.22 illustra, infine, i primi 20 gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2010 e le relative quote di mercato nel 2010 e nel 2009, queste ultime ottenute ricostruendo i gruppi con la configurazione del 31 dicembre 2010. Come nelle altre fasi della filiera, il gruppo Eni risulta dominante, seppure con una quota meno rilevante (22,9% nel 2010, era 22,6% nel 2009), ma comunque più che doppia rispetto ai principali inseguitori. La seconda posizione resta saldamente nelle mani del principale gruppo concorrente, Enel (che ha ceduto la rete al Fondo infrastrutturale F2i Reti Italia, mantenendone la gestione) con una quota del 10,1%. Grazie alla politica di fusione è notevolmente cresciuto il gruppo Iren, che con la quota del 6,43% è salito in terza posizione, superando di un decimale la quota del gruppo Hera, pari al 6,42%. Si noti che lo scorso anno Iride si trovava in settima posizione, mentre Enìa era nona: la fusione ha quindi permesso alle due società di costruire un gruppo rilevante. Segue, a poca distanza, anche il gruppo A2A, con la

8 Più precisamente, il numero degli addetti richiesto nell'Indagine annuale è riferito al personale dipendente (a tempo pieno, a part time, con contratto di formazione e lavoro ecc.) e indipendente (collaborazione coordinata e continuativa, prestazione d'opera occasionale ecc.) che al 31 dicembre 2010 era complessivamente impiegato nelle attività regolate (stabilite dall'art. 4, lett. da a) a u), del *Testo integrato unbundling* (allegato alla delibera 18 gennaio 2007, n. 11), eventualmente riproporzionato per tenere conto del personale condiviso tra più attività. Se, per ipotesi, una certa impresa svolge l'attività di distribuzione di gas e di energia elettrica, il numero di addetti che deve indicare nel questionario è dato dalla somma del personale impiegato in entrambe queste attività, escludendo, invece, quello impiegato dall'impresa, ma non direttamente imputabile a tali attività.

quota del 6,2%. L'incorporazione di Arcalgas Progetti in Italcogim Reti, che dall'1 gennaio 2011 ha cambiato denominazione in G6 Rete Gas, non ha invece migliorato la posizione del gruppo Gaz de France Suez, in quanto Arcalgas Progetti nel 2009 faceva già parte del gruppo Italcogim Afin, divenuto nel 2010 Gaz de France Suez.

Nel 2010 i primi 20 gruppi hanno coperto complessivamente il 77% del mercato, mentre nel 2009 avevano il 73%.

TAV. 3.22

Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2010

Volumi di gas naturale distribuito in M(m^3)

GRUPPO	2009	QUOTA %	2010	QUOTA %
Eni	7.554	22,2	8.325	22,9
F2i Reti Italia (gestore Enel)	3.588	10,5	3.665	10,1
Iren (nel 2009 Iride + Enia)	2.156	6,3	2.333	6,4
Hera	2.184	6,4	2.330	6,4
A2A	2.050	6,0	2.239	6,2
Gaz de France Suez (nel 2009 Italcogim Afin)	1.533	4,5	1.459	4,0
E.On	1.106	3,3	1.164	3,2
Toscana Energia	1.052	3,1	1.155	3,2
Asco Holding	759	2,2	844	2,3
Linea Group Holding	564	1,7	580	1,6
Estra	192	0,6	558	1,5
Acegas-Aps	484	1,4	517	1,4
Amga - Azienda Multiservizi	450	1,3	447	1,2
Erogasmet	389	1,1	418	1,2
Gelsia	331	1,0	371	1,0
Energei	329	1,0	360	1,0
ACSM-AGAM	306	0,9	329	0,9
Gas Rimini	302	0,9	326	0,9
Gas Natural Sdg	314	0,9	321	0,9
Agsm Verona	300	0,9	318	0,9
Altri	8.101	23,8	8.222	22,7
TOTALE	**34.046**	**100,0**	**36.283**	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato all'ingrosso del gas

I dati relativi al mercato all'ingrosso del gas provengono dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas nell'anno precedente. Per quanto riguarda il settore della vendita del gas, l'Indagine era rivolta alle 414 società accreditate all'Anagrafica operatori che hanno dichiarato di svolgere attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2010. Di queste hanno risposto 376 imprese, di cui 34 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. In base al decreto legislativo n. 164/00, i soggetti che vendono gas a clienti finali devono anche essere autorizzati dal Ministero dello sviluppo economico, mentre le imprese che svolgono solo attività di *trading* non necessi-

tano di tale autorizzazione. Tra gli esercenti oggetto della rilevazione, sono stati classificati come grossisti gli operatori che hanno effettuato meno del 95% delle loro vendite a clienti finali; essi comprendono anche tutte le società che possiedono una produzione propria di gas naturale che offrono sul mercato all'ingrosso.

TAV. 3.23

Attività dei grossisti nel periodo 2002-2010

OPERATORI(A)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
NUMERO	**55**	**40**	**41**	**60**	**72**	**74**	**78**	**94**	**105**
Eni	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Grandi	1	1	1	2	1	1	1	–	2
Medi	4	4	6	8	9	11	14	21	25
Piccoli	17	20	19	29	29	31	34	34	38
Piccolissimi	32	14	14	20	32	30	28	38	39
VOLUME VENDUTO G(m³)	**85,2**	**90,6**	**95,9**	**110,5**	**103,2**	**101,3**	**111,7**	**111,5**	**130,5**
Eni	52,3	51,3	53,6	58,0	57,3	51,6	48,7	36,3	32,2
Grandi	12,9	17,8	16,3	27,0	13,5	13,1	12,7	–	21,6
Medi	15,8	15,6	18,4	14,0	20,1	22,8	32,9	59,3	58,7
Piccoli	4,0	5,6	7,6	10,8	11,3	12,7	16,4	14,9	16,8
Piccolissimi	0,2	0,2	0,1	0,7	1,0	1,1	1,0	1,1	1,2
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)	**1.550**	**2.264**	**2.340**	**1.842**	**1.433**	**1.369**	**1.432**	**1.186**	**1.243**
Eni	52.349	51.320	53.632	58.027	57.292	51.643	48.656	36.301	32.231
Grandi	12.865	17.808	16.268	13.486	13.451	13.131	12.709	–	10.776
Medi	3.954	3.902	3.061	1.748	2.233	2.074	2.353	2.823	2.348
Piccoli	234	279	399	372	391	410	482	437	441
Piccolissimi	7	17	7	37	31	35	35	28	32

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).
Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).
Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).
Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Come sempre, il numero di grossisti è aumentato anche nel 2010, salendo a 105 unità contro le 94 dell'anno precedente (Tav. 3.23) e l'incremento ha interessato tutte le classi di operatori: da 0 dello scorso anno i grandi, cioè gli operatori che hanno superato la soglia dei 10 G(m³), sono divenuti 2, i medi, con vendite tra 1 e 10 G(m³), sono passati da 21 a 25, i piccoli, con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³), sono cresciuti di 4 unità e i piccolissimi, con vendite inferiori a 0,1 G(m³), sono aumentati di 1. Dalla completa apertura del mercato del gas, avvenuta nel 2003, il numero di soggetti che vendono gas all'ingrosso è quasi triplicato.

Nell'insieme i grossisti hanno venduto 130,5 G(m³), di cui 43,0 al mercato finale e 87,5 ad altri intermediari del mercato all'ingrosso (Tav. 3.26). Rispetto al 2009 il volume complessivamente trattato è cresciuto del 17%, ma al suo interno sono salite del 28,7% le vendite al mercato all'ingrosso, che nell'anno precedente si erano fermate a 68,0 G(m³), mentre sono diminuite dell'1,1% le vendite effettuate da questi operatori direttamente a clienti finali, che nel 2009 avevano raggiunto 43,5 G(m³). Come accade da qualche anno a questa parte, anche gli ultimi dati confermano che vi è una tendenza progressiva, da parte degli operatori, a specializzarsi sul proprio mercato (i grossisti, cioè, vendono sempre più ad altri rivenditori e proporzionalmente meno a clienti finali) e ciò appare significativo in anni in cui il numero dei soggetti che operano sul mercato va crescendo costantemente.

In media, il volume unitario di vendita è salito del 4,8%, essendo passato da 1,19 a 1,24 G(m³), in conseguenza della maggiore crescita dei volumi trattati rispetto a quella del numero

degli operatori. L'incremento del 17% dei volumi complessivamente venduti non si è distribuito equamente tra le classi di operatori. Rispetto al 2009, i volumi di Eni e dei grossisti di media dimensione si sono ridotti, rispettivamente dell'11,2% e del 16,8%, a favore di quelli commerciati dai grandi e dai piccolissimi.

TAV. 3.24

Approvvigionamento dei grossisti nel 2010

Quote percentuali

APPROVVIGIONAMENTO	GROSSISTI(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Produzione nazionale	13,8	1,8	0,3	12,8	8,8	5,7
Importazioni	76,9	89,2	28,8	19,2	5,1	51,4
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	5,9	4,9	31,0	33,4	39,8	19,9
Acquisti in stoccaggio	1,1	0,2	1,3	0,7	10,2	1,0
Acquisti al PSV	2,3	3,8	38,6	33,9	36,0	22,0
TOTALE	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m^3).
Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m^3).
Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m^3).
Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m^3).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Circa le modalità di approvvigionamento delle imprese grossiste, si osserva come queste società si procurano il gas per il 51% attraverso le importazioni (Tav. 3.24). Il 19,9% del gas ceduto al mercato all'ingrosso viene acquistato da altri rivenditori sul territorio nazionale (alla frontiera e al *city gate*), il 5,7% è direttamente prodotto e il 22% viene acquisito al PSV. Quest'ultimo sta accrescendo la propria importanza: nel 2009, infatti, la quota del PSV era del 15,4%. All'interno degli acquisti al PSV sono contemplati anche quelli effettuati sulle nuove piattaforme gas (P-GAS e M-GAS) gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME), il cui valore è ancora molto esiguo essendo di recente costituzione.

Le importazioni sono la principale fonte di approvvigionamento soprattutto per i grandi operatori, mentre via via che la loro dimensione si riduce, divengono sempre più importanti gli acquisti sul mercato nazionale e quelli al PSV; l'incidenza degli acquisti al PSV è massima nel caso dei grossisti di media dimensione, dove raggiunge il 38,6%.

TAV. 3.25

Impieghi di gas dei grossisti nel 2010

Quote percentuali

VENDITE	GROSSISTI(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	40,7	45,4	77,9	70,3	56,7	61,1
- di cui vendite in stoccaggio	0,8	0,7	1,9	0,6	3,7	0,8
- di cui vendite al PSV	48,8	12,8	35,4	45,8	59,2	22,2
A clienti finali	45,0	36,8	19,4	23,6	42,7	30,0
- di cui collegati societariamente	*1,5*	*61,8*	*29,7*	*20,6*	*4,6*	*24,6*
Autoconsumi	14,2	17,8	2,6	2,6	6,2	8,9
TOTALE	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m^3).
Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m^3).
Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m^3).
Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m^3).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

A fronte delle risorse disponibili appena descritte, è possibile analizzare in dettaglio gli impieghi di gas effettuati dalle imprese grossiste (Tav. 3.25). Nel complesso, il 61,1% del gas approvvigionato viene rivenduto sul mercato all'ingrosso, il 30% va a clienti finali (e un quarto di questo gas viene ceduto a clienti finali collegati societariamente) e il restante 8,9% è destinato all'autoconsumo, ovvero è impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli stessi operatori. L'attività di intermediazione all'ingrosso risulta prevalente nelle società di medio-piccola dimensione, che destinano a questo mercato il 70% o più del gas da esse approvvigionato. Eni consuma il 14% circa del gas approvvigionato nelle proprie centrali elettriche e rivende i quantitativi restanti per il 41% al mercato all'ingrosso e per il 45% al mercato finale. Come Eni, anche gli operatori di grande dimensione utilizzano ampi quantitativi di gas per usi propri, oltre a rivenderli al mercato: più del 60% del gas venduto al mercato finale dalle imprese ricadenti in questa classe va infatti a clienti finali collegati societariamente, mentre il 18% del gas trattato dagli operatori di grande dimensione è destinato all'autoconsumo.

TAV. 3.26

Vendite dei principali grossisti nel 2010

M(m^3)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	15.304	16.927	32.231
Enel Trade	6.063	4.254	10.317
Edison	5.849	5.386	11.235
Sinergie Italiane	4.178	9	4.187
Plurigas	4.112	1.329	5.441
Gdf Suez	3.337	0	3.337
Gdf Suez Gas Supply & Sales	3.003	0	3.003
Hera Trading	2.662	107	2.769
Enoi	2.616	50	2.666
A2A Trading	2.428	131	2.560
Sonatrach Gas Italia	2.305	0	2.305
Spigas	2.024	136	2.160
Gas Plus Italiana	2.023	0	2.023
Elettrogas	1.948	0	1.948
Aceaelectrabel Trading	1.929	1.558	3.487
Premiumgas	1.672	154	1.826
E.On Energy Trading	1.583	1.419	3.002
Speia	1.442	203	1.645
Shell Italia	1.432	1.474	2.906
Gaz De France Sede secondaria	1.388	0	1.388
Hb Trading	1.266	0	1.266
E.On Ruhrgas	1.119	0	1.119
Ascotrade	1.116	868	1.985
Bp Italia	1.106	0	1.106
Energetic Source	948	79	1.027
Rwe Supply & Trading Switzerland	943	0	943
Italtrading	886	6	891
Società Ionica Gas	878	0	878
Sorgenia	860	1.153	2.014
Energy Trade	784	36	820
Vitol	691	0	691
Energy.Com	682	0	682
2B Energia	676	0	676
Begas Energy International	672	41	713
Egl Italia	668	163	832
Worldenergy	657	0	657
Shell Italia E&P	500	0	500
Altri	5.733	7.536	13.269
TOTALE	**87.484**	**43.018**	**130.502**
Prezzo medio (c€/m^3)	*26,37*	*32,77*	*28,48*

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

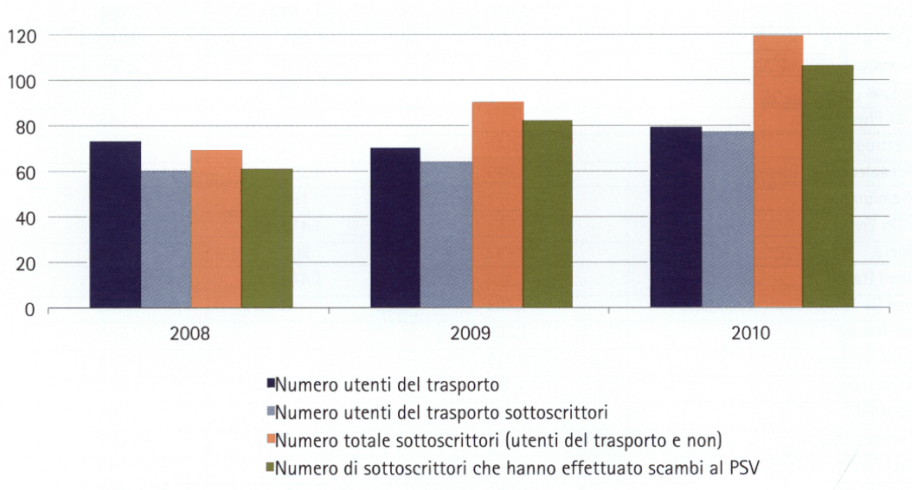
La tavola 3.26 mostra il dettaglio dell'attività delle 37 società (nel 2009 erano 29) il cui venduto ha raggiunto almeno 500 M(m^3) nel mercato all'ingrosso. Insieme tali operatori coprono il 93,4% delle vendite complessivamente effettuate su questo mercato, sebbene il livello di concentrazione stia decisamente diminuendo negli ultimi anni: la quota delle prime tre società Eni, Enel Trade ed Edison, è infatti scesa al 31,1% (era 39,2% nel 2009 e 50,2% nel 2008); quella delle prime cinque, che include anche Sinergie Italiane e Plurigas, si è abbassata al 40,6% dal 50,6% del 2009 (mentre nel 2008 era pari al 59%). L'ultima riga della tavola mostra il prezzo mediamente praticato dalle società classificate come grossiste, che nel 2010 è risultato pari a 28,48 c€/m^3. I clienti finali pagano, ovviamente, un prezzo superiore, rispetto a quello degli altri intermediari. Il differenziale tra le due clientele è stimabile intorno a 6 c€/m^3, essendo pari a 32,77 c€/m^3 il prezzo praticato ai clienti finali contro i 26,37 c€/m^3 pagati dagli altri grossisti e rivenditori. Tale differenziale si è ridotto rispetto al 2009, quando risultava intorno a 11 c€/m^3.

PSV - Punto di scambio virtuale

Secondo la normativa in vigore, gli operatori del gas possono effettuare cessioni e scambi di gas immesso nella RNG, presso un punto virtuale concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della RNG: il Punto di scambio virtuale (PSV). Esso offre loro un utile strumento di bilanciamento commerciale e la possibilità di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, per esempio in caso di interruzione o riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento. Le transazioni al PSV si effettuano sulla base di contratti bilaterali *over-the-counter*, esso dunque non può essere assimilato a una borsa gas, che in Italia è stata avviata il 10 maggio 2010 presso il Gestore del mercato elettrico (vedi oltre).

FIG. 3.7

Utenti del PSV dal 2008 al 2010



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Negli ultimi anni, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini di volumi scambiati e di numero delle contrattazioni. Ciò è avvenuto anche perché, secondo le disposizioni dell'Autorità, dal novembre 2006 i *trader* possono effettuare transazioni presso l'*hub* nazionale, senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto. Nel 2010, 106 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; di questi, 32 sono risultati *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto (Fig. 3.7). La crescita dei *trader* è stata notevole nello scorso anno, considerando che le stesse cifre per il 2009 evidenziano 82 soggetti che hanno effettuato scambi e 22 non erano al contempo utenti del trasporto.

Le figure 3.8 e 3.9 mostrano lo storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e

presso il PSV sino al marzo 2010, in termini di volumi e di numero di transazioni[9]. Nell'ambito delle transazioni presso il PSV, sono indicate in maniera distinta (PSV GNL) le riconsegne di gas (in termini di volumi ceduti e di numero di riconsegne giornaliere) che avvengono presso i due rigassificatori italiani, le quali, seppure registrate come operazioni al PSV, non sono dovute a contrattazioni tra operatori sul mercato secondario. Più precisamente, la categoria "PSV GNL" include dal novembre 2005 le riconsegne che avvengono presso il terminale di Panigaglia da parte della società GNL Italia e, dall'ottobre 2009, quelle che avvengono presso il terminale di Porto Viro (Rovigo) da parte della società Terminale GNL Adriatico. Un confronto tra gli anni termici 2008-2009 e 2009-2010 (Fig. 3.10) mostra come – analogamente agli anni passati – il PSV stia crescendo a scapito degli altri punti di ingresso della RNG, le quote dei quali si vanno costantemente riducendo nel tempo. La novità dello scorso anno termico, tuttavia, riguarda il notevole aumento di PSV GNL e ciò è evidentemente dovuto all'aumento degli approdi a Rovigo, determinato dalla progressiva entrata a regime del terminale. Più in generale, è importante ricordare che la caduta dei volumi sui punti di entrata registrata negli ultimi anni è certamente dovuta alla crescita e alla standardizzazione del PSV, ma in parte anche al fatto che nei calcoli sottostanti ai grafici sono considerate solo le transazioni commerciali (effettuate cioè al confine sul lato Italia), mentre molte transazioni, pur realizzandosi ai punti di entrata, vengono classificate come doganali in quanto avvengono sul lato estero.

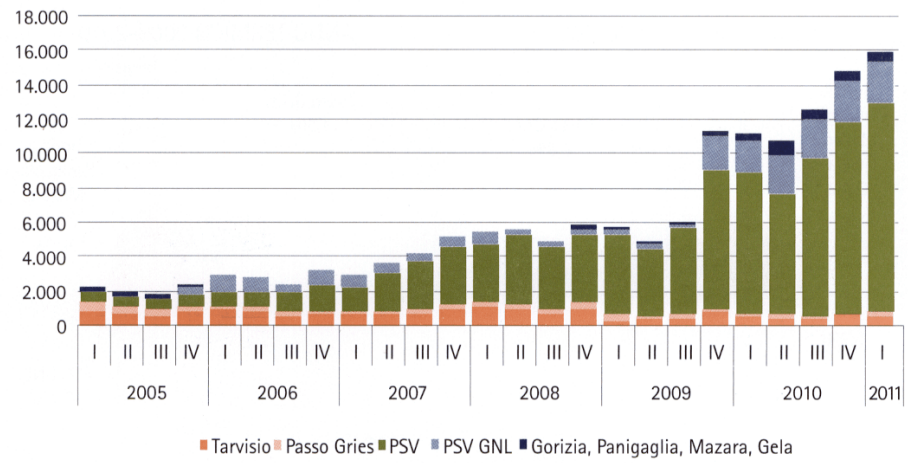


FIG. 3.8

Volumi delle transazioni nei punti di entrata della RNG

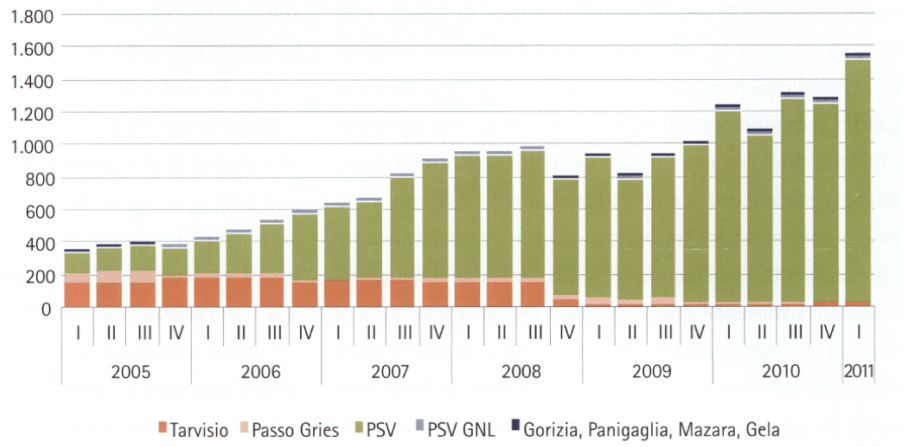
M(m³) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

9 Per rendere confrontabili le transazioni registrate presso il PSV con quelle avvenute presso i punti di entrata indicati, per il PVS si è considerata per ogni mese la media del numero di transazioni giornaliere insieme con il totale dei volumi scambiati.

FIG. 3.9

Numero delle transazioni nei punti di entrata della RNG

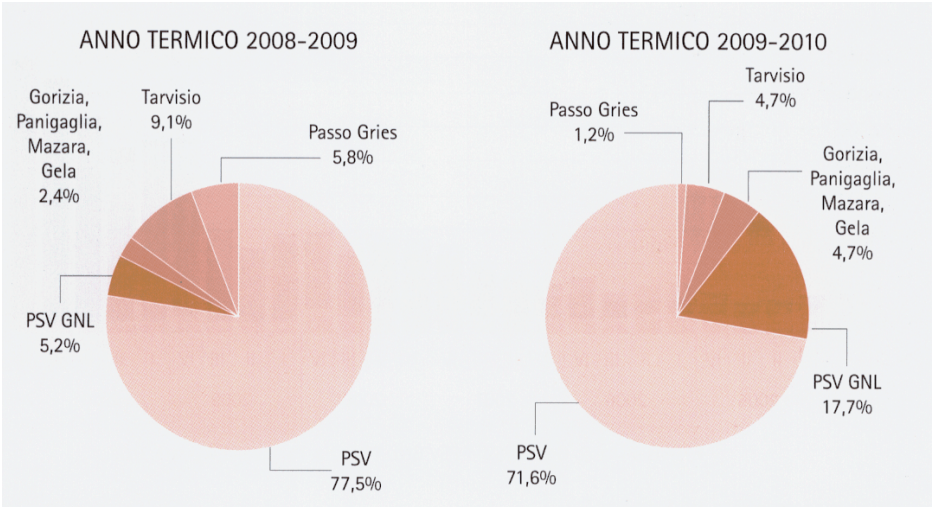


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.10

Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della RNG interconnessi con l'estero e PSV

Confronto tra gli anni termici 2008-2009 e 2009-2010



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

Borsa gas

La creazione di una borsa del gas in Italia ha preso le mosse nel 2007 con il decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che ha stabilito l'obbligo:

- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato;
- per gli importatori, di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità.

Le modalità di cessione delle aliquote sono state poi definite con provvedimenti successivi del Ministro dello sviluppo economico e dell'Autorità, adottati tra il 2008 e il 2009. Con la legge 23 luglio 2009, n. 99, la gestione economica del mercato del gas è stata affidata in esclusiva al GME il quale, ai sensi della stessa legge ed entro 6 mesi dalla sua entrata in vigore,

assume la gestione delle offerte di acquisto e vendita (e tutti i servizi connessi) secondo criteri di merito economico.

La creazione del primo nucleo della borsa è però avvenuta effettivamente lo scorso anno, con l'emanazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 18 marzo 2010 che ha istituito la Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata "P-GAS". Il decreto, in particolare, ha stabilito che a decorrere dal 10 maggio 2010 le quote obbligatorie di cessione del gas naturale importato vengano offerte dagli importatori esclusivamente nell'ambito della nuova Piattaforma di negoziazione (nel c.d. "comparto import"). Il decreto ha stabilito pure che possono essere ammesse alla Piattaforma anche ulteriori offerte di volumi di gas effettuate da soggetti diversi da quelli tenuti agli obblighi imposti dal decreto legge n. 7/07. Sono ammessi a operare sulla P-GAS i soggetti abilitati a operare sul PSV. I prodotti negoziati sono contratti con periodo di consegna pari a un mese o a un anno termico. Il GME svolge semplicemente il ruolo di gestore della Piattaforma e non di controparte centrale: la gestione delle garanzie, della fatturazione e dei pagamenti viene quindi svolta direttamente dagli operatori che vendono il gas. La modalità di negoziazione delle quote di import cedute obbligatoriamente sulla P-GAS è continua.

Dal 10 agosto 2010, alle negoziazioni delle quote di gas importato si sono aggiunte quelle delle aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato, che vengono negoziate nel comparto aliquote della P-GAS. Anche in questo caso il GME non è controparte centrale e opera esclusivamente come organizzatore e gestore della piattaforma, ma la modalità di negoziazione è ad asta.

L'avvio del vero e proprio mercato *spot* del gas naturale con il GME che svolge il ruolo di controparte centrale è avvenuto, infine, nell'ottobre 2010, con la nascita della M-GAS. Su tale mercato, gli operatori abilitati a effettuare transazioni sul PSV possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti. Esso si articola in:

- MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso.

Sull'MGP-GAS la modalità di negoziazione è continua con asta di chiusura. Esso, cioè, si compone di due fasi successive tra loro: nella prima le negoziazioni si svolgono in modalità di negoziazione continua, nella seconda secondo le modalità di asta. La sessione in negoziazione continua si apre alle 8:00 del terzo giorno antecedente il giorno-gas cui le offerte si riferiscono. Poi l'asta di chiusura si svolge in un'unica sessione il giorno-gas precedente a quello a cui le offerte si riferiscono, con apertura alle ore 10:00 e chiusura alle ore 11:00. Il MI-GAS è invece costituito da un'unica sessione in negoziazione continua che si apre alle 14:00 del giorno precedente al giorno-gas cui le offerte si riferiscono, successivamente alla chiusura della sessione di MGP-GAS, e si chiude alle 15:30 del giorno-gas stesso cui le offerte si riferiscono.

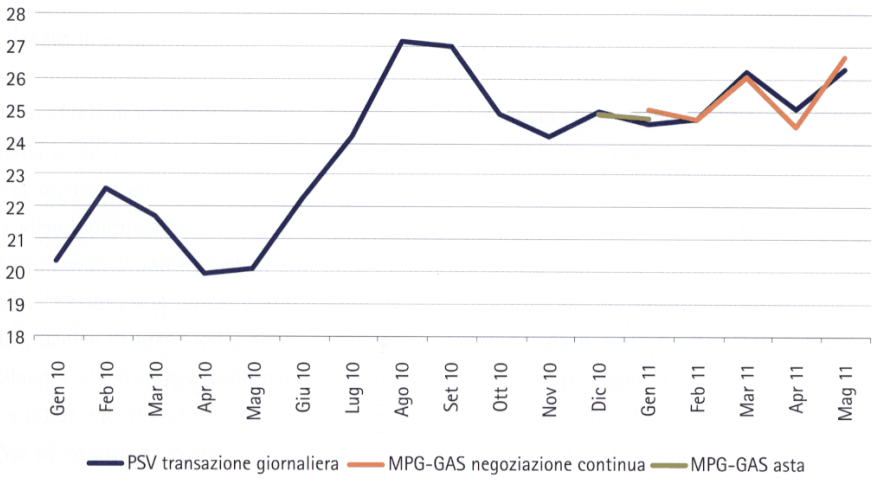
Durante la negoziazione continua la conclusione delle transazioni avviene mediante abbinamento automatico delle offerte, ordinate per priorità di prezzo e di tempo. Al termine della sessione di negoziazione continua le offerte ineseguite, verificate come valide e congrue, sono automaticamente trasferite nella seduta di negoziazione ad asta, ma nel corso di tale seduta gli operatori possono modificarle o cancellarle.

Dall'inizio dell'operatività (13 dicembre 2010) e sino al 30 maggio 2011, sull'MGP-GAS si sono svolte 169 sessioni, in 53 delle quali si è avuto almeno uno scambio in modalità continua per un totale di 119.580 MWh scambiati, mentre sono solo 3 le sessioni in cui si è avuto uno scambio in modalità ad asta nelle quali i volumi complessivamente trattati sono stati pari a 2.550 MWh. Il prezzo medio che si è registrato è stato di 25,73 €/MWh in modalità continua e di 24,90 €/MWh in modalità d'asta. La figura 3.11 mostra il confronto tra i prezzi al PSV per il contratto giornaliero e quelli risultanti dalle contrattazioni nella borsa per i primi 5 mesi del 2011. Come si vede, i prezzi che si sono affermati sulla borsa sono molto coerenti con quelli al PSV (dove, lo ricordiamo, le contrattazioni sono bilaterali e private, nel senso che Snam Rete Gas, che gestisce il PSV, non agisce come controparte centrale), intorno a una media di 25,5 €/MWh.

FIG. 3.11

Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS

€/MWh



Fonte: Platts per il PSV, GME per l'MGP-GAS.

Mercato finale al dettaglio

All'atto della chiusura della presente *Relazione Annuale*, hanno risposto all'Indagine annuale dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e del gas 341 soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2010, di cui 338 erano, al contempo, presenti nell'elenco degli autorizzati alla vendita a clienti finali dal Ministero dello sviluppo economico[10].

All'1 gennaio 2011 tale elenco era composto da 390 società; è noto però che alcune delle società che chiedono l'autorizzazione ministeriale alla vendita restano poi inattive. Il volume complessivo di gas venduto a clienti finali, calcolato in base alle risposte ottenute nell'Indagine dell'Autorità, appare comunque superiore ai dati preconsuntivi rilasciati dal Ministero dello sviluppo economico.

Infatti, in base ai primi e provvisori risultati dell'Indagine annuale, nel 2010 sono stati venduti al mercato finale 71,96 G(m^3); di questi, 43,79 G(m^3) sono stati forniti da grossisti e 28,17 G(m^3) da "venditori puri". Se a tali quantitativi si aggiungono i 13,89 G(m^3) di autoconsumi, cioè il gas impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli operatori, si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 85,85 G(m^3), valore superiore agli 81,33 G(m^3) indicati dal Ministero dello sviluppo economico. Le ragioni di tale sopravanzo sono di diversa natura. Da un lato, come si è più volte detto, le elaborazioni per la *Relazione Annuale* sono provvisorie, in quanto vengono effettuate immediatamente a ridosso della raccolta dei dati, in tempi tali, cioè, da permettere un numero di controlli limitato sui database. Dall'altro,

10 La differenza è data da 3 soggetti. Si tratta di consorzi di clienti finali, che si approvvigionano di gas naturale per l'esclusivo utilizzo dei propri consorziati, per i quali non è richiesta alcuna autorizzazione alla vendita, come stabilito dall'art. 1, comma 2, del decreto del Ministero dello sviluppo economico 24 giugno 2002.

un'importante fonte di discrepanza è certamente dovuta al fatto che, nonostante venga chiesto agli operatori di rispondere alle domande sui quantitativi di gas trattato riportando sempre il gas a un potere calorifico uniforme (pari a 38,1 MJ/m^3), sappiamo che in molti casi questo non avviene. Infine, una terza causa della differenza nei dati ministeriali, pure preconsuntivi, può risalire al fatto che gli operatori in molti casi rispondono ai questionari sui dati annuali indicando dati di cassa (che comprendono quantitativi non afferenti all'anno indagato) in luogo di quelli di competenza richiesti.

TAV. 3.27

Attività dei venditori nel periodo 2002-2010

OPERATORI(A)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
NUMERO	**504**	**432**	**353**	**258**	**226**	**238**	**217**	**221**	**231**
Grandi	2	5	4	4	4	4	6	4	4
Medi	42	40	37	38	39	33	29	30	38
Piccoli	222	176	149	100	107	105	98	101	91
Piccolissimi	237	211	163	116	76	96	84	86	98
VOLUME VENDUTO G(m^3)	**26,6**	**33,0**	**31,4**	**24,5**	**24,1**	**21,9**	**27,1**	**23,2**	**29,1**
Grandi	7,5	15,8	14,6	8,5	8,3	9,1	15,3	10,2	13,6
Medi	11,2	11,1	11,6	11,5	11,3	8,4	7,5	8,8	11,7
Piccoli	6,8	5,2	4,6	4,2	4,2	4,0	4,0	3,9	3,4
Piccolissimi	1,0	0,8	0,7	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m^3)	**53**	**76**	**89**	**95**	**107**	**90**	**123**	**105**	**126**
Grandi	3.756	3.169	3.640	2.135	2.076	2.287	2.542	2.557	3.396
Medi	267	279	313	301	290	254	260	292	309
Piccoli	31	30	31	42	39	38	41	39	38
Piccolissimi	4	4	4	3	4	4	4	4	3

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 1.000 M(m^3).
Medi: operatori con vendite comprese tra 100 e 1.000 M(m^3).
Piccoli: operatori con vendite comprese tra 10 e 100 M(m^3).
Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 10 M(m^3).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2010 il numero di operatori classificabili come "venditori puri" (soggetti, cioè, per i quali almeno il 95% dei volumi venduti è stato ceduto a clienti finali) è cresciuto di 10 unità rispetto all'anno precedente (Tav. 3.27), raggiungendo quota 231. Le quantità complessivamente vendute sono salite da 23,2 a 29,1 G(m^3), tornando sui livelli pre-crisi del 2008. Poiché le vendite totali sono aumentate molto più del numero degli operatori, il volume medio unitario di vendita degli operatori globalmente considerati si è ingrandito del 19,8%, passando da 105 a 126 M(m^3).

L'incremento del numero di operatori è principalmente dovuto alla crescita della classe di venditori di media dimensione (con vendite comprese tra 100 milioni e 1 miliardo di metri cubi) che è aumentata di 8 unità rispetto al 2009. Anche quella dei piccolissimi (con vendite inferiori a 10 milioni di metri cubi) ha registrato un lieve incremento di 3 unità rispetto allo scorso anno, mentre è diminuita di 10 unità la classe dei piccoli (con vendite da 10 a 100 milioni di metri cubi). Infine è rimasto invariato il numero dei grandi operatori (con vendite superiori a 1 miliardo di metri cubi), perché l'ingresso di Italcogim Energie (oggi GdF Suez Energie) ha sostituito E.On Italia Power & Fuel, passata alla classe dei medi. L'aumento complessivo dei volumi di vendita, pari al 25,2%, non si è distribuito in modo analogo tra le categorie di venditori. Infatti, eccettuando la classe dei piccoli, le cui vendite sono diminuite del 13% per la riduzione del numero degli operatori, la crescita delle vendite è stata proporzionale alla dimensione dei venditori: gli aumenti risultano infatti pari a 33%, 34% e 9%, rispettivamente per le classi dei grandi, medi e piccolissimi. Di conseguenza si sono registrati aumenti nel volume medio unitario dei grandi (+33%) e dei medi operatori (+6%) e riduzioni in quello dei piccoli (-3%) e dei piccolissimi (-4%).

L'accrescimento del numero di venditori e i loro spostamenti all'interno delle classi sono in parte dovuti a incrementi di vendita e in parte frutto di politiche di fusioni e acquisizioni che ogni anno si registrano tra le imprese. Tra le principali operazioni societarie che si sono realizzate nel 2010 sono da annoverare:

- l'incorporazione a gennaio di E.T. Energia e Territorio Servizi Commerciali, Tecniconsul Servizi e Metema Energy in E.On Energia;
- l'incorporazione in Enerxenia di Agam Vendite, Canturina Servizi Vendita e Serenissima Energia da giugno;
- la fusione tra Iride ed Enìa, avvenuta a luglio, a seguito della quale Enìa Energia è stata dapprima incorporata da Iride Mercato che poi ha cambiato la denominazione sociale in Iren Mercato;
- il conferimento, ad aprile, delle attività di Gaz de France sede secondaria in GdF Suez Gas Supply & Sales;
- l'acquisizione, da parte di Estra Energie, dell'attività di vendita a clienti finali del gas naturale di Offidagas e Baiengas Commerciale, a partire da ottobre;
- l'incorporazione di Eneco Energia in Edison Energia, di Bas Ominiservizi e Asm Energia e Ambiente in A2A Energia, entrambe avvenute in dicembre.

L'approvvigionamento degli operatori classificati come venditori è esclusivamente basato sugli acquisti da altri rivenditori nazionali (da cui ottengono il 92,7% del gas che rivendono) e al PSV (da cui acquisiscono il 6,8% del gas loro disponibile); irrisorie risultano le quote di gas importato (0,1%) e acquistato in stoccaggio (0,5%). Gli acquisti al PSV rivestono una particolare importanza per gli operatori di piccola e piccolissima dimensione che lì si riforniscono, rispettivamente, del 14,3% e del 29,5% del gas che rivendono. Gli impieghi del gas di questi operatori mostrano, com'è ovvio, una prevalenza dei volumi venduti a clienti finali; tuttavia, in media lo 0,6% del gas disponibile viene autoconsumato e lo 0,5% viene rivenduto sul mercato all'ingrosso. Di tutto il gas venduto al mercato finale, l'8,3% circa viene ceduto a clienti collegati societariamente.

TAV. 3.28

Vendite al mercato finale dei pricipali venditori nel 2010

M(m^3)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Enel Energia	0	5.222	5.222
Italcogim Energie	65	4.459	4.524
Hera Comm	0	2.064	2.064
Edison Energia	0	1.774	1.774
A2A Energia	17	961	978
Toscana Energia Clienti	0	844	844
Estra Energie	18	819	837
E.On Power & Fuel	0	770	770
Enìa Energia	3	732	735
Gas Plus Vendite	10	610	620
Linea Più	0	505	505
Estenergy	0	450	450
Sinergas	0	433	433
Agsm Energia	0	405	405
Enerxenia	0	394	394
Erogasmet Vendita - Vivigas	4	367	371
Sgr Servizi	0	322	322
Bluenergy Group	15	290	304
Aemme Linea Energie	0	295	295
Gelsia Energia	1	281	282
Enercom	0	279	279
Amga Energia & Servizi	6	219	225
Bg Gas Marketing Trading Italia	0	219	219
Altri	16	6.226	6.243
TOTALE	**156**	**28.941**	**29.097**
Prezzo medio (c€/m^3)	*26,20*	*38,05*	*37,98*

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.28 mostra il dettaglio delle 23 società (erano 19 anche nel 2009), classificate come venditori puri, le cui vendite a clienti finali nel 2010 abbiano superato 200 M(m^3). Essa esclude quindi le società già elencate nella tavola 3.26 che, pur vendendo al mercato finale quantitativi superiori alla soglia indicata, sono state classificate come grossisti e come tali analizzate nel paragrafo relativo al mercato all'ingrosso. Analogamente alla tavola contenente i dati dei grossisti, anche la tavola sui venditori riporta il prezzo medio praticato da queste imprese nei due mercati. Il prezzo di vendita ad altri rivenditori risulta sostanzialmente in linea con quello praticato dai grossisti (26,20 contro 26,37 c€/m^3); il prezzo medio offerto ai clienti finali è, come ci si poteva attendere, più elevato (38,05 contro 32,77 c€/m^3), data la forte incidenza di clienti allacciati alle reti di distribuzione. Il prezzo offerto dai venditori puri comprende infatti il costo della distribuzione, di norma assente nel prezzo praticato dai grossisti in quanto questi ultimi vendono prevalentemente a clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto. Inoltre, i venditori puri sono relativamente spostati sul *mass market* (hanno cioè un numero di clienti più elevato, ma che consumano tendenzialmente quantitativi piccoli), mentre – al contrario – tra i clienti finali dei grossisti vi è una maggioranza di grandi consumatori industriali/termoelettrici in grado di spuntare prezzi inferiori.

Per calcolare correttamente le quote di mercato e il livello di concentrazione del mercato della vendita finale, tuttavia, non è possibile ignorare l'operato dei grossisti che, come si è visto, offrono gas anche a clienti finali. Pertanto occorre abbandonare la distinzione effettuata tra grossisti e venditori puri e analizzare i quantitativi venduti da tutte le imprese, considerando i gruppi societari (Tav. 3.29).

TAV. 3.29

Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2010

Volumi in M(m^3)

GRUPPO	VOLUME	QUOTA %
Eni	17.803	24,7
Enel	9.476	13,2
Edison	7.227	10,0
Gdf Suez	4.462	6,2
E.On	3.662	5,1
A2A	3.198	4,4
Hera	2.336	3,2
Iren	2.463	3,4
Electrabel/Acea	1.569	2,2
Royal Dutch Shell	1.474	2,0
Sorgenia	1.153	1,6
Ascopiave	1.053	1,5
Estra Energie	819	1,1
Gas Plus	610	0,8
Amga - Azienda Multiservizi	514	0,7
Linea Group Holding	505	0,7
Acegas-Aps	450	0,6
Unogas	445	0,6
Aimag	434	0,6
Agsm Verona	405	0,6
Altri	11.902	16,5
TOTALE	**71.959**	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il mercato della vendita finale resta molto concentrato: i primi tre gruppi coprono il 48% (l'anno scorso raggiungevano il 54,4%). La concentrazione, seppure ogni anno meno consistente, anche a livello dei primi cinque rimane elevata: nel 2010 è scesa al 59,2% dal 64,9% del 2009, come conseguenza della riduzione osservata nell'incidenza dell'*incumbent* ma

anche della contemporanea buona performance dei grandi. Con una quota del 24,7% Eni si conferma il gruppo dominante, seppure in riduzione nel tempo, ancora ben distanziato dal secondo operatore, il gruppo Enel, che possiede il 13,2%. Le vendite al mercato finale di entrambi questi gruppi si sono ridotte nel 2010 (rispettivamente del 16% e del 4%). Il gruppo Edison, invece, grazie a un consistente incremento delle vendite (+40%), nel 2010 ha mantenuto la terza posizione, riguadagnata nel 2009. La marcata crescita dei volumi di vendita (29,4%) ha permesso al gruppo GdF Suez di salire in quarta posizione, superando il gruppo E.On che pure ha realizzato un aumento delle vendite pari al 3,6% rispetto al 2009. La fusione tra Iride ed Enìa ha mantenuto il gruppo Iren in ottava posizione: la stessa che possedeva Iride nel 2009, mentre Enìa era al decimo posto.

In generale, un altro segnale di concentrazione del mercato è dato dall'assottigliarsi delle differenze tra le quote dei primi due operatori del mercato e quelle degli inseguitori, formato dai successivi 4 o 5 gruppi.

Secondo quanto emerge dai primi risultati dell'Indagine sul segmento della vendita di gas naturale (all'ingrosso e/o al dettaglio), la dimensione media delle imprese di vendita è piuttosto bassa, al pari di quanto già osservato anche in altri segmenti della filiera. Un terzo delle aziende opera infatti con un numero di addetti compreso tra 2 e 9[11]. Tre quarti delle imprese di vendita, inoltre, risultano possedere meno di 9 addetti. La distribuzione dei venditori per classi di addetti, tuttavia, è in questo caso influenzata da uno scarso tasso di risposta, da parte degli operatori, alla domanda sulla consistenza del personale.

Dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale emerge che nel 2010 il mercato finale della vendita di gas naturale comprende poco più di 21 milioni di clienti, il 92,2% dei quali sono domestici, l'1,3% sono condomini con uso domestico[12], il 5,2% appartengono al settore del commercio e servizi, l'1,2% al comparto industriale e meno dell'1% alla generazione termoelettrica (Tav. 3.30). In termini di volumi, naturalmente, le proporzioni tendono a invertirsi: includendo anche gli autoconsumi, il settore domestico ha assorbito il 21,4% del gas complessivamente consumato, ovvero 18,3 G(m^3); i condomini con uso domestico hanno acquisito il 4,2% del gas, cioè 3,6 G(m^3); il commercio ne ha utilizzato il 7,4%, vale a dire 6,3 G(m^3); l'industria ne ha consumato il 25,4%, cioè 21,8 G(m^3); la generazione elettrica ne ha assorbito il 41,7% equivalente a 35,8 G(m^3). Via via che ci si sposta dal settore domestico ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso, aumenta la quota di volumi acquistati sul mercato libero: essa è infatti pari all'8% nel domestico, al 32,6% per i condomini, al 69,5% nel commercio e servizi, al 96% nell'industria e al 61,7% nel termoelettrico (valore che risente degli autoconsumi). Rispetto al 2009, la porzione di consumi soddisfatti sul mercato libero appare cresciuta nel domestico e nel commercio e servizi, mentre è rimasta sostanzialmente stabile nell'industria (dove era già molto elevata) e nel termoelettrico; le medesime quote, calcolate sui dati 2009, risultano infatti pari a: 10,5% nel domestico (nel 2010 la categoria "domestico + condomini uso domestico" mostra una quota servita sul mercato libero pari al 12,1%), 63,6% nel commercio, 96,9% nell'industria, 63% nella generazione elettrica.

11 Si ricorda che il numero degli addetti richiesto nell'Indagine annuale è riferito al personale dipendente (a tempo pieno, a part time, con contratto di formazione e lavoro ecc.) e indipendente (collaborazione coordinata e continuativa, prestazione d'opera occasionale ecc.) che al 31 dicembre 2010 era complessivamente impiegato nelle attività regolate (stabilite dall'art. 4, lett. da a) a u), del *Testo integrato di unbundling* (allegato alla delibera n. 11/07), eventualmente riproporzionato per tener conto del personale condiviso tra più attività. Se, per ipotesi, una certa impresa svolge l'attività di distribuzione di gas e di energia elettrica, il numero di addetti che deve indicare nel questionario è dato dalla somma del personale impiegato in entrambe queste attività, escludendo, invece, quello impiegato dall'impresa, ma non direttamente imputabile a tali attività.

12 Categoria non distinta nell'Indagine sul 2009 svolta lo scorso anno.

TAV. 3.30

Mercato finale per settore di consumo nel 2010

Clienti in migliaia e volumi in M(m^3)

	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
CLIENTI						
Autoconsumi	0	1	2	0,05	0,07	3
Mercato libero	1.200	60	449	108	0,59	1.818
Mercato tutelato	18.229	221	648	155	0,08	19.252
TOTALE	**19.429**	**282**	**1.098**	**263**	**0,75**	**21.073**
VOLUMI						
Autoconsumi	0	32	100	57	13.705	13.894
Mercato libero	1.474	1.184	4.391	20.914	22.050	50.014
Mercato tutelato	16.870	2.411	1.828	825	11	21.945
TOTALE	**18.344**	**3.627**	**6.319**	**21.797**	**35.766**	**85.853**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il dettaglio delle vendite al mercato finale per settore di consumo (al netto degli autoconsumi) e dimensione dei clienti (Tav. 3.31), conferma, in effetti, che al crescere dei consumi i clienti tendono a spostarsi sul mercato libero. Vale la pena precisare che la presenza di volumi e prezzi (come si vedrà meglio nel paragrafo successivo dedicato ai prezzi del mercato libero) nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m^3 è dovuta al fatto che esse comprendono i consumi di quei clienti che, pur avendo facoltà di cambiare fornitore, non hanno ancora effettuato una scelta in tal senso e sono dunque rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali protette dall'Autorità. Il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato sono relativamente bassi e si stanno assottigliando nel tempo: nel 2010 a fronte di 21,8 G(m^3) venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi inferiori a 200.000 m^3, i volumi venduti a condizioni tutelate a clienti non domestici con consumi superiori a tale soglia risultano pari a 60 M(m^3).

TAV. 3.31

Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2010

M(m^3)

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m^3)					TOTALE
	< 5.000	5.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
MERCATO TUTELATO	**17.104**	**4.731**	**100**	**10**	**-**	**21.945**
Domestico	16.070	794	3	3	-	16.870
Condominio uso domestico	290	2.076	45	-	-	2.411
Commercio e servizi	577	1.222	30	-	-	1.828
Industria	167	636	18	5	-	825
Generazione elettrica	0	3	5	3	-	11
MERCATO LIBERO	**1.734**	**4.946**	**5.657**	**9.070**	**28.607**	**50.014**
Domestico	1.084	326	48	15	-	1.474
Condominio uso domestico	44	1.001	109	30	-	1.184
Commercio e servizi	501	2.211	1.122	516	40	4.391
Industria	104	1.400	4.214	7.405	7.792	20.914
Generazione elettrica	0	9	163	1.104	20.776	22.050
TOTALE	**18.838**	**9.676**	**5.757**	**9.080**	**28.607**	**71.959**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Come lo scorso anno, l'Indagine effettuata presso gli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale ha rivolto loro alcune domande anche sullo *switching*, vale a dire sul numero di clienti[13] che ha cambiato il proprio fornitore nell'anno solare 2010[14].

L'Indagine ha evidenziato che la percentuale di clienti che nel 2010 ha cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari al 4,5%, ovvero al 33,1% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio.

TAV. 3.32

Tassi di switching dei clienti finali nel 2010

Valori percentuali

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	4,4	4,8
Condominio uso domestico	5,2	7,7
Altri usi	5,1	43,4
di cui:		
fino a 5.000 m³	4,0	4,9
5.000-200.000 m³	8,6	10,6
200.000-2.000.000 m³	21,0	23,9
2.000.000-20.000.000 m³	38,2	41,2
oltre 20.000.000 m³	58,1	53,3
Clienti non riconducibili a nessuna delle categorie indicate	6,9	24,6
TOTALE	**4,5**	**33,1**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.32 mostra il dettaglio di questo dato distinguendo i clienti per settore e per fascia di consumo annuo. I clienti domestici, che tradizionalmente mostrano un'elevata prudenza a spostarsi sul mercato libero, nel 2010 hanno espresso una maggiore reattività alle offerte di cambio: la percentuale che ha scelto un nuovo fornitore è salita infatti al 4,4%, contro l'1,8% del 2009 e l'1,1% del 2008. In termini di volumi le percentuali sono leggermente più elevate e pari, rispettivamente, al 4,8% nel 2010, al 2,4% nel 2009 e all'1,3% nel 2008. Una maggiore dinamicità caratterizza invece i condomini con uso domestico e gli altri usi. Nel 2010 i condomini che hanno cambiato fornitore sono stati il 5,2% del totale (il 7,7% in termini di consumi), mentre gli altri usi che si sono spostati sul mercato libero sono stati complessivamente il 5,1% del totale in termini di clienti e il 43,4% in termini di volumi. Com'è ovvio le percentuali di *switch* aumentano al crescere della classe dimensionale dei clienti. Ciò in quanto all'ampliarsi dei volumi di consumo, si innalza la spesa per l'acquisto di gas e, di conseguenza, crescono sia l'interesse verso la possibilità di risparmiare, che è generalmente la prima motivazione del cambio di fornitore, sia la conoscenza del settore e la capacità del cliente finale di compiere scelte consapevoli.

13 Per comodità di scrittura nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta del numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e del numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

14 Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. È stato quindi replicato il questionario già proposto negli scorsi anni per la rilevazione dell'attività di *switching*, intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

- il *re-switch*, quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- lo *switch-back*, quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- lo *switch* verso una società concorrente dell'*incumbent* e viceversa.

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

TAV. 3.33

Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2010

M(m^3)

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
Valle d'Aosta	18	8	19	58	0	103
Piemonte	1.772	707	571	2.624	2.744	8.419
Lombardia	4.543	1.073	1.646	4.651	4.706	16.617
Trentino Alto Adige	265	47	178	428	77	994
Veneto	2.082	230	721	2.139	335	5.508
Friuli Venezia Giulia	509	78	158	987	191	1.924
Liguria	501	271	105	285	920	2.082
Emilia Romagna	2.328	323	1.128	3.344	2.633	9.755
Toscana	1.400	132	423	1.440	1.563	4.958
Umbria	264	30	84	429	230	1.037
Marche	572	44	222	516	248	1.602
Lazio	1.210	432	315	848	1.519	4.324
Abruzzo	429	30	97	640	592	1.787
Molise	108	16	30	68	481	704
Campania	631	65	166	587	1.621	3.070
Puglia	818	36	153	1.515	472	2.994
Basilicata	156	27	72	123	193	571
Calabria	197	20	39	62	896	1.214
Sicilia	536	26	85	1.014	2.635	4.297
ITALIA	**18.337**	**3.596**	**6.211**	**21.757**	**22.057**	**71.959**
NORD	12.017	2.737	4.526	14.516	11.607	45.402
CENTRO	3.983	685	1.171	3.941	4.633	14.411
SUD E ISOLE	2.338	175	515	3.300	5.818	12.145

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il dettaglio territoriale delle vendite di gas al mercato finale è illustrato nella tavola 3.33. Come già osservato nel paragrafo dedicato alla distribuzione, dato il diverso grado di metanizzazione, le differenti condizioni climatiche e la più intensa presenza industriale, il Nord è l'area del Paese che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In quest'area si acquistano infatti quasi due terzi dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 45,4 G(m^3); il 20% dei consumi, 14,4 G(m^3), è localizzato nell'area del Centro e il restante 15% viene venduto al Sud e Isole (solo in Sicilia, in quanto la Sardegna non è ancora metanizzata).

Per quanto riguarda il settore domestico, nel 2010 circa 12 G(m^3), pari al 65,5% dei quantitativi consumati dalle famiglie italiane, sono stati venduti al Nord; il Centro ha assorbito 4 G(m^3), il 21,7% dei consumi domestici, mentre 2,3 G(m^3) sono stati venduti al Sud e Isole. La regione con i consumi più elevati è risultata la Lombardia che da sola ha acquistato il 24,8% dei consumi delle famiglie nazionali (il 25,6% se nella categoria dei domestici si includono anche i condomini con uso domestico). Altre regioni importanti sono l'Emilia Romagna, il Veneto e il Piemonte. Queste tre aree contano per il 12,7% nel caso dell'Emilia Romagna, per quasi il 12% il Piemonte e per il 7,7% il Veneto. Seguono per importanza Toscana, Lazio e Sicilia.

Un analogo ordine d'importanza delle diverse regioni si osserva anche nei vari settori di consumo del mercato non domestico. La Lombardia è il territorio che ha assorbito i maggiori quantitativi di gas: 26,5% nel commercio e servizi, 21,4% nell'industria e 21,3% nella generazione elettrica. Seguono:

- nel commercio, Emilia Romagna, Veneto e Piemonte, con quote rispettivamente pari a 18,2%, 11,6% e 9,2%;
- nell'industria, Emilia Romagna, Piemonte e Veneto, con quote rispettivamente pari a 15,4%, 12,1% e 9,8%;
- nella generazione elettrica, Piemonte, Emilia Romagna e Sicilia, con quote rispettivamente pari a 12,4%, 11,9% e 11,9%.

Interessante è anche esaminare il livello di *switching* sul territorio, osservando i tassi per regione e per tipologia di cliente, limitando l'analisi ai domestici, ai condomini con uso domestico e agli altri usi e tralasciando i clienti non attribuibili ad

alcuna di tali categorie che sono inclusi unicamente nel conteggio dei valori totali (Tav. 3.34).

I clienti domestici mostrano tassi territorialmente abbastanza omogenei in tutte le regioni d'Italia, sebbene quelli collocati nel Centro presentino una vivacità leggermente maggiore, con tassi di *switching* che superano il 5% in termini di clienti e di volumi, contro una media nazionale del 4,4% (clienti) e 4,8% (volumi). Lo *switch* dei condomini con uso domestico appare lievemente maggiore al Nord (8,2% contro il 7,7% della media nazionale in termini di clienti e 5,3% contro il 5,1% della media nazionale in termini di volumi), com'era forse lecito attendersi viste le maggiori necessità di riscaldamento – cioè consumi medi più elevati – delle regioni settentrionali rispetto a quelle centrali e meridionali. Dai dati di vendita al mercato finale risulta, in effetti, che il consumo medio di questa tipologia di cliente, che in media nazionale è pari a 12.837 m^3/anno, assume valori di 13.055, 12.733 e 10.442 m^3/anno rispettivamente al Nord, al Centro e al Sud e Isole. Anche per quanto riguarda gli altri usi, il Centro risulta la zona più attiva, con un tasso medio di *switching* del 46,9% (in termini di volumi) superiore alla media nazionale di 3,5 punti. In questo settore, tuttavia, si registrano punte molto elevate in Liguria (73,2%), in Basilicata (72,2%), in Piemonte, in Valle d'Aosta e in Sicilia (tutte sopra il 65% in termini di volumi). Complessivamente, l'attività di *switching* appare maggiore al Centro, dove nel 2010 hanno cambiato almeno una volta fornitore il 5,1% dei clienti, corrispondenti al 34,4% dei volumi, seguita dal Nord (dove le percentuali risultano rispettivamente pari al 4,4% e al 32,7%) e dal Meridione (con il 4,1% dei clienti che hanno cambiato e il 33,2% dei volumi).

TAV. 3.34

Tassi di switching per regione e tipologia di cliente nel 2010

Valori percentuali

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Valle d'Aosta	0,5	0,5	0,1	0,1	1,8	67,5	0,9	50,8
Piemonte	5,7	5,1	5,6	8,2	5,3	67,5	5,8	49,2
Lombardia	3,6	4,1	6,8	11,8	4,5	41,1	3,7	30,3
Trentino Alto Adige	0,9	1,2	3,1	7,2	1,8	38,3	1,0	28,4
Veneto	6,3	6,5	5,8	7,0	7,3	30,3	6,3	21,5
Friuli Venezia Giulia	6,0	7,1	6,6	9,2	6,0	28,4	6,1	24,0
Liguria	2,8	3,5	3,0	4,1	3,3	73,2	3,2	43,2
Emilia Romagna	3,6	4,1	3,2	1,8	5,7	39,2	3,8	31,3
Toscana	6,3	6,6	5,8	7,7	5,8	58,6	6,3	44,5
Umbria	5,3	5,6	8,2	11,7	6,2	49,9	5,7	39,7
Marche	5,3	4,3	2,1	1,0	5,5	11,2	5,4	8,6
Lazio	4,4	5,2	4,7	6,0	3,6	47,9	4,4	32,1
Abruzzo	4,5	5,6	3,4	4,6	5,0	31,6	4,5	24,9
Molise	2,9	3,8	3,0	2,5	4,0	55,9	3,1	47,8
Campania	5,3	5,2	2,5	2,1	3,8	48,7	5,5	38,3
Puglia	3,9	4,2	4,0	5,8	4,5	14,8	4,1	13,0
Basilicata	3,6	4,4	3,9	4,7	3,3	72,2	3,6	52,3
Calabria	3,4	4,3	4,4	3,0	2,9	17,2	3,6	15,9
Sicilia	2,6	2,9	3,7	3,7	1,7	66,2	2,7	58,7
ITALIA	**4,4**	**4,8**	**5,2**	**7,7**	**5,1**	**43,4**	**4,5**	**33,1**
NORD	4,3	4,7	5,4	8,2	5,3	43,8	4,4	32,7
CENTRO	5,1	5,6	4,7	6,3	5,0	46,9	5,1	34,4
SUD E ISOLE	4,0	4,2	3,4	4,0	3,4	39,0	4,1	33,2

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Considerati gli elevati livelli di acquisto (Tav. 3.33), la Lombardia è anche la regione in cui risulta operare il numero più rilevante di imprese di vendita, pari a 162, come si vede dalla tavola 3.35; a tal proposito è opportuno specificare che nella colonna relativa al numero degli operatori di vendita le imprese vengono contate tante volte quante sono

le regioni in cui operano. Un elevato numero di venditori è presente anche in Piemonte (114), in Veneto (102), in Emilia Romagna (97) e nel Lazio (83). È da rilevare infine che il numero degli operatori è cresciuto, rispetto al 2009, in pressoché tutte le regioni italiane. Il numero di venditori che vendono gas sull'intero territorio nazionale è aumentato: nel 2010, infatti, sono 9 contro i 6 del 2009. Circa i livelli di concentrazione a livello territoriale, è possibile effettuare un'analisi attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote di mercato (calcolate sui volumi venduti) dei primi 3 operatori e dalla quota di clienti da questi serviti, già utilizzato anche relativamente alla distribuzione.

TAV. 3.35

Livello di concentrazione nella vendita di gas naturale

Quota di mercato dei primi tre operatori (C3) e percentuale di clienti da questi serviti

REGIONE	OPERATORI	C3 SUL MERCATO DOMESTICO	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Valle d'Aosta	18	99,2	99,8	92,9	97,9
Piemonte	114	65,7	74,1	42,9	59,8
Lombardia	162	35,7	42,6	30,7	24,1
Trentino Alto Adige	49	90,8	91,3	59,3	81,1
Veneto	102	51,2	50,9	44,9	50,7
Friuli Venezia Giulia	59	61,8	67,3	51,3	66,8
Liguria	55	80,2	82,2	48,1	69,4
Emilia Romagna	97	67,2	65,1	53,2	48,8
Toscana	76	78,2	79,0	51,5	67,3
Umbria	43	77,6	77,6	54,6	63,6
Marche	60	63,9	61,5	59,6	47,7
Lazio	83	89,2	91,5	65,4	79,8
Abruzzo	80	66,3	63,6	51,6	33,5
Molise	33	78,8	66,8	74,5	20,5
Campania	77	76,9	77,4	66,5	71,9
Puglia	48	69,9	72,2	81,8	70,9
Basilicata	40	80,8	76,5	75,8	69,8
Calabria	36	89,8	88,9	84,5	65,3
Sicilia	39	83,8	75,5	76,7	37,8

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Relativamente al settore domestico, il livello di concentrazione risulta molto elevato quasi ovunque, con punte superiori all'85% in Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Calabria e Lazio. È da notare anche che la presenza di un elevato numero di imprese non garantisce bassi livelli di concentrazione, come dimostra il caso del Lazio dove, a fronte di 83 venditori presenti, i primi tre possiedono una quota dell'89,2% e servono il 91,5% dei clienti domestici della regione. Il livello più basso di concentrazione si registra in Lombardia, dove effettivamente la presenza di un numero di venditori molto consistente si traduce in una quota di mercato dei primi tre venditori di appena il 35,7% e una percentuale di clienti domestici serviti pari al 42,6%.

Relativamente all'intero mercato di vendita, naturalmente, i livelli di concentrazione si abbassano, data la presenza nel calcolo dei clienti commerciali, industriali e termoelettrici che, come visto poco sopra, mostrano generalmente tassi di *switching* elevati. Vi sono, tuttavia, alcune eccezioni: in Valle d'Aosta, Calabria e Puglia, infatti, il C3 non è mai inferiore all'80%. Interessanti appaiono anche i casi di Trentino Alto Adige e Lazio, dove a fronte di un C3 non elevatissimo (59 e 65, rispettivamente), la percentuale di clienti servita dai primi tre operatori è sensibilmente più elevata (supera o sfiora l'80%), segnale che può essere letto come una strategia dei primi tre venditori a concentrarsi sui clienti con i consumi più elevati, lasciando il *mass market* ad altri concorrenti. Anche nel mercato complessivo la Lombardia mostra il C3 più basso in assoluto (30,7%), con una quota di clienti servita dai primi tre venditori pari appena al 24%.

Fornitura di GPL e altri gas a mezzo di reti locali

Una specifica sezione dell'Indagine annuale svolta dall'Autorità sui settori regolati è da vari anni dedicata alla fornitura di gas diversi dal gas naturale distribuiti attraverso reti secondarie (d'ora in avanti, per comodità, GDGN). Come di consueto, ai distributori di GDGN è stato chiesto di fornire dati pre-consuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2010 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno relativamente al 2009, che sono quindi da ritenersi definitivi. Per questo motivo i dati riguardanti il 2009, che verranno brevemente illustrati nelle tavole che seguono, potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella *Relazione Annuale* dello scorso anno.

Complessivamente hanno risposto all'Indagine 103 operatori. Di questi, 72 svolgono in modo integrato l'attività di distribuzione e quella di vendita (cosa tuttora possibile, diversamente da quanto accade nel settore del gas naturale), 10 svolgono soltanto la vendita, 14 solo la distribuzione; 7 operatori sono risultati inattivi in quanto nel corso del 2010 hanno ceduto la propria attività ad altri o sono stati incorporati da altre società. In particolare, tra le operazioni societarie che si sono verificate nel corso del 2010 le più rilevanti hanno riguardato l'incorporazione di Nugoro Gas e Sardinya Gas in Isgas e quella di Compagnia Italiana Zeta Gas in Goldengas. Nell'ambito della fusione tra Iride ed Enìa, quest'ultima ha ceduto l'attività relativa ai gas diversi dal gas naturale a Iren Emilia. Analogamente, Consiag Reti ha ceduto l'attività a Estra GPL, nell'ambito delle operazioni di aggregazione che dal 2008 vanno costruendo il gruppo toscano Estra.

Nell'insieme i 96 operatori attivi rispondenti all'Indagine sul 2010 risultano aver distribuito 37,7 M(m^3), 2,4 in più che nel 2009. La crescita del settore è quindi del 6,7% in termini di volumi e del 5,4% in termini di clienti, visto che il numero dei gruppi di misura serviti è salito dalle 141.124 unità del 2009 alle 148.748 unità del 2010 (Tav. 3.36). La crescita media del 6,7% appena indicata non è stata uniforme nei tre comparti: a fronte di un +5,6% dell'aria propanata, si evidenzia un aumento del 7,2% del GPL e più ancora un incremento dell'11,6% degli altri gas.

TAV. 3.36

Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m^3) e numero di clienti

TIPO DI GAS	ANNO 2009		ANNO 2010		VAR. % 2010-2009	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	22,6	112.121	24,2	117.863	7,2	5,1
Aria propanata	12,1	28.600	12,7	30.456	5,6	6,5
Altri gas	0,7	403	0,8	429	11,6	6,5
TOTALE	**35,3**	**141.124**	**37,7**	**148.748**	**6,7**	**5,4**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Negli ultimi anni il consumo medio unitario è rimasto sostanzialmente stabile intorno a 250 m^3, sebbene vi siano marcate differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 200 m^3, è infatti il più basso, se confrontato con i

400 m^3 dell'aria propanata e con i 1.700 m^3 degli altri gas.

Tra i GDGN distribuiti a mezzo rete quello più diffuso è il GPL che copre il 64% circa dei volumi complessivamente erogati e il 79% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano un terzo dei volumi distribuiti. Una quota marginale del gas complessivamente distribuito (2%) viene da altri tipi di gas.

La distribuzione regionale (Tav. 3.37) mostra, come sempre, al primo posto la Sardegna, regione ancora non metanizzata in termini di quantitativi erogati e di clienti serviti: da sola essa ha assorbito il 36% dei volumi distribuiti, necessari a soddisfare la richiesta di una quota quasi altrettanto ampia di clienti (il 30%). Il servizio rimane ancora concentrato in pochi comuni: 82 sui 377 istituiti sul territorio della regione, ma nel 2009 i comuni serviti erano 77. Come in passato, la seconda regione in cui la distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale assume cifre importanti è la Toscana, che conta per il 15% dei volumi distribuiti e per il 17% dei clienti serviti. In questa regione il servizio raggiunge poco più della metà dei comuni esistenti nel territorio (146 su 287). La copertura geografica appare inoltre in riduzione: nel 2009 i comuni serviti risultavano 149, come nel 2008. Il servizio di distribuzione dei GDGN risulta importante anche in Lombardia, la cui incidenza valutata in termini di volumi distribuiti a livello nazionale (9%) è superiore a quella espressa in termini di clienti serviti (6%) perché in questo territorio vi sono diverse realtà produttive che usufruiscono del servizio di distribuzione a mezzo rete di gas non naturale, i cui consumi medi – diversamente da quelli domestici – sono elevati. Lo stesso fenomeno si manifesta anche in altre regioni, seppure per ragioni probabilmente diverse, soprattutto, in Sardegna e in Piemonte, ma anche in Friuli Venezia Giulia e in Trentino Alto Adige. Quote relativamente importanti di GDGN distribuiti a mezzo rete sono utilizzate anche in Emilia Romagna, Liguria, Piemonte e Lazio.

TAV. 3.37

Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m^3) e numero di operatori, clienti e comuni serviti

REGIONE	2009				2010			
	OPERATORI[A]	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	OPERATORI[A]	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Valle d'Aosta	3	0,10	324	5	3	0,12	401	6
Piemonte	12	2,29	8.104	84	12	2,35	8.141	83
Liguria	15	2,40	11.794	67	15	2,45	12.872	71
Lombardia	16	2,86	8.164	58	16	3,31	8.799	59
Trentino Alto Adige	2	0,27	784	8	2	0,30	830	8
Veneto	4	0,18	930	12	4	0,20	1.005	14
Friuli Venezia Giulia	3	1,19	1.953	9	3	1,15	2.009	9
Emilia Romagna	15	2,58	10.223	47	17	2,74	10.165	49
Toscana	20	5,30	24.469	149	19	5,66	25.005	146
Lazio	15	2,11	15.077	54	14	2,20	15.626	52
Marche	14	0,77	3.278	38	14	0,82	3.068	38
Umbria	12	0,71	4.245	37	11	0,75	4.413	36
Abruzzo	8	0,50	4.074	15	8	0,47	4.158	15
Molise	2	0,05	224	2	2	0,08	247	2
Campania	5	0,70	3.459	13	5	0,70	3.560	13
Puglia	1	0,04	120	1	1	0,04	129	1
Basilicata	3	0,37	1.394	5	3	0,36	1.409	5
Calabria	2	0,26	2.030	6	2	0,25	2.023	6
Sicilia	3	0,06	247	4	3	0,06	254	4
Sardegna	8	12,56	40.231	77	7	13,67	44.634	82
ITALIA	**163**	**35,28**	**141.124**	**691**	**161**	**37,65**	**148.748**	**699**

(A) In questa colonna gli operatori sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

L'estensione delle reti e il loro assetto proprietario sono illustrati nella tavola 3.38, che mostra come nel complesso siano in esercizio in Italia 4.300 km circa di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale (di cui 3.650 km alimentati a GPL). Il confronto con i dati raccolti sul 2009 evidenzia una crescita dell'estensione delle reti di circa 300 km. La maggior parte delle infrastrutture appartiene agli esercenti. I Comuni risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è dell'8,8% (la somma delle quote proprietarie può non risultare pari al 100% per la presenza in alcune regioni di altri soggetti proprietari).

TAV. 3.38

Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2010

Estensione in km e quote percentuali di proprietà

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Valle d'Aosta	-	11,4	-	87,4	12,6
Piemonte	-	177,8	89,0	96,5	3,5
Liguria	-	169,5	82,7	97,1	-
Lombardia	-	90,2	109,6	96,2	1,5
Trentino Alto Adige	-	20,9	-	100,0	-
Veneto	-	30,2	2,6	100,0	-
Friuli Venezia Giulia	-	1,2	52,6	80,5	19,5
Emilia Romagna	-	128,9	141,4	97,6	-
Toscana	1,1	259,7	324,6	100,0	-
Lazio	-	186,2	207,3	99,4	-
Marche	-	42,1	60,1	77,0	18,2
Umbria	-	67,3	86,6	88,2	11,8
Abruzzo	-	68,8	5,4	80,4	19,6
Molise	-	2,3	4,2	100,0	-
Campania	-	73,5	49,3	100,0	-
Puglia	-	6,8	-	100,0	-
Basilicata	-	3,6	36,4	100,0	-
Calabria	-	60,6	-	100,0	-
Sicilia	-	9,4	-	100,0	-
Sardegna	7,5	880,9	787,2	52,2	18,3
ITALIA	**8,7**	**2291,4**	**2038,8**	**79,2**	**8,8**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La forma giuridica più adottata tra le imprese di vendita è quella della Società a responsabilità limitata - Spa (41 casi su 82); la seconda forma giuridica più utilizzata tra i venditori, con o senza distribuzione, è la Società per azioni - Srl (34 casi su 82). Spa e Srl sono le forme prevalenti anche tra i distributori "puri", i soggetti cioè che non operano nella vendita: 13 casi di Spa e 7 casi di Srl su 21.

La dimensione delle imprese che effettuano la distribuzione e/o la vendita di GDGN è mediamente piuttosto ridotta (Tav. 3.39). Sono 62 le imprese del settore, ovvero il 75% delle 83 società che nell'Indagine hanno risposto alla domanda sulla consistenza del personale dedicato alle attività regolate dall'Autorità [1], che impiegano meno di 10 addetti e tra queste ve ne sono ben 39 che risultano operare con 1 o addirittura

[1] Si ricorda che il numero degli addetti richiesto nell'Indagine annuale è riferito al personale dipendente (a tempo pieno, a part time, con contratto di formazione e lavoro ecc.) e indipendente (collaborazione coordinata e continuativa, prestazione d'opera occasionale ecc.) che al 31 dicembre 2010 era complessivamente impiegato nelle attività regolate (stabilite dall'art. 4, lett. da a) a u), del *Testo integrato di unbundling* (allegato alla delibera n. 11/07), eventualmente riproporzionato per tener conto del personale condiviso tra più attività. Se, per ipotesi, una certa impresa svolge l'attività di distribuzione di gas e di energia elettrica, il numero di addetti che deve indicare nel questionario è dato dalla somma del personale impiegato in entrambe queste attività, escludendo, invece, quello impiegato dall'impresa, ma non direttamente imputabile a tali attività.

con 0 addetti. Si tratta di imprese che hanno completamente appaltato all'esterno le proprie attività di erogazione di GDGN, spesso operanti in altri business, più o meno contigui all'attività in esame. Sono soltanto 10 le imprese che impiegano più di 50 persone. Le classi di imprese più rilevanti sono quelle con 0 addetti e quelle con un numero di addetti compreso tra 2 e 9; esse distribuiscono, rispettivamente, il 53% e il 19,5% dei volumi complessivi al 47% e al 22,3% dei clienti serviti.

TAV. 3.39

Dimensioni delle imprese che distribuiscono gas diversi dal gas naturale per classi di addetti

Volumi in M(m^3)

CLASSE DI ADDETTI	NUMERO SOGGETTI	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	VOLUMI EROGATI	CLIENTI SERVITI
0	22	0	17,1	64.594
1	17	1	2,3	11.080
2-9	23	4	6,3	30.529
10-19	3	14	2,1	10.344
20-49	8	29	1,4	8.844
50-249	4	130	1,1	4.742
Oltre 249	6	1.204	1,8	7.022
TOTALE IMPRESE	**83**	**98**	**32,1**	**137.155**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La distribuzione dei GDGN non risulta complessivamente molto concentrata (Tav. 3.40) anche se il livello della concentrazione appare in lieve aumento rispetto allo scorso anno. La quota dei primi tre operatori nel 2010 è salita al 40,4% dei volumi complessivamente erogati dal 38,2% nel 2009. Le prime cinque imprese contano per il 52,4% (49,8% nel 2009). Occorre però sommare le quote dei primi 15 operatori per superare il 70% dei volumi distribuiti in totale. Nel 2010, come nel 2009, il primo operatore è Isgas, che conta per il 15,8% dell'intero mercato; con il 12,8% la seconda impresa è Mediterranea Energia Ambiente (o Medea), mentre Eni è scivolata al terzo posto con il 12% scarso. Nel 2009 l'ordine dei primi tre operatori vedeva sempre Isgas al primo posto, seguita da Eni e poi da Medea.

La distribuzione del solo GPL risulta ancor meno concentrata: nel 2010 i primi tre operatori (nell'ordine Liquigas con il 14,2%, Eni con l'11,6% e Fontenergia con il 4,5%) hanno distribuito il 30,3% del totale; i primi cinque (che si ottengono aggiungendo Estra GPL e Carbotrade) il 38,7%, mentre la quota dei primi 15 è pari al 62,7%. Le cifre risultano molto stabili rispetto all'anno precedente.

TAV. 3.40

Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2009 e nel 2010

Volumi in M(m^3)

SOCIETÀ	2009	2010	QUOTA %
Isgas	4,7	5,9	15,8
Mediterranea Energia Ambiente (in sigla Medea)	4,3	4,8	12,8
Eni	4,4	4,4	11,8
Liquigas	3,0	3,4	9,1
Fontenergia	1,1	1,1	2,9
Estra GPL	1,1	1,0	2,7
Carbotrade Gas	1,1	1,0	2,6
Beyfin	0,7	0,8	2,1
G.P. Gas	0,7	0,8	2,0
Italgas	0,6	0,7	1,8
Goldengas	0,6	0,6	1,6
Lunigas I.F.	0,5	0,6	1,6
Totalgaz Italia	0,6	0,6	1,6
Sarda Reti Gas	0,4	0,5	1,5
Enel Rete Gas	0,5	0,5	1,5
Socogas	0,5	0,5	1,4
Società italiana gas liquidi	0,4	0,5	1,2
Magigas	0,4	0,4	1,2
Liguria Gas	0,4	0,4	1,1
Bragas	0,4	0,4	1,1
Altri	8,8	8,5	22,5
TOTALE	**35,3**	**37,7**	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto e GNL

Con la delibera 30 novembre 2010, ARG/gas 218/10, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, e il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas in vigore per l'anno solare 2011. I nuovi livelli delle tariffe di trasporto (e misura) sulla RGN e sulla rete regionale (Tav. 3.41) sono stati determinati a seguito della verifica delle proposte tariffarie che le imprese di trasporto hanno sottoposto all'Autorità ai sensi della delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09.

Dall'1 gennaio 2011 vengono inoltre applicate dall'impresa di trasporto ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale le componenti tariffarie GS_T e RE_T che

sono state istituite dalla delibera 25 giugno 2010, ARG/com 93/10, a partire dall'1 luglio 2010. In particolare:

- la componente GS_T è destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico;
- la componente RE_T è destinata a finanziare il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

I criteri e le modalità di applicazione di tali componenti sono stati definiti con la delibera 18 ottobre 2010, ARG/gas 177/10. In particolare, è previsto che tali componenti, espresse in c€/m^3, vengano applicate dall'impresa di trasporto ai quantitativi di gas riconsegnati all'utente del servizio di trasporto nei punti di riconsegna che alimentano clienti finali diretti allacciati alle reti regionali di gasdotti, quali componenti addizionali delle tariffe di trasporto. La delibera ARG/gas 177/10 stabilisce inoltre che il dimensionamento delle componenti GS_T e RE_T sia effettuato in modo da recuperare, entro l'anno solare 2011, il gettito non riscosso nel periodo 1 luglio - 31 dicembre 2010. Il valore delle componenti GS_T e RE_T è stabilito trimestralmente dall'Autorità. Per il secondo trimestre 2011, il valore della componente GS_T è pari a 0,1714 c€/m^3, quello per la componente RE_T è pari a 0,5138 c€/m^3.

TAV. 3.41

Tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2011

Corrispettivi unitari (commodity); €/S(m^3)

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV	0,003168
CV^P	0,000261

Corrispettivi unitari di capacità sulla RNG; €/anno/S(m^3)/giorno

CP_i – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA			
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	2,776370	Tarvisio	0,849238
Gela	2,542428	Gorizia	0,724546
Passo Gries	0,421840		
2 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	0,604775	GNL Cavarzere	0,453316
Hub stoccaggio			
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,163796		
60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento			
Casteggio, Caviaga, Fornovo, Ovanengo, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Soresina, Trecate	0,065189	Casalborsetti, Collalto, Medicina, Muzza, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido Adriano, Santerno, Spilamberto B.P., Vittorio V. (S. Antonio)	0,197781
Calderasi/Monteverdese, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	1,055072	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Reggente, Santo Stefano Mare	0,399184
Rubicone	0,220219	Falconara, Fano	0,342407
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, San Benedetto del Tronto, Settefinestre-Passatempo	0,352755	Candela, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,499036
Crotone, Hera Lacinia	1,527623	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	2,367470

TAV. 3.41 SEGUE

Tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2011

Corrispettivi unitari (commodity); €/S(m³)

Corrispettivi unitari di capacità sulla RNG; €/anno/S(m³)/giorno

Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale; €/anno/S(m³)/giorno

Corrispettivi transitori per il servizio di misura; €/anno/S(m³)/giorno

CP_{ui} – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA					
5 punti di interconnessione con le esportazioni					
Bizzarone		2,637864	Passo Gries		1,674440
Gorizia		0,907274	Tarvisio		0,346153
Rep. San Marino		1,785560			
Hub stoccaggio					
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio		0,383436			
6 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale					
Nord occidentale	NOC	1,203523	Centro-Sud orientale	SOR	0,884048
Nord orientale	NOR	0,967840	Centro-Sud occidentale	SOC	0,697662
Centrale	CEN	0,950592	Meridionale	MER	0,631117

CR_i	
Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale	1,201596

CM^T	
Corrispettivo transitorio per il servizio di misura	0,059114

Per il servizio di rigassificazione di GNL l'anno termico in corso 2010-2011 è il penultimo del terzo periodo regolatorio, definito dalla delibera 7 luglio 2008, ARG/Gas 92/08. Ai sensi di tale delibera, le imprese di rigassificazione presentano all'Autorità, entro il 31 maggio di ogni anno, le proprie proposte tariffarie relative all'anno termico successivo. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, l'Autorità ha definito (delibera 19 luglio 2010, ARG/gas 108/10) la tariffa per il servizio di rigassificazione relativa all'anno termico 2009-2010 per le società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico (Tav. 3.42).

In aggiunta ai servizi di rigassificazione veri e propri, per consentire l'approdo delle navi e l'effettiva immissione di GNL presso il proprio terminale di rigassificazione di Porto Viro (Rovigo), la società Terminale GNL Adriatico offre, inoltre, servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio al di fuori di un ambito portuale (che non sono regolati dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti). In base a quanto stabilito dalla delibera ARG/gas 92/08, anche per questi servizi ulteriori il prezzo deve essere definito sulla base dei costi sottostanti alla loro erogazione. Pertanto, le condizioni economiche relative ai servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio, al pari di quelle che riguardano i servizi di rigassificazione, devono essere sottoposte all'approvazione dell'Autorità, che le valuta anche al fine di garantire condizioni di accesso trasparenti e non discriminatorie agli utenti del terminale di rigassificazione. Dopo aver esaminato la proposta tariffaria ricevuta dalla società Terminale GNL Adriatico, l'Autorità ha quindi approvato la tariffa per i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio presso questo terminale per l'anno termico 2010-2011, che è stata fissata in 152.233,67 €/approdo (delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 118/10).

TAV. 3.42

Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali di Panigaglia e Rovigo per l'anno termico 2010-2011

CORRISPETTIVO	PANIGAGLIA		ROVIGO	
	SERVIZIO CONTINUATIVO[A]	SERVIZIO SU BASE SPOT[B]	SERVIZIO CONTINUATIVO[A]	SERVIZIO SU BASE SPOT[B]
C_{qs} - Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL (€/m³ liquido)	4,943744	3,460621	36,036125	25,225287
C_{na} - Corrispettivo unitario associato agli approdi (€/approdo)	33.568,637014	33.568,637014	621.999,991459	621.999,991459
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati (€/GJ)				
CVL	0,027305	0,027305	0,204820	0,204820
CVL^P	0,000147	0,000147	-	-
CVL^U	0,003632	0,003632	-	-
Quota a copertura di consumi e perdite corrisposta dall'utente del terminale per metro cubo consegnato	1,8%	1,8%	0,8%	0,8%

(A) Il servizio di rigassificazione continuativo è il servizio di rigassificazione che prevede la consegna del GNL secondo la programmazione mensile delle consegne.

(B) Il servizio di rigassificazione *spot* è il servizio di rigassificazione erogato con riferimento a una singola discarica da effettuarsi in data prestabilita individuata dall'impresa di rigassificazione a seguito della programmazione mensile delle consegne.

Stoccaggio

Con la delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10, è stata approvata la seconda parte del *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2011-2014* (TUSG), relativa alla *Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014* (RTSG). Con la RTSG sono entrati in vigore, quindi, i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio per il nuovo periodo di regolazione 2011-2014.

Con la delibera 22 novembre 2010, ARG/gas 202/10, a seguito della verifica dei dati inviati dai due operatori nazionali che operano in questa fase, vale a dire Stoccaggi Gas Italia (Stogit) ed Edison Stoccaggio, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie presentate dalle due imprese, fissando i corrispettivi specifici d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2011 (Tav. 3.43), ai sensi della delibera ARG/gas 119/10.

TAV. 3.43

Corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio per l'anno 2011

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio f_S	€/GJ/anno	0,189415
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f_{PI}	€/GJ/giorno	7,197277
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f_{PE}	€/GJ/ giorno	10,976326
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas CVS	€/GJ	0,084660
Corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f_D	€/GJ/anno	0,160289
Componente US_1 a copertura degli eventuali squilibri di perequazione	€/GJ/anno	0
Componente US_2 a copertura del contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio	€/GJ/anno	0,002551

Distribuzione

Dall'1 gennaio 2009 è entrata in vigore la *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas* (RTDG) valida per il periodo di regolazione 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2012, approvata con la delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08. Le componenti delle tariffe obbligatorie dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale per l'anno 2011 sono state fissate con la delibera 14 dicembre 2010, ARG/gas 235/10.
Ai sensi di quanto previsto dalla RTDG, la società di distribuzione deve offrire alle controparti una tariffa obbligatoria, differenziata per ambito tariffario.
I sei ambiti tariffari sono:

- ambito Nord occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- ambito Nord orientale, comprendente le regioni: Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna;
- ambito Centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- ambito Centro-Sud orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata;
- ambito Centro-Sud occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- ambito Meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

La tariffa di distribuzione e misura è composta da una quota fissa $\tau 1$ (Tav. 3.44), scomposta nei tre elementi relativi alla distribuzione ($\tau 1$ dis), misura ($\tau 1$ mis) e commercializzazione ($\tau 1$ cot) e da una quota variabile $\tau 3$ (Tav. 3.45), differenziata per scaglione di consumo. Vi sono poi altre componenti aggiuntive, espresse in c€/m^3, che variano trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel II trimestre 2011), quali:

- UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di possibili conguagli (0,1000);
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati (0,1135);
- RE, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale (0,3050);
- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,0100).

TAV. 3.44

Articolazione della quota fissa $\tau 1$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2011

€/punto di riconsegna/anno

COMPONENTI	AMBITO					
	NORD OCCIDENTALE	NORD ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
$\tau 1$ (dis)	47,12	40,11	43,24	38,42	44,12	54,94
$\tau 1$ (mis)	14,05	12,46	11,86	11,39	12,58	14,40
$\tau 1$ (cot)	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76

TAV. 3.45

Articolazione della quota variabile $\tau 3$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2011

c€/m^3; scaglioni di consumo in m^3/anno

SCAGLIONE DI CONSUMO	AMBITO					
	NORD OCCIDENTALE	NORD ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
0-120	0	0	0	0	0	0
121-480	7,5784	6,1630	8,3797	10,9380	13,2943	19,8525
481-1.560	6,9336	5,6408	7,6697	10,0113	12,1679	18,1705
1.561-5.000	6,9336	5,6408	7,6697	10,0113	12,1679	18,1705
5.001-80.000	5,1852	4,2168	5,7335	7,4839	9,0961	13,5833
80.001-200.000	2,6267	2,1361	2,9044	3,7911	4,6078	6,8809
200.000-1.000.000	1,3620	1,1076	1,5060	1,9658	2,3892	3,5678
Oltre 1.000.000	0,3794	0,3085	0,4195	0,5476	0,6656	0,9939

Prezzi del mercato libero

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2010 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale è stato pari a 34,85 c€/m^3 (Tav. 3.46). Lo stesso prezzo nel 2009 era risultato pari a 36,59 c€/m^3. Complessivamente, dunque, il costo del gas è diminuito in Italia del 4,8%.

TAV. 3.46

Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale

c€/m^3

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTE	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
MERCATO TUTELATO	**33,65**	**35,36**	**41,71**	**43,15**	**47,36**	**48,84**	**44,73**
Inferiori a 5.000 m^3	35,32	37,01	43,39	44,59	48,57	49,49	46,56
Tra 5.000 e 200.000 m^3	30,44	32,12	38,21	39,16	43,55	46,57	38,37
Tra 200.000 e 2.000.000 m^3	27,04(A)	29,39(A)	32,99(A)	33,75	38,90	46,30	34,71
Tra 2.000.000 e 20.000.000 m^3	27,04(A)	29,39(A)	32,99(A)	33,28	38,89	36,04	29,00
Superiori a 20.000.000 m^3	27,04(A)	29,39(A)	32,99(A)	-	-	-	-
MERCATO LIBERO	**18,76**	**23,23**	**28,55**	**28,13**	**36,01**	**30,89**	**30,52**
Inferiori a 5.000 m^3	32,99	31,95	42,70	41,01	44,62	43,77	45,92
Tra 5.000 e 200.000 m^3	27,24	29,76	35,78	37,10	42,19	42,17	38,60
Tra 200.000 e 2.000.000 m^3	18,46(A)	23,00(A)	28,08(A)	30,86	37,39	32,99	31,25
Tra 2.000.000 e 20.000.000 m^3	18,46(A)	23,00(A)	28,08(A)	27,85	35,11	29,70	27,63
Superiori a 20.000.000 m^3	18,46(A)	23,00(A)	28,08(A)	26,39	34,90	27,89	28,95
TOTALE MERCATO	**23,13**	**26,89**	**32,68**	**32,29**	**39,25**	**36,59**	**34,85**

(A) Fino al 2006 il prezzo veniva rilevato per la classe di clienti con consumi superiori a 200.000 m^3. I dati non sono quindi confrontabili con i valor successivi

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

I clienti del mercato tutelato hanno pagato il gas in media 44,73 c€/m^3, mentre 30,52 c€/m^3 è risultato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero; il differenziale di prezzo sui due mercati è dunque stimabile in circa 14 c€/m^3. Nel 2009 il valore del differenziale aveva toccato un punto di massimo relativo intorno ai 18 c€/m^3. Poiché il prezzo sul mercato libero è diminuito rispetto all'anno precedente in misura inferiore se confrontato con quanto si è ridotto il prezzo sul mercato tutelato, il raffronto con i dati relativi al 2009 mostra che la forbice di prezzo tra i due mercati si è ridotta, riportandosi intorno ai livelli registrati tra il 2007 e il 2008. L'entità della differenza di prezzo pagato sui due mercati è tendenzialmente imputabile: alla dimensione media dei clienti che, come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato finale (vedi Tav. 3.31), sul libero è più elevata; alla maggiore presenza nel mercato libero di clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto[16] che non pagano la componente di distribuzione; alla presenza, sul libero, di un sistema di prezzi più flessibile, nel quale le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni dei combustibili internazionali, mentre il meccanismo di tutela creato dall'Autorità (legato alla variazione di una media mobile molto lunga di un paniere di prezzi e rivisto nel 2010 in

16 Il 96,5% dei consumi del settore "domestico + condominio uso domestico + commercio e servizi" viene prelevato dalle reti di distribuzione, mentre nel caso di "industria + generazione elettrica" l'81,5% dei consumi è prelevato direttamente dalla RNG o regionale.

senso ancor più calmierante) è in grado di attenuare gli aumenti in periodi di forte crescita della materia prima.

L'analisi dei risultati per dimensione dei clienti conferma, come negli scorsi anni, che i clienti del mercato tutelato pagano più di quelli del mercato libero con analoghi profili di consumo; inoltre, al crescere delle dimensioni dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, vi è una propensione del prezzo a ridursi in misura maggiore nel caso dei clienti liberi.

I clienti più piccoli del mercato tutelato, con consumi inferiori a 5.000 m^3/anno, risultano pagare mediamente 46,56 c€/m^3. Questo prezzo è simile al valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura calcolate per un cliente domestico che consuma 1.400 m^3/anno, che nel 2010 era pari a 44,74 c€/m^3 (e, comprensivo di imposte, pari a 72,34 c€/m^3). La differenza è presumibilmente da imputare alla scelta di contratti a prezzo fisso o che offrano diverse condizioni, ma anche al fatto che il mercato libero tende a concentrarsi sui consumi alti di questa fascia di consumo.

Sempre analizzando i clienti del mercato tutelato si può osservare come al crescere dei consumi il prezzo scenda sensibilmente; il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi clienti si amplia da un minimo di 8,19 sino a 17,55 c€ in corrispondenza della classe di consumo 2.000.000-20.000.000 m^3. La classe di clienti in assoluto più elevata, quella con consumi superiori a 20 M(m^3), non è ovviamente rappresentata sul mercato tutelato. Giova ricordare che la presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m^3 è dovuta all'esistenza di quei clienti che, pur avendo facoltà di cambiare fornitore, non hanno ancora effettuato una scelta in tal senso e sono dunque rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali protette dall'Autorità. Peraltro, come si è visto nel paragrafo relativo al mercato al dettaglio, il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato sono relativamente bassi e si stanno assottigliando nel tempo; inoltre, in base alle norme stabilite dal TIVG, i clienti non domestici (e pure i condomini con uso domestico che consumano più di 200.000 m^3 all'anno) da ottobre 2011[17], al più tardi, dovranno obbligatoriamente passare al mercato libero.

Nel mercato libero la dimensione del cliente incide in misura maggiore sul prezzo di offerta: i clienti di più piccole dimensioni risultano infatti pagare 16,96 c€/m^3 in più dei grandi consumatori, i quali ottengono il gas mediamente a 28,95 c€/m^3. Come già segnalato, bisogna comunque tenere presente che l'incidenza dei costi di distribuzione è molto maggiore per i piccoli consumi: questa componente può spiegare la maggior parte delle differenze rilevate tra le varie classi di consumo. Inoltre, i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore termicità che comporta oneri di stoccaggio e maggiori costi di trasporto.

Interessante è anche osservare lo spaccato dei prezzi medi non soltanto per tipologia di contratto e dimensione dei clienti, ma anche per settore di consumo, come avviene nella tavola 3.47.

TAV. 3.47

Prezzi di vendita al mercato finale per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2010

c€/m^3

MERCATO E SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m^3)					
	< 5.000	5.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	TOTALE
MERCATO TUTELATO	**46,56**	**38,37**	**34,71**	**29,00**	**-**	**44,73**
Domestico	46,73	39,56	34,63	25,64	-	46,39
Condominio uso domestico	43,06	37,96	35,65	-	-	38,53
Commercio e servizi	44,20	38,34	34,48	-	-	40,13
Industria	43,98	38,26	32,89	28,13	-	39,25
Generazione elettrica	48,52	36,37	34,27	33,72	-	34,73
MERCATO LIBERO	**45,92**	**38,60**	**31,25**	**27,63**	**28,95**	**30,52**
Domestico	46,93	38,59	33,33	31,02	-	44,47
Condominio uso domestico	43,76	39,15	36,46	34,95	-	38,96
Commercio e servizi	44,46	39,03	32,61	29,48	27,55	36,78
Industria	43,28	37,19	30,70	27,21	26,70	28,47
Generazione elettrica	37,44	35,22	31,85	29,40	29,80	29,82
TOTALE MERCATO	**46,50**	**38,49**	**31,31**	**27,64**	**28,95**	**34,85**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

17 Come ha stabilito la delibera 6 maggio 2010, ARG/gas 64/10.

Anche questa elaborazione dei dati (sempre provvisoria, come le precedenti) conferma, con l'eccezione dei consumi più bassi (al di sotto dei 200.000 m^3), le aspettative su andamenti e ordini di grandezza: i clienti del mercato tutelato pagano tendenzialmente di più di quelli del mercato libero del medesimo settore di consumo e con profili di consumo analoghi; inoltre, all'interno dei diversi settori di consumo, al crescere della dimensione dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti liberi.

Diversamente dal passato si osserva che nel 2010 i clienti con consumi ridotti serviti sul mercato libero, sia domestici, sia i condomini con uso domestico, sia quelli del settore commerciale, hanno pagato un prezzo in linea o lievemente superiore ai corrispondenti serviti sul mercato tutelato. Come si è detto, è probabile che le formule di offerta sul mercato libero, fortemente indicizzate al prezzo del petrolio, abbiano lievemente penalizzato i consumatori che le hanno scelte.

Considerando tutte le classi di consumo, si osserva che i differenziali di prezzo tra clienti tutelati e clienti liberi, nell'ambito del medesimo settore di consumo, tendono ad ampliarsi (o i vantaggi a ridursi) via via che si passa dai domestici ai generatori termoelettrici, essendovi sottostante un parallelo ampliamento dei consumi medi.

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

A partire da gennaio 2011 l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha apportato un'ampia revisione alla rilevazione dell'inflazione. Il paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC) utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione viene rivisto ogni anno, per aggiornarne tanto il sistema di ponderazione, quanto la lista dei beni e dei servizi che ne fanno parte. L'ultima modifica, tuttavia, è stata più ampia perché oltre a effettuare i consueti cambiamenti, l'Istat ha variato l'anno di riferimento degli indici, passato da 1995=100 a 2010=100; inoltre, gli indici vengono ora calcolati secondo un nuovo e più articolato schema di classificazione della spesa per consumi[18] definito a livello europeo. Il nuovo schema classificatorio adottato prevede l'introduzione di due ulteriori livelli di disaggregazione prima inesistenti: le Sottoclassi di prodotto e i Segmenti di consumo. Da gennaio 2011, la classificazione dei prodotti si articola quindi in cinque livelli via via più disaggregati, che nell'ordine sono: Divisioni, Gruppi di prodotto, Classi di prodotto, Sottoclassi di prodotto e Segmenti di consumo. Questi ultimi due livelli hanno sostituito il quello più elementare utilizzato fino allo scorso anno che era quello delle Voci di prodotto.

Per quanto riguarda le Voci di prodotto di interesse dell'Autorità tradizionalmente commentate nella *Relazione Annuale*, è da segnalare la sostituzione del nuovo segmento di consumo "Energia elettrica" con la precedente voce "Energia elettrica". Per quanto riguarda il gas la nuova disaggregazione comporta la sostituzione tra la precedente voce di prodotto "Gas" con la Classe di prodotto "Gas". Dall'attuale Classe di prodotto "Gas" è stato però ulteriormente enucleato il segmento di consumo "Gas di città e gas naturale" che è propriamente il "prodotto" regolato dall'Autorità. L'incidenza di quest'ultimo all'interno della classe di prodotto "Gas" è preponde-

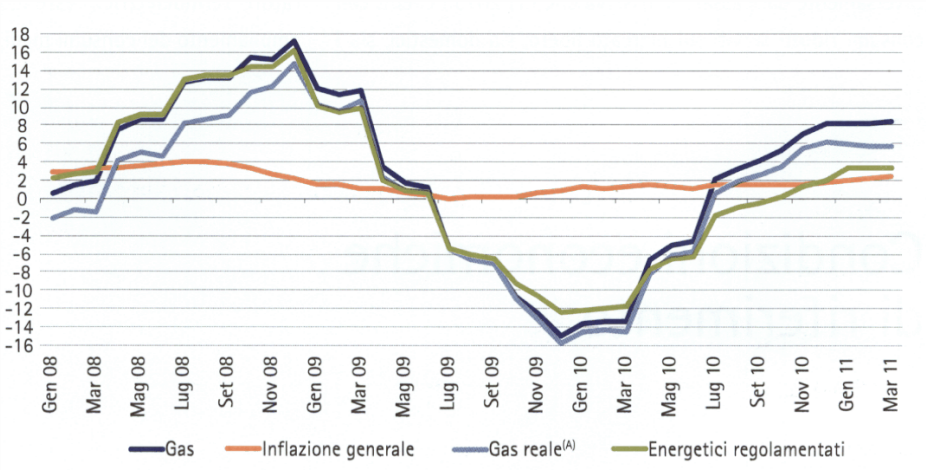
18 La classificazione della spesa per consumi adottata per gli indici dei prezzi al consumo è quella internazionale COICOP (*Classification of Individual Consumption by Purpose*).

rante, essendo pari a 2,20% il peso della classe di prodotto "Gas" e pari all'1,96% quello del segmento "Gas di città e gas naturale" sul paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC) al netto dei tabacchi. Naturalmente, poiché il segmento "Gas di città e gas naturale" è nuovo, non si può raccordarlo al passato e nemmeno è possibile calcolarne il tasso di variazione tendenziale. Esso è però inserito anche nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati" che comprende l'insieme (esclusivo) dei due segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire l'"Energia elettrica" e il "Gas di città e naturale". Diviene quindi interessante osservare anche questa tipologia di prodotto, in attesa di disporre di dati sufficienti a poter calcolare le variazioni, anno su anno, del segmento più elementare.

FIG. 3.12

Inflazione generale, del gas e dei beni energetici regolamentati a confronto dal 2008 al 2011

Variazioni anno su anno degli indici di prezzo al consumo



(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

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

Come ampiamente descritto nel Capitolo 1, le quotazioni internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi stanno crescendo, seppure con alcuni momenti di pausa, dall'inizio del 2009. Dai 40$/barile registrati a dicembre 2008, il prezzo del greggio Brent è tornato a quotare intorno ai 75 $/barile alla fine del 2009, per arrivare intorno ai 92 $/barile al termine del 2010. In media d'anno il prezzo del petrolio è aumentato del 28,8% nel 2010. Il contemporaneo deprezzamento dell'euro, il cui valore si è ridotto quasi del 5% rispetto al dollaro statunitense, ha amplificato la crescita della materia prima, il cui costo sul mercato europeo è aumentato nel 2010 del 36,6%. La corsa del Brent è proseguita nei primi mesi del 2011 e a un ritmo anche più intenso. La variazione tendenziale aprile 2011 su aprile 2010 evidenzia un rincaro del prezzo in dollari del 45,4%. Fortunatamente, da marzo il cambio è tornato ad apprezzarsi, per cui il tasso di crescita tendenziale del prezzo in euro ad aprile 2011 mostra un più contenuto 35,1%. Grazie anche ai meccanismi di indicizzazione, che consentono di smussare i picchi dei prezzi dei combustibili e di recepirli comunque con un discreto ritardo temporale, la ripresa delle quotazioni internazionali del greggio ha cominciato a riverberarsi nell'andamento del prezzo del gas dall'inizio del 2010, quando l'indice e il relativo tasso d'inflazione (che si misura ogni mese calcolando la variazione del prezzo rispetto allo stesso mese dell'anno precedente) hanno iniziato a salire pressoché ininterrottamente, mentre erano scesi costantemente per tutto il 2009. Pur aumentando, la dinamica inflattiva è però rimasta su valori negativi per metà dell'anno, dopo aver

raggiunto un punto di minimo relativo nel dicembre 2009 quando toccò il –15% (Fig. 3.12).

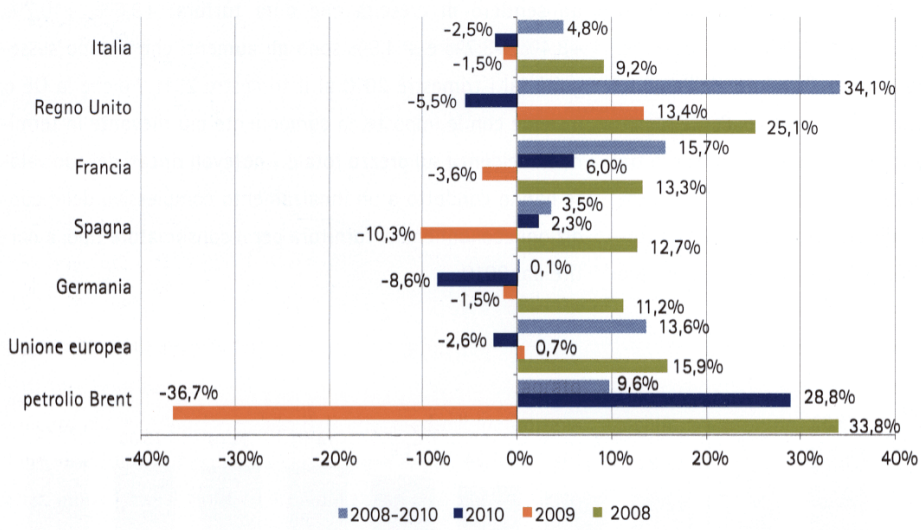
Per questo motivo, in ragione d'anno la variazione del prezzo del gas è risultata anche nel 2010 negativa e pari a –2,5%, che ha seguito il –1,5% del 2009. Poiché nei due anni considerati il livello generale dei prezzi è invece aumentato (dello 0,7% nel 2009, seguito dall'1,5% nel 2010), le riduzioni appena viste risultano superiori, cioè pari rispettivamente al –2,2% e al –4%, se valutate in termini reali.

Come si è visto nel Capitolo 2, negli ultimi due anni anche la dinamica dell'energia elettrica ha registrato valori sempre negativi, pur tornando a crescere dall'inizio del 2011. Questo andamento ha consentito di calmierare l'andamento dell'indice relativo ai "Beni energetici regolamentati" che, come detto poco sopra, comprende i segmenti elementari dell'"Energia elettrica" e del "Gas di città e gas naturale" (Fig. 3.12). Infatti, mentre l'inflazione del gas è tornata su valori positivi da luglio 2010, quella degli energetici regolamentati ha toccato lo zero a ottobre 2010. Il combinarsi dei due prodotti ha consentito di offrire un contributo negativo all'inflazione generale sino alla fine del 2010.

FIG. 3.13

Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente



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

L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere osservato anche nel confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 3.13). Quest'analisi mostra per il 2010 come nonostante l'aumento del 28,8% del prezzo del petrolio, quello del gas abbia registrato riduzioni più o meno consistenti in tre dei cinque paesi considerati. La discesa del prezzo italiano, pari a –2,5%, appare perfettamente in linea con la media dei paesi dell'Unione europea (–2,6%), mentre riduzioni più significative si sono manifestate nel Regno Unito (–5,5%) e più ancora in Germania (–8,6%). In controtendenza la Spagna, dove si è rilevato un aumento del 2,3% e soprattutto la Francia, dove l'aumento è risultato pari al 6,0%.

Una relativa maggior concordia nei segni delle variazioni si era osservata nei dati del 2009: a fronte di un calo del 36,7% del prezzo del petrolio, quello del gas ha registrato riduzioni più o meno consistenti in quattro dei cinque paesi considerati (–1,5% in Italia e in Germania, –3,6% in Francia, –10,3% in Spagna). L'unico paese in controtendenza è risultato il Regno Unito, dove si è rilevato un rincaro del 13,4%. Nella media dei 27 paesi dell'Unione europea il prezzo del gas ha evidenziato una lieve crescita, pari allo 0,7%.

Prezzo medio nazionale per il consumatore domestico tipo

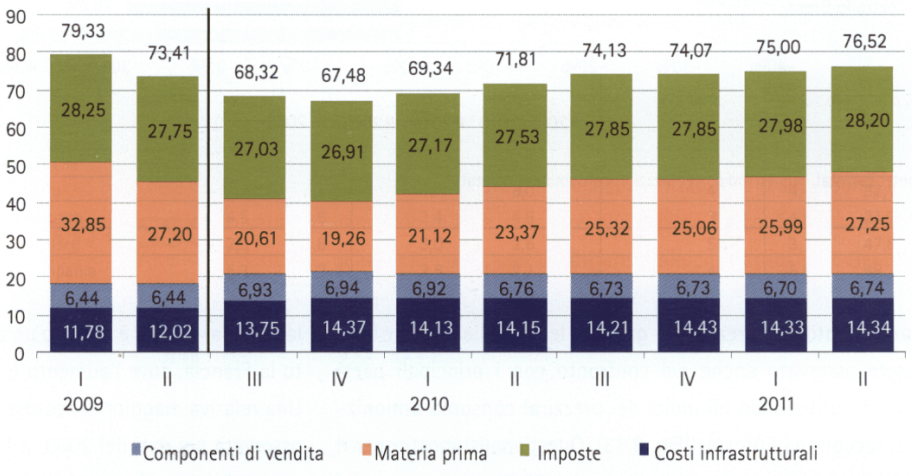
Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo medio nazionale per un consumatore domestico tipo, caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m^3 e un impianto di riscaldamento autonomo (Fig. 3.14). Come spiegato in dettaglio nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, fino al II trimestre 2009 tale prezzo era calcolato (per il consumatore puntuale indicato) come media nazionale delle condizioni economiche di fornitura[19], differenziate localmente, che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie, accanto a eventuali altre proprie condizioni. A partire dal III trimestre 2009 il calcolo è stato riformulato, utilizzando un valore medio nazionale per tutte le componenti variabili localmente, tranne che nel caso della distribuzione. Per tale componente viene impiegato il valore dell'ambito Nord orientale, considerato il più rappresentativo. Per le ragioni appena illustrate non è corretto effettuare un confronto tra i valori relativi ai primi due trimestri del 2009 e quelli successivi delle condizioni economiche di fornitura per il consumatore tipo individuato dall'Autorità, né, ancor meno, della sua componente relativa alla copertura del costo della distribuzione (nella figura ricompresa tra i costi infrastrutturali).

Come si è detto anche nel paragrafo precedente, grazie ai meccanismi di indicizzazione, che consentono di smussare i picchi dei prezzi dei combustibili e di recepirli comunque con un discreto ritardo temporale, il marcato aumento che le quotazioni internazionali del greggio hanno evidenziato nel 2009 ha cominciato a riflettersi nell'andamento della componente a copertura dell'acquisto della materia prima (componente QE) dall'inizio del 2010. Nel IV trimestre 2009 la componente materia prima ha segnato infatti l'ultima variazione in diminuzione (–6,6%) rispetto al trimestre precedente; poi, con un'unica eccezione nel IV trimestre 2010 (–1%), ha imboccato un sentiero di crescita che dura tuttora: +9,6%, +10,7%, +8,4%, +3,7% e + 4,8% sono gli aumenti che si sono susseguiti dal I trimestre 2010 al II trimestre 2011. Poiché la QE è, insieme con le imposte, la componente più rilevante in termini di incidenza sul prezzo totale, i notevoli rincari del suo valore hanno condotto a un innalzamento complessivo delle condizioni economiche di fornitura per il consumatore tipo, a partire dal 2010.

FIG. 3.14

Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

c€/m^3; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m^3



19 Definite con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138/03.

In corso d'anno i vari aumenti che si sono susseguiti sulla QE sono stati talvolta attutiti da contemporanee riduzioni nelle altre componenti. Il rincaro del 9,6% della componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima verificatosi nel primo trimestre del 2010, per esempio, è stato in parte compensato dalla contemporanea riduzione (-1,2%) della componente a copertura dei costi di distribuzione e da quella relativa alla revisione del costo di trasporto (-3,9%) che si è avuta per l'entrata in vigore del nuovo periodo di regolazione di questa fase. Nell'aggiornamento dei prezzi del gas relativo al III trimestre 2010, oltre all'incremento della componente energia sono state previste ulteriori modifiche delle altre componenti delle condizioni economiche di fornitura: da un lato si è registrato un incremento della tariffa di distribuzione, che ha comportato una variazione (+0,5%) della componente del servizio; dall'altro si è osservata una diminuzione della componente relativa agli oneri aggiuntivi (inclusi nella componente di vendita), dovuta all'azzeramento del corrispettivo unitario variabile per la compensazione degli oneri derivanti dall'attività svolta dai fornitori grossisti di ultima istanza; ciò ha comportato una diminuzione (-47%) della citata componente relativa agli oneri aggiuntivi. La lieve riduzione (-1%) evidenziata dalla componente a copertura dei costi della materia prima nel IV trimestre 2010 è stata ottenuta grazie all'introduzione di un nuovo metodo di calcolo della materia prima gas, che l'Autorità ha deciso di applicare per trasferire tempestivamente ai consumatori finali i benefici emergenti dai ridotti prezzi internazionali del gas *spot* (legati agli scenari di mercato e alla crescente produzione di gas non convenzionale), oltre che dalle rinegoziazioni dei contratti a lungo termine *take or pay*. Nel I trimestre 2011, infine, l'incremento nella QE è stato in parte attutito da una riduzione della componente a copertura dei costi di stoccaggio, scesa del 12,3%, per l'entrata in vigore delle nuove tariffe annuali.

Complessivamente, dal valore di 67,48 c€/m^3 che registrava nel quarto trimestre 2009, il prezzo medio per il "nuovo" utente domestico tipo ha raggiunto, alla fine del 2010, il valore di 74,07 c€/m^3 e di 76,52 c€/m^3 ad aprile 2011.

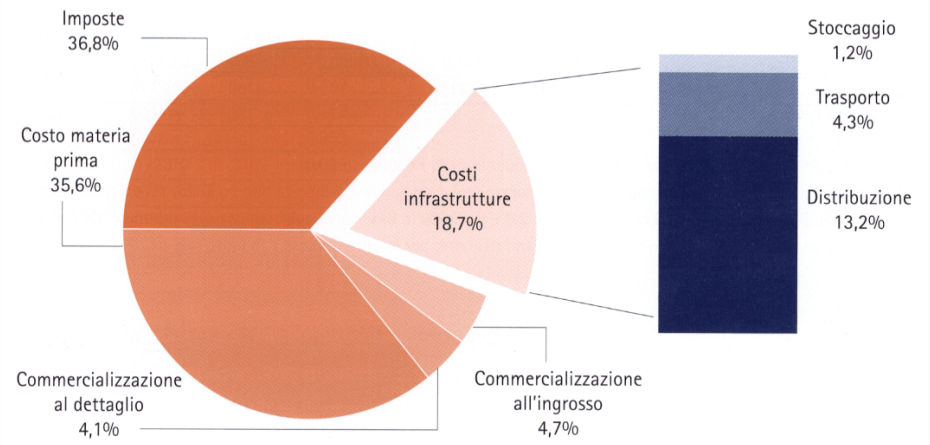


FIG. 3.15

Composizione percentuale all'1 aprile 2011 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m^3

All'1 aprile 2011 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m^3 e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.15) risulta composto per il 63% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 37% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del gas per il 35,6%, i costi di commercializzazione per l'8,8% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 18,7%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a

coprire la distribuzione locale, che incide per il 13,2% sul valore complessivo; il peso dei costi di trasporto è pari al 4,3%, mentre quello della componente per lo stoccaggio è dell'1,2%. La tavola 3.48 mostra il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale. Il valori dell'accisa ordinaria riportati nella tavola per le varie fasce di consumo annuo sono quelli in vigore per l'anno 2011. Si tratta delle aliquote, invariate rispetto allo scorso anno, stabilite dal decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, che nel recepire la direttiva europea 2003/96/CE ha completamente riformato la tassazione dei prodotti energetici in Italia.

TAV. 3.48

Imposte sul gas

1 gennaio - 31 dicembre 2011; c€/m^3 per le accise e aliquote percentuali per l'IVA

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
Fascia di consumo	< 120 m^3	120-480 m^3	480-1.560 m^3	> 1.560 m^3	< 1,2 M(m^3)	> 1,2 M(m^3)
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno[A]	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE[B]						
Piemonte	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto	0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria						
- zone climatiche C e D	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
- zona climatica E	1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
- zona climatica F	1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia Romagna	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,62490	0,51646
Toscana	1,50000	2,60000	3,00000	3,00000	0,60000	0,52000
Umbria	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche	1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
- zone climatiche E e F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62400	0,51600
- altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62400	0,51600
Molise	1,90000	3,09870	3,09870	3,09870	0,62000	0,52000
Campania	1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia	1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Calabria	1,90000	2,58230	2,58230	2,58230	0,62490	0,51646
ALIQUOTA IVA (%)	**10**	**10**	**20**	**20**	**10[C]**	**10[C]**

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

(B) Le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a 0; l'imposta non è più dovuta dal 2002 anche in Lombardia (legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27) e dal 2008 in Basilicata (legge regionale 18 dicembre 2007, n. 28).

(C) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota sale al 20%.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

I grafici e le tabelle riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas, regolamentata con la delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, che approva la prima parte del *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas*, relativa appunto alla *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo 2009-2012* (RQDG). In particolare, viene dato conto dei risultati ottenuti sulla base degli interventi regolatori effettuati dall'Autorità relativamente ad alcuni temi quali il pronto intervento, l'ispezione della rete, le dispersioni e la protezione catodica. Con riferimento alle imprese con un numero di clienti finali maggiore di 100.000, nelle tavole che seguono vengono illustrate le performance aziendali delle attività svolte relativamente al pronto intervento, all'ispezione della rete, all'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione e di segnalazione da parte di terzi e, infine, all'attività di protezione catodica delle reti.

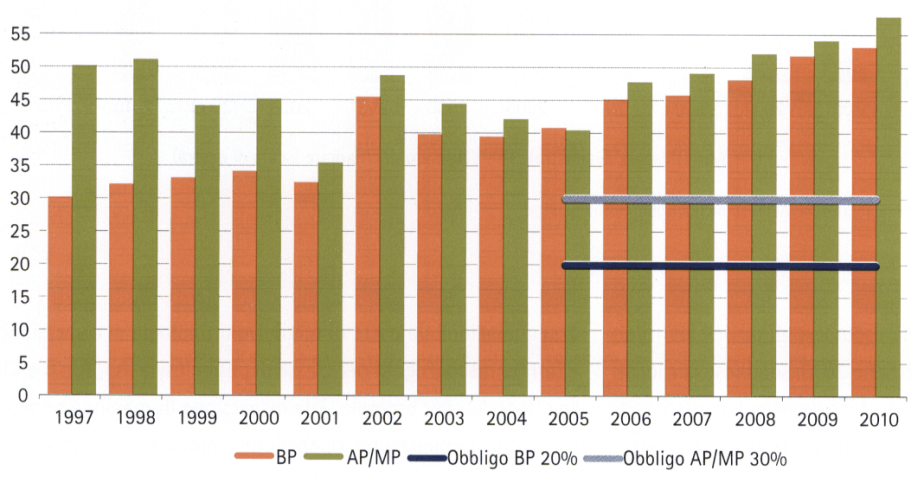


FIG. 3.16

Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2010

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La figura 3.16 mostra i dati relativi all'ispezione della rete in bassa e in alta pressione effettuata a partire dal 1997. Il trend di crescita si conferma anche per il secondo anno del III periodo di regolazione disciplinato con la RQDG (2009-2012). Infatti, sia l'ispezione della rete in bassa pressione (BP), sia quella della rete in media (MP) e in alta pressione (AP) si attestano su valori nettamente superiori al 50%, ampiamente al di sopra del livelli minimi previsti dall'attuale regolazione (20% per la bassa pressione e 30% per la media e l'alta pressione). Solo un'attenta ispezione della rete può consentire di individuare le dispersioni della

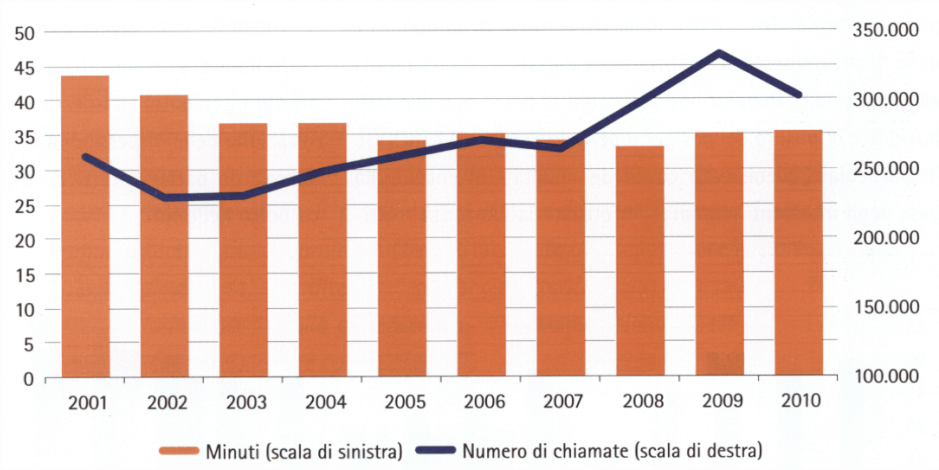
rete e, dunque, di intervenire tempestivamente, laddove necessario, a favore della sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas. Per quanto riguarda il pronto intervento, a fronte di una diminuzione delle chiamate sull'impianto di distribuzione rispetto allo scorso anno, si registra un tempo di arrivo sul luogo di chiamata pari al valore medio nazionale di 35 minuti circa (Fig. 3.17). Il tempo medio effettivo si attesta su valori nettamente inferiori al tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti. La misura della registrazione vocale delle chiamate, introdotta dalla RQDG a partire dall'1 luglio 2009, accompagnata dall'avvio di una campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende, attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le imprese a registrare i dati in modo sempre più preciso.

Nonostante i segnali di miglioramento, l'attenzione dell'Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta. Infatti, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas. Solo attraverso di esso, se svolto tempestivamente e nel rispetto delle disposizioni stabilite in materia dall'Autorità nella RQDG, si possono evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

FIG. 3.17

Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2010

Tempo medio effettivo (in minuti) e numero di chiamate



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Le tavole 3.49 e 3.50 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2009 e 2010, suddivise per localizzazione ovvero a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione, con la suddivisione delle stesse in base all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazione da parte di terzi). Ogni tipologia di dispersione è fornita disaggregata per classe di pericolosità (A1, A2, B e C). La classe A1, per esempio, è la dispersione di massima pericolosità che richiede una riparazione immediata, e comunque entro le 24 ore successive all'ora della sua localizzazione.

TAV. 3.49

Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	1.003	1.158	1.195	1.256	4.612
Su impianto di derivazione di utenza, parte interrata	215	253	485	392	1.345
Su impianto di derivazione di utenza, parte aerea	993	133	284	6.402	7.812
Su gruppo di misura	109	31	118	1.151	1.409
TOTALE ANNO 2009	**2.320**	**1.575**	**2.082**	**9.201**	**15.178**
Su rete	1.091	1.344	1.226	1.112	4.773
Su impianto di derivazione di utenza, parte interrata	180	201	440	334	1.155
Su impianto di derivazione di utenza, parte aerea	895	191	436	721	2.243
Su gruppo di misura	37	29	302	323	691
TOTALE ANNO 2010	**2.203**	**1.765**	**2.404**	**2.490**	**8.862**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.50

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	3.161	1.096	1.048	1.146	6.451
Su impianto di derivazione di utenza, parte interrata	4.482	1.753	1.522	2.200	9.957
Su impianto di derivazione di utenza, parte aerea	19.975	5.752	7.464	30.966	64.157
Su gruppo di misura	30.885	8.520	6.693	34.731	80.829
TOTALE ANNO 2009	**58.503**	**17.121**	**16.727**	**69.043**	**161.394**
Su rete	2.901	851	924	1.203	5.879
Su impianto di derivazione di utenza, parte interrata	3.605	1.327	1.335	1.772	8.039
Su impianto di derivazione di utenza, parte aerea	18.797	5.198	7.620	26.080	57.695
Su gruppo di misura	24.680	6.079	5.806	32.118	68.683
TOTALE ANNO 2010	**49.983**	**13.455**	**15.685**	**61.173**	**140.296**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Esaminando i dati contenuti nelle tavole, risulta che dal 2009 al 2010:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sono passate da 15.178 a 8.862; rimane pressoché invariato il numero delle dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose, mentre diminuiscono significativamente le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea;
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi sono diminuite, passando da 161.394 a 140.296; le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose, sono diminuite passando da 16.408 a 13.918; una diminuzione si registra anche per le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (passate da 144.986 a 126.378).

Con riferimento alle dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi va osservato che nel 2010 si è registrata una diminuzione significativa sia a livello aggregato, sia a livello dell'insieme parte interrata e parte aerea. Va evidenziato, infatti, che l'attuale regolazione spinge il sistema verso livelli di sicurezza del servizio di distribuzione del gas sempre maggiori. Più nello specifico, il fenomeno è da ricondurre all'effetto combinato prodotto dall'attività di vigilanza realizzata dall'Autorità, ma anche da un sistema di incentivi e penalità che, tra l'altro, ha l'obiettivo di ridurre le dispersioni di gas sulle reti (si rimanda al paragrafo "Recuperi di sicurezza nel servizio di distribuzione del gas"). Le dispersioni più pericolose, classe A1, sono diminuite del 17%.

Le tavole 3.51, 3.52, 3.53 e 3.54 si riferiscono alle performance, per l'anno 2010, relative a grandi imprese di distribuzione. La tavola 3.51 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento. Il numero di chiamate sull'impianto è nettamente maggiore di quello registrato a valle del punto di con-

segna. Si registra, infatti, un numero di chiamate ogni mille clienti finali rispettivamente pari a 14,77 per le chiamate sull'impianto di distribuzione, e a 1,41 per le chiamate a valle del punto di consegna.

La tavola 3.52 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete per l'anno 2010, relative ai grandi distributori. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione gestiti.

La tavola 3.53 illustra il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2010.

La tavola 3.54 illustra il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2010.

TAV. 3.51

Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2010

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	
Società Italiana per il Gas	5.112.289	69.481	13,77	6.454	1,28	75.935
Enel Rete Gas	2.179.821	32.336	15,20	1.390	0,65	33.726
A2A Reti Gas	1.227.533	19.191	15,69	3.434	2,81	22.625
Hera	1.105.222	19.135	17,44	1.238	1,13	20.373
G6 Rete Gas	991.204	20.123	20,64	1.630	1,67	21.753
Napoletana Gas	736.189	14.214	19,54	857	1,18	15.071
Toscana Energia	698.146	11.155	16,82	979	1,48	12.134
E.On Rete	595.043	10.077	16,74	642	1,07	10.719
Azienda Energia e Servizi	472.260	5.385	11,39	861	1,82	6.246
Gas Natural Distribuzione Italia	420.501	5.705	13,75	899	2,17	6.604
Iren Emilia	394.405	6.296	16,14	644	1,65	6.940
Ascopiave	339.372	3.207	9,56	300	0,89	3.507
Genova Reti Gas	327.970	5.668	17,33	315	0,96	5.983
Estra Reti Gas	298.202	3.582	12,17	592	2,01	4.174
Acegas-Aps	264.760	2.037	7,73	412	1,56	2.449
Linea Distribuzione	251.580	2.431	9,95	487	1,99	2.918
Gelsia Reti	180.200	2.325	12,72	350	1,91	2.675
Sgr Reti	169.335	1.952	11,70	285	1,71	2.237
Edison D.G.	147.020	1.944	13,54	345	2,40	2.289
GEI	146.938	2.544	17,56	126	0,87	2.670
Amg Energia	143.909	4.068	28,78	431	3,05	4.499
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	143.709	1.279	8,96	176	1,23	1.455
Dolomiti Reti	141.684	577	4,18	321	2,32	898
Agsm Distribuzione	138.778	2.256	16,77	525	3,90	2.781
Amga - Azienda Multiservizi	136.438	1.146	8,49	202	1,50	1.348
Erogasmet	128.431	2.030	16,15	101	0,80	2.131
As Retigas	123.751	1.339	10,90	111	0,90	1.450
Azienda Municipale del Gas	118.095	1.661	14,18	30	0,26	1.691
Coingas Distribuzione	117.914	1.151	9,94	145	1,25	1.296
Multiservizi	116.803	1.994	17,20	46	0,40	2.040
Acam Gas	111.052	2.161	19,62	196	1,78	2.357
Aemme Linea Distribuzione	100.170	1.188	11,96	220	2,21	1.408
TOTALE	**17.578.724**	**259.638**	**14,77**	**24.744**	**1,41**	**284.382**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.52

Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2010

km e valori percentuali

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE RETE[A]	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE RETE[A]	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	% RETE ISPEZIONATA
Società Italiana Per il Gas	26.434	9.232	34,9	19.803	7.727	39,0
Enel Rete Gas	19.500	11.173	57,3	12.537	9.117	72,7
A2A Reti Gas	5.744	3.390	59,0	1.873	1.364	72,8
Hera	4.855	3.565	73,4	8.336	6.976	83,7
G6 Rete Gas	7.775	4.077	52,4	7.182	4.266	59,4
Napoletana Gas	3.329	1.237	37,1	1.616	770	47,6
Toscana Energia	4.005	1.674	41,8	2.807	1.302	46,4
E.On Rete	5.524	2.487	45,0	3.590	1.720	47,9
Azienda Energia e Servizi	1.115	424	38,0	208	58	28,0
Gas Natural Distribuzione Italia	3.384	2.010	59,4	2.640	1.362	51,6
Iren Emilia	2.897	1.401	48,4	2.906	1.151	39,6
Ascopiave	4.373	4.358	99,6	2.195	2.148	97,9
Genova Reti Gas	1.253	391	31,2	408	153	37,5
Estra Reti Gas	1.986	1.525	76,8	1.432	1.002	70,0
Acegas-Aps	1.564	1.418	90,7	449	395	87,9
Linea Distribuzione	1.574	894	56,8	694	397	57,2
Gelsia Reti	1.241	626	50,4	273	254	93,2
Sgr Reti	1.259	838	66,6	1.400	1.038	74,1
Edison D.G.	1.264	1.341	106,1	1.120	1.039	92,7
GEI	1.683	1.679	99,8	694	691	99,5
Amg Energia	567	526	92,8	314	282	89,8
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	808	349	43,1	223	243	109,2
Dolomiti Reti	1.447	364	25,1	731	198	27,0
Agsm Distribuzione	891	639	71,7	332	267	80,3
Amga - Azienda Multiservizi	1.530	574	37,5	591	201	34,0
Erogasmet	1.051	1.051	100,0	471	471	100,0
As Retigas	970	397	40,9	1.143	367	32,1
Azienda Municipale del Gas	448	173	38,7	125	44	35,0
Coingas Distribuzione	1.098	1.098	100,0	723	723	100,0
Multiservizi	604	139	23,1	644	181	28,1
Acam Gas	1.087	357	32,9	295	142	48,0
Aemme Linea Distribuzione	780	447	57,3	190	190	99,9
TOTALE	**112.040**	**59.853**	**53,4**	**77.946**	**46.236**	**59,3**

(A) L'estensione della rete è comprensiva di quella degli impianti dei comuni in avviamento, in subentro e persi in corso d'anno. Inoltre sono stati considerati gli impianti per i quali l'esercente si è avvalso della deroga ai sensi dell'art. 12, comma 12.3, della RQDG.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.53

Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2010

ESERCENTE	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA RETE (Km)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA (Km)	NUMERO DISPERSIONI DA RETE ISPEZIONATA	PER km DI RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER km SU SEGNALAZIONE DI TERZI
Società Italiana per Il Gas	9,06	46.237	16.960	1.292	0,08	28.074	0,61
Enel Rete Gas	14,90	32.037	20.290	422	0,02	14.296	0,45
A2A Reti Gas	6,21	7.617	4.753	1.812	0,38	12.457	1,64
Hera	11,94	13.192	10.542	584	0,06	10.892	0,83
G6 Rete Gas	15,15	14.956	8.342	70	0,01	7.646	0,51
Napoletana Gas	6,72	4.946	2.007	18	0,01	7.602	1,54
Toscana Energia	9,76	6.813	2.976	81	0,03	4.859	0,71
E.On Rete	15,39	9.114	4.206	121	0,03	4.777	0,52
Azienda Energia e Servizi	2,80	1.323	482	10	0,02	2.903	2,19
Gas Natural Distribuzione Italia	14,46	6.025	3.372	30	0,01	2.497	0,41
Iren Emilia	14,82	5.803	2.552	72	0,03	3.417	0,59
Ascopiave	19,57	6.568	6.505	128	0,02	1.531	0,23
Genova Reti Gas	5,07	1.662	544	1.079	1,98	3.715	2,24
Estra Reti Gas	11,47	3.417	2.527	385	0,15	1.252	0,37
Acegas-Aps	7,60	2.013	1.813	98	0,05	1.062	0,53
Linea Distribuzione	11,20	2.268	1.292	66	0,05	1.259	0,56
Gelsia Reti	8,28	1.514	880	9	0,01	1.090	0,72
Sgr Reti	15,70	2.659	1.876	19	0,01	1.024	0,39
Edison D.G.	16,27	2.384	2.379	79	0,03	1.131	0,47
GEI	16,21	2.377	2.370	27	0,01	1.174	0,49
Amg Energia	6,15	881	808	0	-	2.485	2,82
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	7,17	1.031	592	4	0,01	567	0,55
Dolomiti Reti	15,37	2.178	561	6	0,01	200	0,09
Agsm Distribuzione	9,05	1.223	905	83	0,09	828	0,68
Amga - Azienda Multiservizi	15,54	2.121	775	14	0,02	364	0,17
Erogasmet	11,85	1.521	1.521	70	0,05	1.173	0,77
As Retigas	17,07	2.113	764	2	0,00	821	0,39
Azienda Municipale del Gas	4,85	573	217	17	0,08	628	1,10
Coingas Distribuzione	15,44	1.821	1.821	8	0,00	714	0,39
Multiservizi	10,69	1.249	321	12	0,04	832	0,67
Acam Gas	12,62	1.382	499	86	0,17	840	0,61
Aemme Linea Distribuzione	9,68	970	637	158	0,25	598	0,62
TOTALE	**10,88**	**189.986**	**106.088**	**6.862**	**0,06**	**122.708**	**0,65**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.54

Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2010

km e percentuali

ESERCENTE	RETE	RETE IN ACCIAIO	RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE RETE ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Società Italiana per il Gas	46.237	34.786	34.212	575	98,3
Enel Rete Gas	32.037	28.179	27.917	262	99,1
A2A Reti Gas	7.617	4.259	3.506	753	82,3
Hera	13.192	11.333	10.799	533	95,3
G6 Rete Gas	14.956	11.539	11.037	502	95,7
Napoletana Gas	4.946	3.658	3.540	117	96,8
Toscana Energia	6.813	5.519	5.195	325	94,1
E.On Rete	9.114	8.232	8.206	27	99,7
Azienda Energia e Servizi	1.323	508	494	14	97,2
Gas Natural Distribuzione Italia	6.025	4.929	4.929	-	100,0
Iren Emilia	5.803	5.547	4.252	1.295	76,66
Ascopiave	6.568	6.417	6.417	-	100,0
Genova Reti Gas	1.662	498	105	393	21,1
Estra Reti Gas	3.417	2.665	2.530	134	95,0
Acegas-Aps	2.013	696	497	199	71,4
Linea Distribuzione	2.268	1.923	1.669	254	86,8
Gelsia Reti	1.514	1.497	1.219	278	81,5
Sgr Reti	2.659	2.629	2.629	-	100,0
Edison D.G.	2.384	1.568	1.568	-	100,0
GEI	2.377	2.308	2.308	-	100,0
Amg Energia	881	307	307	-	100,0
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	1.031	1.004	1.004	-	100,0
Dolomiti Reti	2.178	1.972	1.970	2	99,9
Agsm Distribuzione	1.223	911	881	30	96,7
Amga - Azienda Multiservizi	2.121	1.730	1.664	67	96,1
Erogasmet	1.521	1.521	1.466	55	96,4
As Retigas	2.113	1.984	1.984	-	100,0
Azienda Municipale del Gas	573	539	492	47	91,3
Coingas Distribuzione	1.821	1.805	1.805	-	100,0
Multiservizi	1.249	1.056	607	449	57,5
Acam Gas	1.382	1.341	961	379	71,7
Aemme Linea Distribuzione	970	943	918	25	97,3
TOTALE	**189.986**	**153.806**	**147.090**	**6.716**	**95,6**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Recuperi di sicurezza nel servizio di distribuzione del gas

Con la RQDG l'Autorità ha approvato, per il periodo 2009-2012, la disciplina che regolamenta il sistema di incentivi per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale.

Rilevanti, rispetto alla precedente disciplina, sono l'introduzione dell'ambito provinciale di impresa come base di applicazione del sistema incentivante i recuperi di sicurezza e il calcolo dei parametri di ambito provinciale, a partire da quelli calcolati a livello di impianto di distribuzione. Allo scopo di minimizzare eventuali distorsioni, legate a eventi puntuali e anomali, la disciplina prevede inoltre che il sistema incentivante i recuperi di sicurezza sia basato su un indicatore biennale mobile per la determinazione del livello di partenza e per la misura dei recuperi annuali di sicurezza. Il sistema, infatti, premia i comportamenti virtuosi di chi eroga un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori rispetto a quelli minimi definiti dall'Autorità.

Più nello specifico, il sistema di incentivi considera due componenti indipendenti: la prima incentiva la riduzione delle dispersioni di gas segnalate da terzi con riferimento al percorso di miglioramento fissato con i citati provvedimenti, mentre la seconda premia un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al minimo annuale obbligatorio definito dalla RQDG.

La RQDG, con riferimento all'anno 2009, stabilisce che le

imprese distributrici di gas naturale con almeno 50.000 clienti finali possano partecipare in via volontaria al sistema incentivante i recuperi di sicurezza. A differenza del sistema volontario previgente, la nuova regolazione prevede però che la partecipazione al sistema incentivante i recuperi di sicurezza debba riguardare tutti gli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa distributrice. Inoltre, limitatamente alla componente dispersione, il meccanismo può determinare degli incentivi, ma anche delle penalità con riferimento a quegli impianti che non concorrono al raggiungimento dell'obiettivo d'ambito predefinito dall'Autorità con i suddetti provvedimenti.

L'impresa distributrice, inoltre, qualora abbia diritto per l'ambito provinciale di impresa a incentivi per recuperi di sicurezza (correlati all'odorizzazione e alle dispersioni di gas) perde, per l'anno di riferimento, il diritto a riscuotere tali incentivi per l'intero ambito provinciale nel caso:

- si verifichi un incidente a causa dell'impresa distributrice su un impianto di distribuzione appartenente all'ambito provinciale di impresa[20];
- si accerti una odorizzazione del gas distribuito non conforme alla normativa vigente su un impianto di distribuzione appartenente all'ambito provinciale di impresa[21];
- venga accertato, per l'impianto di distribuzione appartenente all'ambito provinciale di impresa, il mancato rispetto di uno o più obblighi di servizio di cui all'art. 12 della RQDG.

Nei casi di perdita del diritto a riscuotere gli incentivi, rimangono in ogni caso applicabili le previsioni di cui all'art. 2, comma 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481, nonché le disposizioni normative e legislative vigenti in materia.

A eccezione delle imprese Toscana Energia e Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas (Napoletanagas), i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas (approvati con la delibera 30 novembre 2010, ARG/gas 215/10) sono stati calcolati sulla base dei livelli fissati con le delibere 21 dicembre 2009, ARG/gas 199/09 e 29 aprile 2010, ARG/gas 61/10 (Tav. 3.55).

TAV. 3.55

Riepilogo degli incentivi per recuperi di sicurezza relativi all'anno 2009

Numero impianti e incentivi in €

RAGIONE SOCIALE	AMBITI	ODORIZZAZIONE[A]	DISPERSIONE	TOTALE INCENTIVI/ PENALITÀ	ODORIZZAZIONE FINALE[B]	DISPERSIONE FINALE	TOTALE FINALE DEGLI INCENTIVI E DELLE PENALITÀ
Amga	2	42.837,75	12.010,13	54.847,88	42.837,75	12.010,13	54.847,88
Napoletanagas	4	208.275,53	-467.012,23	-258.736,70	208.275,53	-467.012,23	-258.736,70
Consiag Reti	2	61.927,02	409.398,51	471.325,53	61.927,02	409.398,51	471.325,53
Dolomiti Reti	1	41.406,64	268.606,17	310.012,81	41.406,64	268.606,17	310.012,81
E.On Rete	35	167.162,42	313.609,19	480.771,61	137.542,01	241.718,06	379.260,07
Enel Rete Gas	69	667.612,34	1.670.957,26	2.338.569,60	639.547,46	1.670.957,26	2.310.504,72
Gas Natural Distribuzione Italia	12	109.535,79	586.537,01	696.072,80	109.535,79	586.537,01	696.072,80
Gei	5	45.037,16	25.641,49	70.678,65	45.037,16	25.641,49	70.678,65
Genova Reti Gas	1	110.740,29	-409.542,50	-298.802,21	110.740,29	-409.542,50	-298.802,21
Hera	6	342.770,28	-160.103,92	182.666,36	273.643,88	-160.103,92	113.539,96
Italcogim Reti	25	220.429,80	52.184,17	272.613,97	220.429,80	52.184,17	272.613,97
Italgas	71	1.490.498,19	245.819,94	1.736.318,13	1.310.869,69	223.508,02	1.534.377,71
Sgr Reti	2	55.439,44	149.476,51	204.915,95	55.439,44	149.476,51	204.915,95
Toscana Energia	8	187.795,76	-41.383,96	146.411,80	152.075,18	-79.075,28	72.999,90
TOTALE	**243**	**3.751.468,41**	**2.656.197,77**	**6.407.666,18**	**3.409.307,64**	**2.524.303,40**	**5.933.611,04**

(A) I valori contenuti nelle colonne denominate "Odorizzazione" e "Dispersione" comprendono gli incentivi e le penalità totalizzate ai sensi dell'articolo 32, commi 32.4 e 32.14.

(B) I valori contenuti nelle colonne denominate "Odorizzazione finale" e "Dispersione finale" comprendono le penalità totalizzate ai sensi dell'articolo 32, comma 32.14, nonché l'azzeramento degli incentivi delle componenti odorizzazione e dispersione dipendente dalla perdita del diritto a riscuotere gli incentivi ai sensi dell'articolo 32, commi 32.19, 32.20 e 32.21.

20 Nel caso in cui venga accertata la completa estraneità all'incidente da gas combustibile da parte dell'impresa distributrice, successivamente all'anno in cui sono stati richiesti gli incentivi per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale, l'impresa distributrice ha diritto di riscuotere l'intero ammontare degli incentivi con gli interessi legali.

21 La non conformità è accertata mediante un controllo della qualità del gas effettuato dall'Autorità nell'anno di riferimento.

Per quanto riguarda Toscana Energia, gli incentivi totalizzati sono stati approvati con la delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 26/11. Con la stessa delibera sono stati fissati i livelli di partenza e quelli tendenziali di sicurezza per gli anni 2009-2012 per ciascun ambito provinciale di Toscana Energia, sulla base dei dati e delle informazioni trasmessi dalla medesima impresa all'Autorità e sulla base del valore degli indicatori per il biennio di riferimento 2007-2008.

Per effetto dell'avvio di un'istruttoria formale nei confronti di Toscana Energia (delibera 10 dicembre 2009, VIS 142/09), tesa ad accertare la violazione dell'art. 26, comma 1, lettere a), d), e), del *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas* (delibera 29 settembre 2004, n. 168/04) riscontrata a seguito della verifica ispettiva (svolta ai sensi della delibera 10 giugno 2009, VIS 56/09), la definizione dei livelli di partenza e tendenziali di sicurezza, nonché la determinazione dei recuperi sono state, per tale impresa, sospese. Solo in esito alla conclusione dell'istruttoria formale, avvenuta con la delibera 1 dicembre 2010, VIS 169/10, l'Autorità ha accertato, con riferimento ai recuperi di sicurezza del servizio relativi all'anno 2008, la violazione, da parte di Toscana Energia, dell'art. 26, comma 1, lettere a) e d), del *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas*, irrogando nei confronti della medesima società una sanzione amministrativa pecuniaria, ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.

Per quanto riguarda Napoletanagas, a causa della comunicazione, da parte della medesima impresa, di una non corretta classificazione delle dispersioni localizzate di gas a seguito di segnalazione di terzi e con riferimento all'anno 2009, si è reso necessario un approfondimento da parte dell'Autorità. In esito all'analisi e alla constatazione che l'errore si riferiva anche al periodo 2006-2008, si è proceduto, mediante l'emanazione della delibera 28 aprile 2011, ARG/gas 55/11, alla rideterminazione degli incentivi per i recuperi di sicurezza[22], alla ridefinizione dei livelli di partenza e tendenziali degli anni 2009-2012, approvati con delibera ARG/gas 199/09, nonché alla determinazione degli incentivi e delle penalità per i recuperi 2009, alla luce della rettifica sopra citata.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

Servizio di distribuzione del gas naturale

Con il 2009 si è conclusa la fase di gradualità prevista per l'entrata in vigore delle disposizioni relative alla qualità commerciale del servizio di distribuzione, disciplinate dalla Sezione III della RQDG. Nello specifico, all'elenco delle prestazioni soggette a indennizzo automatico, da corrispondere al cliente finale per mancato rispetto del tempo massimo di esecuzione per cause riconducibili all'impresa di distribuzione, si sono aggiunte quelle relative alla verifica della pressione di fornitura, alla riattivazione della fornitura sospesa per potenziale pericolo per la pubblica incolumità e alla fascia di puntualità per tutti gli

22 Corrisposti, rispettivamente, con le delibere 28 gennaio 2008, ARG/gas 6/08, 16 febbraio 2009, ARG/gas 16/09, e 8 febbraio 2010, ARG/gas 14/10.

appuntamenti, compresi quelli posticipati ovvero concordati in data successiva a quella proposta dall'esercente, su richiesta del cliente. È stato, infatti, sostituito il concetto di appuntamento personalizzato e, soprattutto, si è stabilito che l'indennizzo automatico per mancato rispetto della fascia di puntualità non sia più alternativo a quello per mancato rispetto del tempo massimo di esecuzione della prestazione di qualità commerciale, ai fini del quale è stato fissato l'appuntamento.

TAV. 3.56

Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Anni 1997-2010; distributori con più di 5.000 clienti finali

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO
CARTA DEI SERVIZI		
1997	14.265	1.237
1998	12.366	707
REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE		
1999	11.212	1.64
2000	14.635	3.709
2001	16.424	12.086
2002	14.651	13.368
2003	11.766	8.535
2004	25.826	19.249
2005	34.330	31.189
2006	31.439	35.146
2007	43.741	43.886
2008	19.954	19.265
2009	15.578	15.783
2010	21.172	19.468

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Con il 2010 è entrata in vigore la nuova disciplina degli indennizzi automatici, che prevede l'aumento dell'importo base in ragione del ritardo nella esecuzione della prestazione, tranne che per la fascia di puntualità, per la quale non è indicata alcuna *escalation* in tal senso. Di conseguenza, con riferimento al 2010, la tavola 3.56 presenta dei dati non direttamente confrontabili con quelli relativi al biennio precedente, poiché in evidente discontinuità; infatti, da una progressiva diminuzione del numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico si è passati, nell'ultimo anno, a un aumento del 36%. Nel 2010, in particolare, si sono verificati 21.172 casi di mancato rispetto di standard specifici, in confronto ai 15.578 dell'anno precedente, e sono stati corrisposti ai clienti finali 19.468 indennizzi automatici, per un ammontare totale pari a 992.346,75 €. Si vuole, comunque, sottolineare che i dati relativi alle singole prestazioni soggette a standard specifici già in vigore nel 2009 mostrano ancora una diminuzione dei casi di mancato rispetto per cause riconducibili all'impresa di distribuzione, confermando il trend migliorativo registrato negli ultimi anni e la bontà degli strumenti messi in atto dalle imprese stesse per rispondere alle esigenze del cliente finale con sempre maggiori efficienza e tempestività.

Passando ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.18), rispetto allo scorso anno si osserva un notevole miglioramento per l'esecuzione di lavori semplici, che si conferma, però, una delle prestazioni che ha generato il maggior numero di fuori standard e di indennizzi corrisposti, insieme con la verifica del gruppo di misura. I dati evidenziano un tendenziale miglioramento per tutte le prestazioni, tranne che per la riattivazione in caso di distacco per morosità e per la disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale.

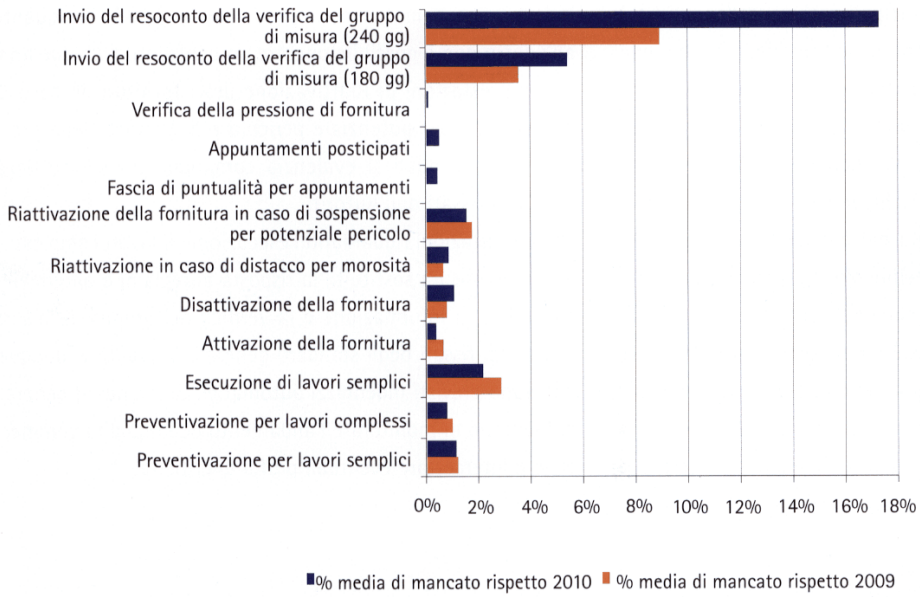


FIG. 3.18

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale

Anni 2009-2010; distributori con più di 5.000 clienti finali

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Con riferimento alla tipologia di utenza più diffusa, ossia i clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato (Fig. 3.19) è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette ad indennizzo automatico. In particolare, rispetto al 2009, è ulteriormente diminuito il tempo registrato per la riattivazione in caso di distacco per morosità e per l'attivazione della fornitura, che rappresenta da sola circa il 44% delle prestazioni erogate, senza considerare gli appuntamenti. È da evidenziare la prestazione di verifica della pressione di fornitura, con un tempo effettivo medio inferiore al giorno lavorativo.

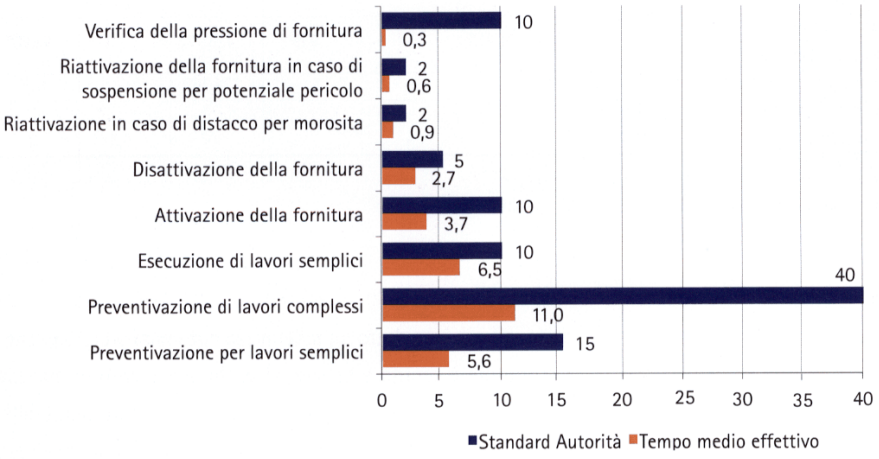


FIG. 3.19

Confronto tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per tutte le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino a G6

Anno 2010; esercenti con più di 5.000 clienti finali; giorni lavorativi

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.57 confronta i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico. Per completezza, sono state riportate anche le prestazioni entrate in vigore a partire dall'1 gennaio 2010, con riferimento alle quali va sottolineato il notevole incremento del numero di appuntamenti fissati con il richiedente, dovuto alle novità regolatorie introdotte a tutela del cliente finale. L'efficacia della nuova disciplina è poi deducibile dal confronto dei dati inerenti agli appuntamenti personalizzati e posticipati, in vigore rispettivamente nel 2009 e nel 2010. Infatti, la numerosità di tali richieste si attesta nei due anni su valori simili, mentre il numero di appuntamenti concordati supera di molto il milione, registrando anche il maggior numero di indennizzi automatici corrisposti, pari a 4.985. Per quanto anzidetto non è possibile operare un confronto tra i due anni per le prestazioni di Riattivazione della fornitura in caso di sospensione per potenziale pericolo e di Verifica della pressione, per le quali si evidenzia comunque il rispetto degli standard fissati dall'Autorità.

Per le prestazioni riguardanti l'esecuzione di lavori complessi, i gruppi di misura sostituiti, la risposta ai reclami o alle richieste scritte di informazione e la verifica del gruppo di misura sono stati fissati degli standard generali di qualità e, dunque, non sono previsti indennizzi automatici. Gli standard generali consentono di monitorare l'andamento della qualità commerciale e intercettare eventuali profili di criticità.

TAV. 3.57

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa tensione e con gruppo di misura fino alla classe G6

Anni 2009-2010

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2009			ANNO 2010		
		NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	216.392	5,5	2.363	224.519	5,6	2.248
Preventivazione per lavori complessi	40 giorni lavorativi	7.987	10,7	37	7.490	11,0	36
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	169.363	5,7	4.523	168.067	6,5	3.020
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	654.714	4,0	4.079	720.029	3,7	2.277
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	335.710	2,7	2.624	419.209	2,7	3.780
Riattivazione per morosità	2 giorni feriali	78.343	1,0	504	95.033	0,9	706
Riattivazione in caso di sospensione per potenziale pericolo	2 giorni feriali	-	-	-	20.138	0,6	248
Fascia di puntualità per appuntamenti	2 ore	171.413	-	959	1.428.778	-	4.895
Appuntamenti posticipati	2 ore	-	-	-	174.365	-	697
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	-	-	-	307	0,3	0
TOTALE		**1.633.922**	**-**	**15.089**	**3.257.935**	**-**	**17.907**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Con lo scopo di assicurare la coerenza con le disposizioni previste dal TIQV, sono stati individuati due standard specifici concernenti la messa a disposizione – da parte dell'impresa distributrice – di dati tecnici richiesti dai venditori, distinguendo tra quelli acquisibili con lettura del gruppo di misura e altri dati tecnici. È stato, altresì, introdotto un indennizzo automatico di 20 € che il distributore è tenuto a versare al venditore in caso di mancato rispetto dei tempi massimi stabiliti per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi, crescente in relazione al ritardo nell'esecuzione della prestazione. La regolazione in materia è entrata in

vigore dall'1 luglio 2009 e quindi il 2010 rappresenta il primo anno completo ai fini del monitoraggio. La tavola 3.58 riporta i dati relativi al numero di richieste, al numero di indennizzi corrisposti ai venditori e al relativo ammontare, con riferimento all'anno 2010. Si può rilevare che, a fronte di un numero di richieste di molto inferiore per la domanda di altri dati tecnici, gli indennizzi automatici corrisposti risultano sostanzialmente confrontabili; mentre l'ammontare complessivo degli indennizzi corrisposti è notevolmente più alto per la richiesta di altri dati tecnici, a significare che questa prestazione viene generalmente effettuata più in ritardo rispetto a quella che necessita solo della lettura del gruppo di misura.

TAV. 3.58

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori

Anno 2010; distributori con più di 5.000 clienti finali

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	NUMERI INDENNIZZI AUTOMATICI	AMMONTARE INDENNIZZI AUTOMATICI (€)
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10 giorni lavorativi	21.976	1.139	65.620
Richiesta altri dati tecnici	15 giorni lavorativi	13.748	1.517	105.290

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Qualità dei servizi telefonici

La regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali è contenuta nella delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08 (*Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e gas naturale* – TIQV). La disciplina prevede che gli standard generali di qualità dei *call center* e gli obblighi di servizio si applichino a tutte le imprese di vendita di energia elettrica e gas. Per i venditori di minori dimensioni è prevista una disciplina semplificata in considerazione del fatto che il cliente entra in contatto diretto con questi soggetti tramite gli sportelli presenti sul territorio. Le imprese con più di 50.000 clienti finali dall'1 gennaio 2009 sono inoltre coinvolte nella pubblicazione della graduatoria semestrale, se hanno una media giornaliera di chiamate uguale o superiore a 200.

Per quanto attiene gli standard di qualità sui servizi telefonici commerciali, questi sono stati introdotti con il duplice scopo di tutelare i clienti che contattano i venditori tramite i *call center* e contemporaneamente di venire incontro alle esigenze di differenziazione e competitività degli operatori, in considerazione del fatto che l'attività di vendita di energia elettrica e di gas sono libere. I livelli fissati per l'accessibilità al servizio (AS), per il tempo medio di attesa (TMA) e per il livello di servizio (LS, percentuale di chiamate andate a buon fine) hanno l'obiettivo sia di ridurre il fenomeno del mancato accesso ai *call center* a causa delle linee occupate, sia di limitare code di attesa troppo elevate. La tavola 3.59 riporta lo standard generale che deve essere rispettato per ogni indicatore dalle imprese. Inoltre, dall'1 gennaio 2010 è previsto che il mancato rispetto per due semestri consecutivi di uno stesso standard costituirà presupposto per l'avvio di un procedimento sanzionatorio, ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.

TAV. 3.59

Standard generali di qualità dei call center

INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD GENERALE
Accessibilità al servizio (AS)	Rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del *call center* con presenza di operatori.	≥ 90 %
Tempo medio di attesa (TMA)	Tempo, espresso in secondi, intercorrente tra l'inizio della risposta, anche se effettuata attraverso l'ausilio di un risponditore automatico, e l'inizio della conversazione con l'operatore o di conclusione della chiamata in caso di rinuncia prima dell'inizio della conversazione con l'operatore.	≤ 240 secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di telefonate andate a buon fine sul numero di chiamate che arrivano ai *call center* con la richiesta di parlare con un operatore.	≥ 80 %

FIG. 3.20

Livello di qualità dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti finali nel 2010

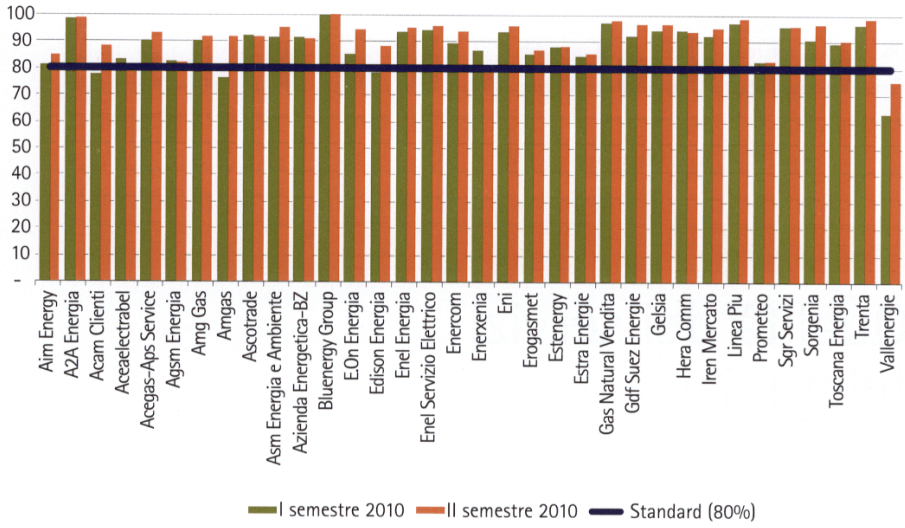
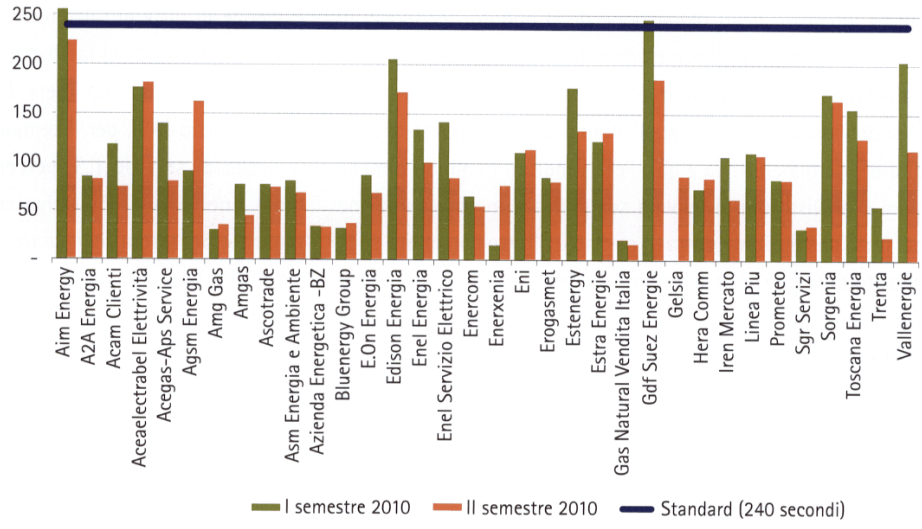


FIG. 3.21

Tempo medio di attesa dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti finali nel 2010



Dalla figura 3.20 emerge che nel secondo semestre 2010 tutti i venditori, eccetto uno (Vallenergie), hanno rispettato lo standard generale relativo al livello di servizio. Con riferimento al tempo medio di attesa, si riscontra il rispetto dello standard da parte di tutti gli operatori (Fig. 3.21). Più nello specifico va evidenziato come gli operatori interessati da un mancato rispetto nel I semestre 2010, abbiano invertito il trend nel semestre successivo.

Nel corso del 2010, nei mesi di maggio e novembre, per dare attuazione alla regolazione, sono state pubblicate sul sito internet dell'Autorità le graduatorie dei *call center,* così come previsto dal TIQV. Le graduatorie rappresentano la sintesi della verifica semestrale della regolazione, e sono strutturate sulla base di un punteggio globale denominato "IQT", calcolato sulla base di una serie di punteggi parziali assegnati ai singoli *call center.*

In particolare, i punteggi parziali per il calcolo della graduatoria fanno riferimento ai seguenti aspetti del servizio:

- *accesso al servizio* (PA): riguarda la disponibilità delle linee telefoniche, i periodi di accessibilità per le chiamate (ampiezza degli orari e numeri di giorni di apertura dei *call center*), la gratuità delle chiamate anche dalla rete mobile;
- *qualità del servizio* (PQ): valuta i tempi medi di attesa prima di riuscire a parlare con un operatore, la percentuale di chiamate con risposta di un operatore, la possibilità per il cliente di essere richiamato, la segnalazione del numero di chiamate che precedono in coda o del tempo stimato di attesa, la semplicità dell'albero di navigazione in fase di accesso, l'eventuale presenza di un portale internet, l'adozione di iniziative con le associazioni dei consumatori;
- *grado di soddisfazione dei clienti che si rivolgono ai call center* (PSC): questo punteggio è ricavato da una indagine statistica che l'Autorità effettua semestralmente, e che consiste nel richiamare un campione di clienti di ogni impresa di vendita che ha telefonato ai *call center,* al fine di verificarne il livello di soddisfazione in relazione alle chiamate appena effettuate.

La graduatoria (Tav. 3.60) consente una valutazione comparativa dei servizi offerti dalle singole aziende di vendita e uno stimolo al miglioramento basato sulle performance delle stesse aziende.

TAV. 3.60

Graduatorie della qualità dei call center delle aziende di vendita di energia elettrica e gas nel I e nel II semestre 2010 (punteggio globale IQT)

POSIZIONE	I SEMESTRE 2010		II SEMESTRE 2010	
	VENDITORE	PUNTEGGIO FINALE IQT	VENDITORE	PUNTEGGIO FINALE IQT
1	Linea Più	98,3	Enel Servizio Elettrico	97,4
2	Eni	96,0	Enel Energia	95,0
3	Enel Energia	95,3	Eni	92,9
4	Hera Comm	91,3	Linea Più	92,3
5	A2A Energia	88,2	E.On Energia	88,2
6	Sgr Servizi	85,3	Trenta	84,1
7	Gas Natural Vendita Italia	81,5	Hera Comm	82,5
8	Enel Servizio Elettrico	81,2	A2A Energia	82,0
9	E.On Energia	80,5	Sgr Servizi	80,0
10	Trenta	77,5	Gas Natural Vendita Italia	75,9
11	Erogasmet Vendita - Vivigas	73,9	Toscana Energia Clienti	74,9
12	Sorgenia	73,7	Asm Energia E Ambiente	72,8
13	Amg Gas	72,9	Sorgenia	72,2
14	Estenergy	70,8	Erogasmet Vendita - Vivigas	70,1
15	Aceaelectrabel Elettricità	70,8	Aemme Linea Energie	69,5
16	Toscana Energia Clienti	69,2	Edison Energia	69,1
17	Asm Energia E Ambiente	68,4	Estenergy	68,4
18	Gdf Suez Energie	68,3	Gdf Suez Energie	68,1
19	Enercom	66,8	Amg Gas	67,9
20	Ascotrade	66,3	Enercom	67,7
21	Gelsia	63,7	Gelsia	67,4
22	Acegas-Aps Service	61,2	Aceaelectrabel Elettricità	66,9
23	Estra Energie	56,4	Iren Mercato	65,7
24	Amga Energia & Servizi	55,9	Aim Energy	61,5
25	Prometeo	54,4	Acegas-Aps Service	60,2
26	Edison Energia	54,2	Amgas Bari	60,1
27	Agsm Energia	50,4	Ascotrade	56,5
28	Acam Clienti	43,1	Prometeo	55,2
29	Aemme Linea Energie	-	Amga Energia & Servizi	55,1
30	Iren Mercato	-	Acam Clienti	53,5
31	Aim Energy	-	Estra Energie	48,0
32	Amgas Bari	-	Agsm Energia	46,3

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Nel periodo 1 ottobre 2009 - 30 settembre 2010, sesto anno di attuazione della delibera n. 40/04, il numero di impianti di utenza nuovi accertati diminuisce. In particolare calano sia il numero di accertamenti con esito positivo rispetto all'anno termico 2008-2009 (-10%), sia il numero di accertamenti con esito negativo (-23%). Con il tempo le procedure introdotte con la delibera n. 40/04 sono, infatti, diventate una prassi consolidata, con un sempre crescente aumento della tutela dei consumatori.

Le tavole 3.61 e 3.62 danno conto degli accertamenti effettuati. La prima contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica.

TAV. 3.61

Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori

Anno termico 2009-2010

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 34,8 kW	302.905	5.649	5.233
> 34,8 kW e ≤ 116 kW	42.227	908	867
> 116 kW	4.924	194	163
TOTALE	**350.056**	**6.751**	**6.263**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.62 suddivide gli accertamenti effettuati per tipologia dimensionale delle imprese distributrici. Sono messe in evidenza le richieste con accertamento positivo, le richieste con accertamento negativo e gli impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

TAV. 3.62

Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori di gas in funzione della dimensione del distributore

DISTRIBUTORI	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grandi	277.961	5.004	3.623
Medi	60.045	1.578	1.817
Piccoli	12.050	169	823
TOTALE	**350.056**	**6.751**	**6.263**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Qualità del trasporto

Con la delibera 6 settembre 2005, n. 185/05, e sue successive modifiche e integrazioni, l'Autorità ha introdotto le disposizioni cui ogni impresa di trasporto deve attenersi al fine di garantire un monitoraggio più puntuale della misura del PCS e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale fornito ai clienti finali. La delibera attribuisce all'impresa di trasporto la responsabilità della misura e del controllo dei parametri di qualità del gas, in modo che la misura sia affidabile e tempestiva, e stabilisce che gli apparati di misura siano resi accessibili per eventuali controlli da parte dell'Autorità; ciò vale anche per i proprietari dei sistemi di misura, nel caso essi siano diversi da un'impresa di trasporto. Nei punti di ingresso delle reti di trasporto il provvedimento prescrive la misura e il controllo del PCS e di altri parametri di qualità del gas, mentre all'interno delle reti di trasporto la delibera impone la misura del potere calorifico del gas tramite gascromatografi.

Sulla base dei dati comunicati dai trasportatori di gas naturale per l'anno termico 2009-2010, con riferimento allo stato di consistenza degli apparati, si rileva che risultano installati 250 gascromatografi, di cui 208 nei punti di misura di un'Area omogenea di prelievo (AOP) e 42 nei punti di ingresso della rete di trasporto. Per quanto concerne la proprietà degli apparati di misura, i dati indicano che 170 appartengono alle imprese di trasporto e 80 a terzi.

Assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

Dalla rilevazione statistica degli incidenti da gas combustibile, elaborata dal Comitato italiano gas (CIG) in ottemperanza alla RQDG, per l'anno termico 2009-2010 risultano 72 sinistri a valle del punto di consegna, riconducibili alla definizione di cui alla delibera 25 maggio 2010, ARG/gas 79/10.

In ottemperanza all'art. 3 della medesima delibera, il CIG ha trasmesso all'Autorità, con riferimento all'anno termico concluso, un resoconto sintetico delle denunce di sinistro pervenute e dello stato delle procedure di risarcimento dall'1 ottobre 2009 al 30 settembre 2010. Nel corso del periodo sono stati chiusi 32 sinistri.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

L'Indagine effettuata dall'Istat per l'anno 2010 ha monitorato a livello regionale la soddisfazione relativamente agli aspetti oggetto di regolazione della qualità. In particolare, ha rilevato la soddisfazione inerente alla frequenza di lettura dei contatori, alla comprensibilità della bolletta e al giudizio in merito all'informazione sui servizi. L'Autorità e l'Istat hanno stipulato anche per gli anni 2010-2014 una convenzione finalizzata alla rilevazione della soddisfazione dell'utenza.

Nel 2010 il livello generale di soddisfazione rispetto all'anno precedente è lievemente diminuito (Tav. 3.63). Relativamente alla differenziazione della soddisfazione dal punto di vista geografico, si può osservare che il grado di soddisfazione del Nordest è lievemente aumentato.

Coerentemente a quanto osservato per la soddisfazione complessiva anche per i singoli fattori (frequenza lettura, comprensibilità bolletta, informazioni sul servizio) va evidenziata una generale diminuzione della soddisfazione (Tav. 3.64). In particolare si sottolinea una minor soddisfazione, rispetto al 2009, relativamente al fattore "Informazioni sul servizio".

TAV. 3.63

Soddisfazione complessiva per il servizio gas

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

ANNO	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE	ITALIA
1998	94,9	94,5	94,3	94,5	89,6	94,5
1999	95,0	94,8	95,7	95,1	95,6	95,2
2000	94,6	94,0	94,9	94,9	91,5	94,5
2001	94,7	94,5	94,3	96,0	96,3	94,9
2002	95,4	93,1	95,0	94,0	94,6	94,6
2003	94,7	94,3	94,6	93,9	90,8	94,3
2005	94,7	92,3	92,9	92,5	95,3	93,4
2006	92,9	91,5	92,7	92,9	93,3	92,6
2007	94,2	91,1	93,7	94,0	93,4	93,4
2008	92,4	88,1	91,6	90,6	92,0	90,9
2009	91,9	89,3	92,6	92,6	92,2	91,7
2010	91,4	90,0	92,5	91,3	89,8	91,2

Fonte: Istat, *Indagine multiscopo*, anni 1998-2010.

TAV. 3.64

Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio gas

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

ANNO	FREQUENZA LETTURA	COMPRENSIBILITÀ BOLLETTA	INFORMAZIONI SUL SERVIZIO	SODDISFAZIONE GLOBALE
1998	86,1	80,2	79,4	94,5
1999	86,9	81,5	81,1	95,2
2000	85,7	79,6	79,5	94,5
2001	82,9	80,4	79,0	94,9
2002	82,4	78,4	77,3	94,6
2003	81,0	77,0	75,8	94,3
2005	78,5	74,4	72,9	93,4
2006	80,9	74,4	73,2	92,6
2007	82,0	75,2	74,8	93,4
2008	78,6	69,5	69,2	90,9
2009	79,0	71,2	71,4	91,7
2010	74,1	67,3	66,7	91,2

Fonte: Istat, *Indagine multiscopo*, anni 1998-2010.

PAGINA BIANCA

Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2011

PARTE II Attività svolta

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Guido Bortoni	*presidente*
Alberto Biancardi	*componente*
Luigi Carbone	*componente*
Rocco Colicchio	*componente*
Valeria Termini	*componente*

1. Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali

PAGINA BIANCA

Evoluzione della legislazione europea

Nell'anno appena trascorso l'attenzione delle istituzioni comunitarie si è rivolta prevalentemente all'implementazione sia del pacchetto di misure per il completamento del mercato interno (c.d. "Terzo pacchetto energia"), sia di quello per lo sviluppo sostenibile (c.d. "Pacchetto clima ed energia 20-20-20"). Particolare considerazione è stata data all'avvio del nuovo quadro regolamentare europeo, basato sulla creazione dell'Agenzia per la cooperazione dei regolatori (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* - ACER) e delle istituzioni europee di coordinamento dei gestori di rete (*European Network Transmission System Operators* - ENTSOs).

Al contempo, e coerentemente con quanto previsto dal Consiglio europeo del marzo 2007, la Commissione europea ha avviato un riesame strategico complessivo della politica energetica di medio e lungo termine. A partire dall'autunno 2010 ha emanato alcune proposte per la definizione della nuova strategia energetica europea al 2020, che pone al suo centro lo sviluppo delle infrastrutture, e ha avviato i lavori volti a definire una *roadmap* strategica per un settore dell'energia quasi totalmente decarbonizzato al 2050. Il *summit* europeo di febbraio 2011 ha adottato a tal proposito orientamenti specifici per accelerare la definizione delle nuove politiche in corso d'anno.

I rapporti sullo stato di implementazione negli Stati membri del Pacchetto clima ed energia 20-20-20 hanno permesso alla Commissione europea di fare il punto sullo sviluppo delle energie rinnovabili e di avanzare nuove proposte in materia di efficienza energetica.

È infine proseguito il dibattito fra le istituzioni europee sulla proposta di un regolamento riguardante la trasparenza dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, che dovrebbe essere varato nel corso del 2011.

Verso una nuova strategia energetica europea

La comunicazione della Commissione europea *Energy Strategy 2011-2020* (COM 2010, 639, *final* del 10 novembre 2010) ha individuato quali 5 assi portanti della futura strategia energetica europea:

- i recuperi di efficienza energetica nell'edilizia, nei trasporti, nell'industria e nel settore energetico. Benché i primi due settori rappresentino in questo contesto i principali ambiti di intervento, il documento riconosce un ruolo importante al settore energetico e in particolare ai meccanismi basati sui certificati bianchi (vedi il Capitolo 4), allo *smart metering* e ai recuperi di efficienza nella trasmissione e nella distribuzione. Misure specifiche di intervento vengono meglio definite nell'*Energy Efficiency Plan*, pubblicato dalla Commissione europea a marzo 2011 (vedi oltre);
- lo sviluppo di un mercato dell'energia paneuropeo integrato. Il documento sottolinea gli scarsi progressi raggiunti finora dal progetto di mercato unico europeo, il persistere di mercati concentrati di scala nazionale e, quindi, non sufficientemente competitivi, come confermato dal fatto che in numerosi paesi prevalgono ancora prezzi finali regolati. Sempre nell'ottica del mercato unico europeo, la comunicazione richiama l'esigenza di sviluppare schemi nazionali di incentivazione delle energie rinnovabili armonizzati tra i diversi paesi, per evitare ulteriori distorsioni della concorrenza. Il documento pone poi l'accento sul ruolo delle infrastrutture (in particolare del Corridoio meridionale del gas e del progetto Nabucco), nonché sugli sviluppi delle *smart grids* e annuncia la definizione, da parte della Commissione europea, di una precisa strategia per le infrastrutture (vedi il paragrafo "Piano per le priorità infrastrutturali del settore energia al 2020"). La comunicazione solleva inoltre il problema del posizionamento internazionale dell'Europa, che non esercita un'influenza corrispondente alla quota dei propri consumi a livello mondiale, né al suo peso economico; la stessa comunicazione evidenzia, in più, il rischio di nuove strozzature e tensioni nel mercato petrolifero, per effetto della crescita dei consumi nei paesi asiatici, indicando la necessità per l'Europa di una riduzione dei consumi di fonti fossili. Le priorità strategiche di intervento al 2020 riguardano di conseguenza: l'implementazione delle misure per lo sviluppo del mercato interno; il nuovo quadro regolatorio europeo (ACER, ENTSOs e i relativi Codici di rete); la definizione, entro il 2014, di procedure di *market coupling* per le linee transfrontaliere e il potenziamento delle infrastrutture europee e di interconnessione;
- la tutela dei consumatori, della sicurezza e dell'affidabilità dei sistemi. La prima è affidata al corretto funzionamento di mercati concorrenziali e alla messa a disposizione dei clienti finali di opportuni strumenti di informazione e di tutela dei propri diritti. Le priorità di intervento strategico al 2020 riguardano lo sviluppo di una politica della concorrenza a favore dei consumatori finali, nonché di misure volte a facilitare la partecipazione attiva di questi ultimi al mercato (procedure di *switching*, trasparenza delle bollette, risoluzione delle controversie, strumenti di confronto prezzi, attenzione verso i consumatori vulnerabili). Il tema della sicurezza dei sistemi trattato dal documento riguarda in particolare l'esigenza di diversificazione degli approvvigionamenti europei, mentre il tema dell'affidabilità riguarda soprattutto la fornitura al cliente finale;
- la leadership europea nelle tecnologie e nell'innovazione. Le priorità identificate dal documento concernono l'implemen-

tazione dello *Strategic Energy Technology Plan*[1], il lancio di 4 nuovi progetti di ricerca e innovazione europei (*supergrids* per connettere l'eolico *off shore* del Mare del Nord con il solare fotovoltaico dell'Europa del Sud, stoccaggi elettrici, produzione di biocarburanti e *smart cities*) e il sostegno alla ricerca di base con un finanziamento di un miliardo di euro;

- il rafforzamento delle relazioni esterne europee, attraverso l'integrazione dei mercati e dei sistemi di regolazione dei paesi confinanti (paesi del Mediterraneo, Ucraina e Turchia), sul modello dell'*Energy Community Treaty* (vedi oltre); gli accordi internazionali, in particolare nel settore del gas; lo sviluppo di corridoi strategici di approvvigionamento (Corridoio Europa meridionale e Mediterraneo del Sud); le partnership privilegiate con paesi chiave, fornitori e di transito, e quelle internazionali, per promuovere la leadership europea nelle produzioni a basso contenuto di carbonio; la cooperazione con l'Africa definita nel *Libro verde* sulle politiche di sviluppo.

La comunicazione annuncia la definizione di proposte specifiche nella seconda metà del 2011, a valle di una consultazione pubblica sul tema, avviata nel dicembre 2010[2].

Piano per le priorità infrastrutturali del settore energia al 2020

La comunicazione della Commissione europea *Energy Infrastructure Priorities for 2020 and beyond – A Blueprint for an Integrated European Network* (COM 2010, 677, *final* del 17 novembre 2010) affronta il tema della necessità di sviluppare una rete infrastrutturale paneuropea interconnessa, definisce le priorità europee di investimento e individua un metodo di pianificazione strategica per affrontare i problemi autorizzativi e di finanziamento.

Per la Commissione europea, l'ammodernamento delle infrastrutture e lo sviluppo delle interconnessioni sono tra i principali elementi di debolezza del settore energetico dell'Unione europea. Nonostante i Piani decennali di investimento europei previsti dal Terzo pacchetto energia[3] siano uno strumento importante per la pianificazione di medio periodo, lo sviluppo di nuove tecnologie (stoccaggio elettrico, *smart grids*, cattura e stoccaggio della CO_2, cogenerazione) e l'esigenza di assicurare la sicurezza delle forniture (diversificazione delle forniture di gas via *pipeline*, stoccaggi e infrastrutture petrolifere) impongono comunque una revisione strategica della pianificazione infrastrutturale a livello europeo.

Il documento stima che, rispetto a un fabbisogno finanziario per i nuovi investimenti nel settore energetico pari a un trilione di euro entro il 2020, circa la metà di questa somma verrà assorbita da nuove infrastrutture e, in particolare, oltre 200 miliardi di euro dovranno essere investiti in reti di trasmissione energetica. Sempre nelle valutazioni della Commissione europea, solo il 50% di tali investimenti verrà realizzato spontaneamente dal mercato e potrà essere quindi finanziato da tariffe di rete regolate e da rendite da congestione. Appare pertanto necessario attivare, quanto prima, adeguate procedure di approvazione e finanziamento per le infrastrutture paneuropee, che non verrebbero realizzate spontaneamente dal mercato soltanto sulla base di criteri strettamente commerciali. La Commissione europea rileva infatti la presenza di ancora significativi ostacoli all'integrazione verso un mercato perfettamente funzionante, in grado di fornire tutti i necessari stimoli agli investimenti che sono, appunto, in larga misura, a tutt'oggi in capo a sistemi di regolazione nazionale (*i.e.* le metodologie di fissazione tariffarie sono guidate dalla logica di minimizzazione dei costi per i consumatori nazionali e ancorate a ottiche nazionali e non europee). Nel disegno strategico della comunicazione, un ruolo cardine per lo sviluppo delle infrastrutture è affidato al nuovo quadro regolatorio europeo e al dialogo fra ACER, gli ENTSOs e gli altri *stakeholder* nell'ambito sia delle Iniziative

1 Nel novembre 2007 la Commissione europea ha presentato una comunicazione al Parlamento europeo dal titolo *Strategic Energy Technology Plan* (SET-Plan, *Un piano strategico europeo per le tecnologie energetiche*), con cui intende dare un forte impulso a imprese e governi affinché uniscano le loro forze per fornire energia sostenibile, sicura e competitiva.

2 Il documento per la consultazione pubblica *The external dimension of the EU energy policy*, del 21 dicembre 2010, fa riferimento in particolare a 4 ambiti:

- integrazione dei mercati e sistemi di regolazione dei paesi confinanti;
- rafforzamento delle partnership strategiche con paesi fornitori e di transito;
- ruolo dell'Unione europea nel determinare l'agenda globale per un'energia sicura e a basso contenuto di carbonio;
- coordinamento delle politiche dell'Unione europea e degli Stati membri in ambito energetico.

3 Per una descrizione dettagliata dei contenuti del Terzo pacchetto energia vedi la *Relazione Annuale 2010*, Capitolo 1, vol. 2.

regionali europee, sia dei Forum di Firenze e di Madrid (vedi oltre).

Per quanto riguarda il settore elettrico, aldilà delle previsioni che verranno definite dal Piano decennale europeo degli investimenti, le priorità strategiche identificate dalla comunicazione della Commissione europea interessano principalmente la connessione dei nuovi *hub* di generazione da energie rinnovabili con le principali zone di consumo in Europa, ovvero:

- l'interconnessione della rete eolica *offshore* del Mare del Nord con i mercati dell'Europa centrale e settentrionale e con i bacini di stoccaggio idroelettrici alpini e del Nord Europa;
- l'interconnessione dei mercati e dei bacini di generazione nell'Europa sud-occidentale (in particolare la Penisola iberica, la Francia e l'Italia, la Comunità energetica dei Balcani) e l'interconnessione della generazione rinnovabile del Nordafrica con l'Europa;
- l'interconnessione dell'Europa sud-orientale e centro-orientale (Corridoi Nord-Sud ed Est-Ovest, integrati con i bacini di generazione da fonti rinnovabili);
- il completamento del *Baltic Energy Market Interconnection Plan* (BEMIP).

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, le priorità identificate dalla comunicazione, sono la diversificazione degli approvvigionamenti e lo sviluppo di una rete europea di trasporto di gas totalmente flessibile e interconnessa. Ciò richiederà:

- lo sviluppo del Corridoio dell'Europa del Sud per gli approvvigionamenti dal Mar Caspio, dall'Asia centrale e dal Medio Oriente;
- il collegamento dei mari Baltico, Nero, Adriatico ed Egeo (BEMIP e corridoio Nord-Sud nell'Europa centrale e orientale);
- lo sviluppo dei corridoi Nord-Sud nell'Europa occidentale per rimuovere i colli di bottiglia che attualmente caratterizzano la rete di trasporto, inclusa la connessione Nord Africa-Spagna-Francia.

La comunicazione avanza inoltre alcune proposte relativamente allo sviluppo delle infrastrutture petrolifere (*i.e.* rafforzare le infrastrutture esistenti e l'interoperabilità delle reti centro-orientali) e delle *smart grids* (*i.e.* fornire incentivi agli investimenti, adeguare la normativa e realizzare piattaforme informative).

Nel lungo termine, coerentemente con le previsioni rese pubbliche dalla *roadmap* per un'economia a basso contenuto di carbonio al 2050 (vedi oltre), il documento identifica alcune priorità come lo sviluppo delle autostrade elettriche (c.d. *supergrid*) e delle infrastrutture di trasporto della CO_2. La comunicazione valuta che le *supergrid* siano in grado di gestire la significativa crescita sia della generazione eolica nel Mare del Nord e nel Mar Baltico, sia della generazione rinnovabile, solare e fotovoltaica in Europa meridionale e sud-orientale e in Nordafrica, connettendo tali *hub* di produzione con i principali centri di consumo in Europa centrale in modo tale da permettere la gestione di un flusso di domanda/offerta di energia sempre più flessibile e decentralizzato.

Relativamente al metodo di pianificazione strategica degli investimenti prioritari per lo sviluppo delle infrastrutture, la comunicazione identifica una metodologia che prevede:

- l'aggiornamento continuo di progetti detti "di interesse europeo", secondo un metodo *rolling* e sulla base di criteri predefiniti che verranno identificati dagli *stakeholder* e da ACER a partire dal 2012;
- il coinvolgimento nella pianificazione dei raggruppamenti strategici regionali e in particolare delle Iniziative regionali esistenti;
- l'accelerazione delle procedure di approvazione per la costruzione di progetti di interesse europeo;
- la definizione di adeguati processi di informazione e sensibilizzazione della popolazione dei territori interessati;
- lo sviluppo di schemi di finanziamento affidabili, trasparenti e stabili.

Consiglio europeo sui temi dell'energia e dell'innovazione

Il Consiglio europeo del 4 febbraio 2011, dedicato ai temi dell'energia e dell'innovazione, nel discutere le proposte delle sopra citate comunicazioni della Commissione europea, ha adottato alcune importanti conclusioni politiche e operative che riguardano:

- una rapida adozione della proposta di regolamento sull'integrità e sulla trasparenza dei mercati (vedi oltre);

- l'implementazione delle misure per la creazione di un mercato interno europeo, pienamente integrato e interconnesso entro il 2014;
- lo sviluppo di Codici di rete europei e del *market coupling* attraverso la cooperazione fra ACER, regolatori nazionali e gestori di rete;
- la definizione di standard tecnici per i veicoli elettrici, entro la metà del 2011, e per le *smart grids* e i contatori intelligenti entro la fine del 2012;
- il monitoraggio, da parte della Commissione europea, dei diritti dei consumatori e in particolare di quelli vulnerabili;
- l'accelerazione delle proposte per l'ammodernamento e lo sviluppo delle infrastrutture, in quanto nessuno Stato membro dovrà essere isolato dalla rete europea del gas e dell'elettricità a partire dal 2015; la richiesta alla Commissione europea di presentare, entro il mese di giugno 2011, proposte operative sia per accelerare le procedure autorizzative per la costruzione di nuove infrastrutture, sia per favorire la disponibilità di risorse finanziarie adeguate;
- la definizione di un Piano europeo per l'efficienza energetica e la valutazione dello stato di avanzamento dei relativi Piani nazionali verso l'obiettivo europeo, definito nel Pacchetto clima ed energia 20-20-20, di recuperi di efficienza energetica del 20% al 2020;
- l'implementazione della direttiva europea 2009/28/CE sulle energie rinnovabili e il monitoraggio dei relativi sistemi nazionali di incentivazione;
- il sostegno agli obiettivi dello *Strategic Energy Technology Plan*;
- il rafforzamento delle relazioni esterne dell'Unione europea con i paesi produttori, di transito e consumatori attraverso nuove proposte, che la Commissione europea dovrà avanzare entro giugno 2011, in tema di sicurezza delle forniture e di cooperazione internazionale; l'opportunità di estendere e rafforzare l'*Energy Community Treaty* con i paesi confinanti;
- l'obbligo per gli Stati membri, a partire da gennaio 2012, di informare regolarmente la Commissione europea in merito agli accordi bilaterali con paesi terzi in tema di forniture energetiche, in essere e a venire;
- lo sviluppo di una strategia energetica a basso contenuto di carbonio al 2050, che permetta il raggiungimento dell'obiettivo unilaterale dell'Unione europea di riduzione dell'85-90%, rispetto ai livelli del 1990, delle emissioni di gas serra, entro il 2050.

Politiche europee per l'energia e l'ambiente al 2020 e al 2050

Nel marzo 2011 è stata pubblicata la comunicazione della Commissione europea *Energy Efficiency Plan* (COM 2011, 109, *final*). Il Piano, richiesto dal Consiglio energia straordinario del 4 febbraio, si è reso necessario in quanto, sulla base degli impegni sinora adottati dagli Stati membri, la Commissione europea ritiene che l'obiettivo di riduzione del 20% dei consumi energetici al 2020 possa essere raggiunto soltanto al 50%. Il documento individua i settori prioritari di intervento (edilizia, trasporti e industria) e gli strumenti specifici di promozione dell'efficienza energetica che sarebbe necessario adottare per raggiungere l'obiettivo al 2020. In particolare, se entro il 2013 la Commissione europea valuterà insufficienti gli impegni degli Stati membri adottati su base volontaria, la stessa proporrà la definizione, sulla falsariga della direttiva

2009/28/CE relativa alle fonti rinnovabili, di obiettivi nazionali vincolanti.

Sempre a marzo 2011 è stata pubblicata la comunicazione della Commissione europea *Renewable Energy: Progressing towards the 2020 Target* (COM 2011, 31 *final*): si tratta del rapporto relativo allo stato di attuazione delle politiche per la promozione delle energie rinnovabili in Europa, previsto dalla direttiva 2009/28/CE. In base alle risultanze di tale rapporto, la Commissione europea valuta positivamente gli impegni sinora adottati dagli Stati membri e ritiene che l'obiettivo del 20% della generazione elettrica da fonti rinnovabili al 2020 possa essere ampiamente raggiunto ad alcune precise condizioni. In primo luogo gli Stati membri dovranno impegnarsi a rispettare i propri Piani nazionali di attuazione pubblicati nell'estate 2010: sulla base degli impegni assunti in quell'ambito, circa la metà dei paesi prevede non solo di raggiungere, ma anche di superare, i propri obiettivi nazionali, mentre i paesi restanti prevedono di accedere ai meccanismi di collaborazione fra Stati definiti dalla direttiva. In secondo luogo, gli Stati membri dovranno rafforzare i meccanismi di collaborazione internazionale esistenti ed in grado di raddoppiare lo sforzo di investimento nelle energie rinnovabili, passando da 35 a 70 miliardi di euro l'anno. Gli strumenti finanziari e di incentivo dovranno essere razionalizzati e armonizzati per consentire anche una migliore integrazione della generazione da energie rinnovabili nel mercato unico europeo.

Roadmap per una economia a basso contenuto di carbonio al 2050

Con il Pacchetto clima ed energia 20-20-20 l'Unione europea ha adottato alcune misure orientate a diminuire, entro il 2020, le emissioni di gas serra del 20% rispetto al livello del 1990, e si è impegnata a ridurle del 30% nel caso in cui altri paesi industrializzati prendano impegni analoghi. Nell'ottobre 2009 il Consiglio europeo ha adottato un impegno unilaterale di lungo termine con un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra dell'85-90% rispetto ai livelli del 1990, entro il 2050: la comunicazione *A Roadmap for Moving to a Low Carbon Economy* (COM 2011, 112, *final*) di marzo 2011 prefigura il percorso che l'Europa dovrà adottare per arrivare a tale traguardo.

Il documento proposto dalla Commissione europea contiene un'analisi delle tappe e degli impegni settoriali necessari per raggiungere al 2050 l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra prefissato. In particolare, identifica alcuni obiettivi intermedi al 2020 (25%), al 2030 (40%) e al 2040 (60%) che si traducono in una riduzione media annua delle emissioni di gas serra dell'1% nella prima decade, dell'1,5% nella seconda e del 2% nelle due rimanenti.

TAV. 1.1

Obiettivi di riduzione di emissioni rispetto al 1990 per settore

Quote percentuali

SETTORI	2005	2030	2050
Generazione elettrica (CO_2)	-7	-54/-68	-93/-99
Industria manifatturiera (CO_2)	-20	-34/-40	-83/-87
Trasporti (inclusa l'aviazione ed esclusi i trasporti marittimi)	+30	+20/-9	-54/-67
Edilizia residenziale e servizi (CO_2)	-12	-37/-53	-88/-91
Agricoltura (non CO_2)	-20	-36/-37	-42/-49
Altri (emissioni diverse da quelle di CO_2)	-30	-72/-73	-70/-78
TOTALE	-7	-40/-44	-79/-82

Fonte: Commissione europea, *A Roadmap for Moving to a Low Carbon Economy, 2011.*

Un ruolo particolare gioca in questo scenario il settore della generazione elettrica, di cui si prevede una totale decarbonizzazione entro il 2050. In tale contesto la quota di tecnologie a basso contenuto di carbonio nella generazione elettrica (*i.e.* energie rinnovabili, combustibili fossili trattati con tecniche di cattura e stoccaggio di carbonio, nucleare) dovrà crescere dall'odierno 45% al 60% nel 2020, raggiungendo l'obiettivo intermedio del 75-80% nel 2030 e il 100% nel 2050. Per favorire lo

sviluppo di nuove tecnologie a basso contenuto di carbonio, la direttiva 2009/29/CE, che definisce lo schema di scambio di permessi di emissione di CO_2, dovrà essere rafforzata in modo tale che i segnali di prezzo per il mercato siano sufficientemente forti, stabili e prevedibili nel lungo periodo. Dovrà in particolare essere rivisto l'attuale tasso di riduzione lineare del tetto ai permessi di emissione, identificato dalla direttiva 2009/29/CE e pari a 1,74 punti percentuali l'anno (per un dettaglio del meccanismo, vedi il Capitolo 1, vol. 1). Dovranno anche essere programmati adeguati investimenti sulle reti e in nuove tecnologie di trasmissione (dati il peso crescente che le energie rinnovabili hanno nella generazione elettrica) e, di conseguenza, l'incremento significativo di fonti intermittenti. Nel corso del 2011 la Commissione europea presenterà una specifica *Energy Roadmap* al 2050, che illustrerà nel dettaglio gli scenari settoriali e contemplerà in modo coordinato il processo necessario per il raggiungimento di tali obiettivi.

Gli altri settori che dovranno svolgere un ruolo chiave nella strategia di decarbonizzazione al 2050 sono quello dei trasporti e delle costruzioni. Per quanto riguarda l'industria manifatturiera, è previsto un significativo contributo in tal senso dalle tecnologie e dai processi a basso contenuto di carbonio. In quest'ottica è attesa anche un'adeguata rivisitazione, qualora fosse necessario, delle misure volte sia a contenere il rischio di *carbon leakage* per alcuni settori industriali[4], sia a tutelare la competitività delle industrie energivore europee.

Per raggiungere l'obiettivo generale di decarbonizzazione dell'economia europea al 2050, la Commissione europea stima che sarà indispensabile uno sforzo di investimento addizionale, rispetto al trend attuale, di circa 270 miliardi di euro l'anno. Detta cifra corrisponde a un investimento incrementale dell'1,5% della percentuale (pari al 19%) degli investimenti sul PIL dell'Unione europea nel 2009. Ciò porterebbe gli investimenti europei al livello del periodo prima della crisi, anche se si tratterebbe in ogni caso di uno stanziamento inferiore agli investimenti dei paesi emergenti nello stesso periodo (Cina 48% del PIL, India 35% e Corea del Sud 26%). La capacità di attivare risorse private e non solo pubbliche sarà cruciale per raggiungere gli obiettivi della *Roadmap*.

Nel corso di 40 anni, però, i risparmi derivanti dalla maggiore efficienza energetica e dall'uso delle energie rinnovabili dovrebbero ridurre il fabbisogno europeo di carburanti di una quota compresa fra i 175 e i 320 miliardi di euro l'anno, a seconda della velocità con cui verrà adottata la nuova politica. Sono previsti anche significativi impatti occupazionali (1,5 milioni di nuovi posti di lavoro al 2020) e, ovviamente, di riduzione dell'inquinamento atmosferico.

Regolamento sulla trasparenza dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica

L'8 dicembre 2010, la Commissione europea ha pubblicato la propria proposta di un regolamento sulla trasparenza e integrità dei mercati energetici (*Regulation on Energy Market Integrity and Transparency* – REMIT – COM (2010) 726, *final*), attualmente all'esame del Consiglio e del Parlamento europeo per l'approvazione finale.

Gli scopi del regolamento sono accrescere la trasparenza e migliorare il funzionamento dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, attraverso l'adozione di regole di sorveglianza e di prevenzione degli abusi di mercato derivanti da *market manipulation* e *insider trading*. L'iniziativa legislativa promossa dalla Commissione europea segue il parere espresso congiuntamente dal *Committee of European Securities Regulators* (CESR) e dall'*European Regulator's Group for Electricity and Gas* (ERGEG), nel dicembre 2008, a favore di un regime specifico di sorveglianza dei mercati all'ingrosso dell'energia (vedi il Capitolo 1, vol. 2, della *Relazione Annuale 2010*).

Contestualmente alla proposta REMIT, la Commissione europea sta svolgendo un ampio processo di revisione della regolamentazione finanziaria per colmare i vuoti regolatori esistenti, portati all'attenzione dalla recente crisi economico-finanziaria. In questo contesto, REMIT dovrebbe regolamentare il monitoraggio delle transazioni sui mercati dell'energia (*spot* e OTC) che non sono attualmente normati dalle direttive europee di regolazione dei mercati finanziari (direttiva 39/2004/CE – MiFID e direttiva 6/2003/CE – MAD), rivolte quasi esclusivamente alle transazioni di strumenti finanziari su mercati regolamentati.

4 Si tratta dei settori industriali che, a seguito dell'implementazione delle misure previste in Europa, risultano essere a rischio di delocalizzaione in paesi che, non adottando analoghe misure, vengono a godere di vantaggi comparati rispetto alle imprese europee.

La proposta di regolamento prevede il monitoraggio dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale in capo ad ACER, in cooperazione con le Autorità nazionali di regolazione. Nella proposta queste ultime dovranno assumere la responsabilità dell'*enforcement* delle regole volte a impedire pratiche abusive sui mercati all'ingrosso dell'energia; gli Stati membri dovranno pertanto conferire loro i necessari poteri investigativi e sanzionatori per lo svolgimento di tale funzione, che può essere attribuita in via esclusiva o in condivisione con altre Autorità nazionali.

La proposta di regolamento prevede che l'ACER assicuri il coordinamento tra le Autorità nazionali di regolazione, in particolare rispetto a ipotesi di comportamenti abusivi di natura transfrontaliera. Infine, sono previste disposizioni in materia di cooperazione tra l'ACER, l'*European Securities and Market Authority* (ESMA), le Autorità di regolazione nazionale, le Autorità finanziarie nazionali (in Italia Consob) e altre Autorità competenti, al fine di favorire la condivisione delle informazioni e l'efficace sorveglianza dei mercati.

Coordinamento internazionale

Coordinamento tra i paesi membri dell'Unione europea

Nell'anno appena trascorso gli impegni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas a livello europeo sono stati rivolti a sostenere scelte pro-concorrenziali e in favore dell'armonizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, nell'ottica dell'implementazione del Terzo pacchetto energia, attualmente in fase di recepimento nell'ordinamento italiano (vedi oltre). In particolare, l'Autorità ha dato un importante contributo alla creazione e all'effettiva entrata in funzione dell'ACER, nonché alla predisposizione, da parte dell'ERGEG, delle Linee guida per il funzionamento delle reti europee di trasmissione dell'energia elettrica e di trasporto del gas, che formeranno la base per la futura definizione dei Codici di rete europei da parte degli ENTSOs (ENTSO-E e ENTSO-G)[5]. L'Autorità ha inoltre partecipato proattivamente alla consultazione pubblica promossa dalla Commissione europea sul futuro ruolo delle Iniziative regionali nel settore elettrico e del gas. A conferma dell'impegno profuso a livello europeo, l'Autorità è stata confermata alla Vicepresidenza del *Council of European Energy Regulators* (CEER) per ulteriori 2 anni (febbraio 2011 – febbraio 2013).

Iniziative regionali

Promosse dall'ERGEG insieme con la Commissione europea nel 2006, le Iniziative regionali, attraverso un approccio basato

5 *Energy Transmission System Operator for Electricity, Energy Transmission System Operator for Gas.*

sulla cooperazione volontaria di regolatori, gestori di rete e operatori del mercato, hanno fornito un contributo significativo nel percorso verso l'armonizzazione dei mercati energetici nazionali. Le disposizioni del Terzo pacchetto energia, in particolare quelle riguardanti i nuovi strumenti regolatori costituiti dai Codici di rete europei, che potranno diventare immediatamente implementabili in tutti gli ordinamenti nazionali, nonché il nuovo profilo regolatorio europeo basato sull'ACER e sugli ENTSOs, modificano sostanzialmente il quadro di riferimento in Europa. In questo contesto si è quindi resa necessaria una revisione del ruolo delle Iniziative regionali stesse, in modo tale da adeguarle meglio al nuovo contesto normativo e regolatorio e da renderle eventualmente anche terreno di sperimentazione per l'individuazione di nuovi strumenti di integrazione e ambiti per lo sviluppo di ulteriori Codici di rete.

La riflessione su una possibile revisione degli attuali assetti delle Iniziative regionali è stata avviata dalla Commissione europea stessa nell'ambito di un documento per la consultazione pubblicato nel dicembre 2010[6]. Tale documento suggerisce, in particolare, di modificare l'attuale struttura di controllo e di gestione delle stesse Iniziative regionali, prevedendo sia un maggior coinvolgimento degli Stati membri nei processi decisionali, sia la ridefinizione dei confini attuali delle regioni elettriche e gas.

Iniziative regionali elettriche

L'iniziativa regionale per il Centro-Sud Europa (coordinata dall'Autorità italiana e composta da Italia, Austria, Francia, Germania, Slovenia, Grecia e dalla Svizzera quale paese osservatore) ha perseguito nel 2010 l'obiettivo di creare un vero mercato regionale integrato. Con particolare riferimento all'assegnazione della capacità di trasporto transfrontaliera nel lungo periodo, il risultato di maggior rilievo è stato il raggiungimento di un accordo tra i diversi gestori di rete della regione Centro-Sud per assegnare alla società lussemburghese CASC (*Capacity Allocating Service Company*), già partecipata in modo paritetico da tutti i gestori di rete della regione Centro-Ovest (composta da Belgio, Francia, Germania, Lussemburgo e Paesi Bassi), lo svolgimento delle procedure d'asta per l'allocazione della capacità su base annuale, mensile e giornaliera, a partire da fine marzo 2011. La società CASC costituisce, quindi, per i soggetti interessati a commercializzare energia nei diversi paesi della regione Centro-Sud europea, un'interfaccia commerciale unica per l'acquisto della capacità di trasporto. Un aspetto importante da sottolineare è che CASC svolge la medesima funzione anche per la regione Centro-Ovest europea e quindi potrebbe facilitare l'armonizzazione delle regole di allocazione tra le due aree. Nel corso del 2010 è stato promosso un progetto congiunto tra i regolatori delle due regioni, mirante a concordare, entro il 2012, una serie di regole comuni per le aste di capacità che coinvolgerebbero non solo gli Stati membri appartenenti alle due regioni, ma anche le frontiere con la Svizzera, che rivestono un ruolo chiave per le importazioni nel nostro Paese.

Con particolare riferimento alle allocazioni di capacità su base giornaliera, si sottolinea invece il successo raggiunto sulla frontiera slovena dove, a partire dall'1 gennaio 2011 (vedi anche il Capitolo 2), grazie all'attiva cooperazione tra i regolatori, i ministeri competenti, i gestori di rete e le borse elettriche dei due paesi, è stato possibile attivare un'allocazione della capacità tramite asta implicita, attuando il c.d. *price coupling*. Le due borse, condividendo il medesimo algoritmo di risoluzione e le offerte ricevute, permettono di stabilire congiuntamente i prezzi di mercato per ciascuna ora del giorno successivo, allocando al contempo la capacità di trasporto tra i due paesi. In tal modo si è ottenuta una maggiore efficienza nel processo di allocazione della capacità giornaliera, superando le inevitabili inefficienze connesse con lo svolgimento di aste esplicite che precedono lo svolgimento delle sessioni di mercato.

I futuri sviluppi della regione saranno volti a consentire una possibile estensione del *price coupling* alle altre frontiere della regione, con grande attenzione, anche in questo caso, alla regione centro-occidentale, che ha già raggiunto l'obiettivo di accoppiare tutti i mercati giornalieri che ne fanno parte.

Iniziative regionali gas

Con riferimento al mercato europeo del gas naturale, l'Italia è inserita nell'ambito dell'Iniziativa regionale Sud-Sudest, che il Regolatore italiano coordina insieme con il Regolatore austriaco. Oltre a Italia e Austria, la regione comprende anche Polonia, Ungheria, Slovenia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Grecia, Romania, Bulgaria. Tale composizione geografica, estremamente ampia, rende

6 Comunicazione della Commissione europea *The future Role of Regional Initiatives*, aperta alla consultazione pubblica del 7 dicembre 2010.

un'idea della complessità del processo di integrazione dei diversi mercati nazionali. A differenza di quanto avviene per la regione elettrica cui l'Italia appartiene, costituita da mercati con caratteristiche simili e che condividono molte interconnessioni, la regione gas Sud-Sudest presenta casistiche e livelli di interconnessione estremamente differenziati. Pertanto, nel citato documento per la consultazione sul futuro delle Iniziative regionali europee, la Commissione europea ha evidenziato la necessità di ridefinire l'attuale composizione della regione Sud-Sudest, ripartendola in modo tale da essere meno estesa e più omogenea per caratteristiche.

Le attività di questa regione sono oggi principalmente orientate a definire misure sia per aumentare la liquidità dei mercati e degli scambi tra i paesi appartenenti, sia per invertire il flusso di alcuni gasdotti strategici. A tale riguardo, il nuovo regolamento (CE) 994/2010 sulla sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale definisce, per i paesi della regione, le norme da adottare in materia di infrastrutture finalizzate a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas tra gli Stati membri dell'Unione europea. Tra queste si ricordano, a titolo di esempio, sia l'obbligo di adottare, entro il 3 dicembre 2014, tutte le misure interne necessarie a garantire il rispetto dello stringente criterio di sicurezza N-1[7], sia l'obbligo, per i gestori dei sistemi di trasporto, di realizzare una capacità bidirezionale permanente su tutte le interconnessioni transfrontaliere entro il 3 dicembre 2013.

Con particolare riferimento a tali obblighi, si rileva che nell'ambito della regione Sud-Sudest sono ancora in fase di analisi i risultati dell'indagine di mercato, chiusa a fine marzo 2010, mirante a valutare il potenziale di prenotazioni di capacità di trasporto continua sul gasdotto TAG (Austria-Italia), così da permettere l'apertura di una procedura di *Open Season* per prenotare capacità continua in esportazione dall'Italia. Sempre con riferimento alle infrastrutture, si segnala la procedura di *Open Season* riferita alla costruzione di un nuovo gasdotto di connessione tra Ungheria e Slovacchia. Tali interventi infrastrutturali consentiranno una maggior sicurezza degli approvvigionamenti dei paesi coinvolti e, allo stesso tempo, contribuiranno anche a incrementare gli scambi commerciali e la flessibilità degli approvvigionamenti.

La creazione nel mercato italiano di una piattaforma di contrattazione di volumi di gas con consegna fisica presso il Punto di scambio virtuale (PSV) è stata molto apprezzata dagli operatori della regione, che considerano questo risultato propedeutico sia all'incremento di liquidità del mercato italiano del gas naturale, sia all'introduzione dell'importante riforma del bilanciamento fisico del sistema. A tale riguardo, per poter massimizzare i benefici derivanti dalle nuove piattaforme M-Gas e P-Gas[8] ha acquisito maggiore importanza il progetto di accordo di gestione operativa tra i gestori di rete Snam e TAG, responsabili del punto di interconnessione Italia-Austria (Tarvisio-Arnoldstein), che potrebbe consentire una maggiore flessibilità negli scambi commerciali tra le piattaforme dei due paesi. Tale accordo faciliterebbe, inoltre, l'armonizzazione nella gestione della capacità a monte e a valle del punto di interconnessione, possibilmente anticipando l'implementazione delle regole di gestione sia della capacità, sia delle congestioni previste dai futuri Codici di rete europei.

ACER – Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia

Con il regolamento (CE) 713/2009 è stata istituita l'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* – ACER), inaugurata ufficialmente il 3 marzo 2011 nella sua sede di Lubiana, in Slovenia. L'ACER avrà i compiti di coordinare la regolazione transfrontaliera e di rimuovere gli ostacoli all'integrazione dei mercati nazionali dell'energia elettrica e del gas, oltre che di consolidare la cooperazione fra regolatori nazionali, anche a livello regionale.

7 Il regolamento (CE) 994/2010 definisce la formula come segue: *«La formula N-1 descrive la capacità tecnica dell'infrastruttura del gas di soddisfare la domanda totale di gas nell'area calcolata, nell'eventualità di un guasto della principale infrastruttura del gas, relativa a una giornata con una domanda di gas eccezionalmente elevata, osservata statisticamente una volta ogni vent'anni. L'infrastruttura del gas comprende la rete di trasporto del gas naturale, inclusi gli interconnettori, come pure gli impianti di produzione, di GNL e di stoccaggio connessi con l'area calcolata. La capacità tecnica di tutta la rimanente infrastruttura del gas, in caso di guasto della principale infrastruttura del gas, deve essere almeno uguale alla somma della domanda totale giornaliera di gas dell'area calcolata, relativa a una giornata con una domanda eccezionalmente elevata, osservata statisticamente una volta ogni vent'anni. I risultati della formula N-1 devono essere almeno pari al 100%».*

8 Il Gestore dei mercati energetici (GME) organizza e gestisce il mercato del gas naturale (M-Gas), nell'ambito del quale gli operatori che siano stati abilitati a effettuare transazioni sul PSV possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti. Su tale mercato il GME svolge il ruolo di controparte centrale delle transazioni concluse dagli operatori. La P-GAS è la Piattaforma di negoziazione per lo scambio di gas naturale dove vengono offerte anche le quote di gas dei soggetti tenuti agli obblighi di cui all'art. 11 del decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7. Anche per operare sulla P-GAS è necessario che gli operatori siano abilitati a effettuare transazioni sul PSV.

Il regolamento (CE) 713/2009 attribuisce all'ACER ampi poteri consultivi e di monitoraggio, oltre che decisionali sulle questioni transfrontaliere, in particolare per dirimere eventuali controversie fra regolatori nazionali e per deliberare esenzioni di accesso di terzi alle reti per nuove infrastrutture di interconnessione, nel caso in cui i regolatori nazionali non raggiungano un accordo. Di grande rilevanza è il compito riconosciuto all'ACER di stilare, su richiesta della Commissione europea, le Linee guida per il funzionamento delle infrastrutture di rete europee, sulla base delle priorità indicate dalla Commissione europea stessa. Tali Linee guida costituiranno il quadro di riferimento di ENTSO-E ed ENTSO-G per l'elaborazione dei Codici di rete. Verificata la congruità dei Codici di rete con le Linee guida, l'ACER ne raccomanderà l'adozione da parte della Commissione europea che, successivamente, potrà stabilire se adottarli con decisione vincolante mediante la procedura di Comitologia. Nell'ipotesi eccezionale in cui gli ENTSOs non riuscissero a elaborare dei Codici di rete, potrebbe stilarli la stessa ACER.

L'ACER è composta da 4 organismi: il Direttore (nominato nel mese di maggio 2010), il Consiglio di amministrazione (composto da 9 membri di cui 4 nominati dal Consiglio, 2 dalla Commissione europea e 2 dal Parlamento europeo), il Comitato dei regolatori (l'organismo tecnico di regolazione composto dai rappresentanti di alto livello dei regolatori nazionali, cui partecipa senza diritto di voto la Commissione europea) e il Consiglio di appello (composto da 6 membri formalmente nominati dal Consiglio di amministrazione). Al suo avvio sono state approvate la struttura operativa (che si articolerà in 3 dipartimenti: elettricità, gas e amministrazione) e le regole per il funzionamento dei gruppi di lavoro. L'ACER si sta dotando di personale proprio, ma nel 2011 si avvarrà ancora, in via transitoria, delle competenze maturate dal personale dei regolatori nazionali. Una volta pienamente operativa, l'ACER subentrerà all'ERGEG in tutte le sue attività e l'ERGEG sarà dichiarata giuridicamente estinta, mediante un atto ufficiale della Commissione europea.

Nel corso del 2010 l'ERGEG, osservando le indicazioni e le procedure previste dal Terzo pacchetto energia, ha predisposto le prime bozze di Linee guida dei Codici di rete e alcune raccomandazioni per i piani decennali di sviluppo delle reti da inviare agli ENTSOs, di cui si dà conto di seguito.

La creazione dell'ACER rappresenta un significativo passo in avanti della regolazione a livello europeo. Si tratta, infatti, della prima istituzione di regolazione sovra nazionale, con il compito di coordinare e integrare l'attività dei regolatori nazionali e con la prospettiva di gettare le basi sia per lo sviluppo armonizzato della regolazione, sia per la creazione di un mercato europeo integrato dell'energia elettrica e del gas.

Altre attività CEER/ERGEG[9]

In vista dell'avvio ufficiale dell'ACER, il 2010 è stato un anno di transizione per i regolatori europei, caratterizzato da una serie di lavori preliminari sul piano istituzionale e organizzativo, ma anche dalla preparazione delle Linee guida per i Codici di rete e delle raccomandazioni sui Piani decennali di sviluppo delle reti elettriche e gas, che dovranno essere predisposti dagli ENTSOs.

Per quanto riguarda le Linee guida, l'ERGEG ha lavorato su 6 differenti progetti, 3 nel settore del gas (*Gas Capacity Allocation*, *Gas Balancing Rules*, *Gas Harmonised Transmission Tariff Structures*) e 3 nel settore elettrico (*Electricity Grid Connection*, *Capacity Allocation and Congestion Management*, *System Operation*). Le Linee guida sono volte ad assicurare un mercato europeo dell'energia integrato, non discriminatorio, concorrenziale ed efficiente, in grado di favorire lo sviluppo degli scambi transfrontalieri.

Per quanto riguarda i Piani decennali di sviluppo, il *Gas Working Group* dell'ERGEG ha dapprima elaborato alcune raccomandazioni, pubblicate il 13 luglio 2010, sul Piano decennale degli investimenti per il gas e ha fornito delle indicazioni in merito allo sviluppo delle infrastrutture, ritenute prioritarie anche alla luce degli obiettivi contenuti nel Terzo pacchetto energia. I regolatori europei, inoltre, hanno sottolineato a più riprese che il ruolo della regolazione è essenziale per creare un contesto stabile, tale da incoraggiare gli investimenti.

9 Il CEER è l'organo di cooperazione volontaria creato nel 2000 dai regolatori dei paesi membri dell'Unione europea. L'ERGEG è l'organo consultivo creato nel 2003 dalla Commissione europea per ricevere supporto riguardo le questioni di regolazione energetica e nell'elaborazione di proposte legislative comunitarie in materia energetica. Il CEER è organizzato in un'Assemblea generale e nel Comitato direttivo. L'ERGEG è governato da un'Assemblea plenaria. Sia il CEER sia l'ERGEG condividono 8 gruppi di lavoro, alcuni dei quali assistiti da *task forces*, che riportano le loro attività all'Assemblea generale CEER e all'Assemblea plenaria ERGEG. Per ulteriori approfondimenti si rinvia al sito web: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ABOUT/ORGANISATION.

Successivamente, nel novembre 2010, l'ERGEG ha pubblicato le proprie valutazioni sul primo Piano decennale degli investimenti nel settore del gas, già predisposto dagli ENTSO-G nel dicembre 2009, rilevando, tra le altre cose, una carenza di prospettiva europea. Secondo l'ERGEG, infatti, il Piano non deve basarsi esclusivamente sui singoli Piani nazionali, ma deve anche individuare le dinamiche europee di lungo periodo e gli ostacoli ai transiti del gas ancora esistenti, in modo da indirizzare le priorità e i progetti dei gestori di rete.

Relativamente al settore elettrico, nel giugno 2010 l'*Electricity Working Group* dell'ERGEG ha pubblicato lo studio *Final Advice on the Community-wide Ten Year Network Development Plan for Electricity.*

Terminato il periodo di *interim*, l'ACER sarà chiamata a fornire il suo parere sui Piani decennali degli investimenti e dovrà monitorare la coerenza tra i piani di investimento nazionali e quelli europei.

Oltre alle previsioni del Terzo pacchetto energia in vista dell'avvio dell'ACER, l'Autorità ha partecipato proattivamente, come di consueto, alle attività dei gruppi di lavoro CEER/ERGEG.

Relativamente al settore dell'energia elettrica, nell'anno appena trascorso l'*Electricity Working Group* di CEER/ERGEG ha dedicato particolare attenzione: al monitoraggio e alla revisione della normativa vigente per le reti di trasmissione elettrica e delle sue Linee guida (*Compliance Monitoring Report on Electricity Regulation (EC) 1228/2003* ed *ERGEG Final Advice on Comitology Guidelines on Fundamental Data Transparency* del 7 dicembre 2010); allo studio delle regole di medio e lungo termine di allocazione delle capacità (*Benchmarking Report on Medium and Long Term Eletricity Transmission Capacity Allocation Rules* dell'11 novembre 2010).

Inoltre, in particolare attraverso la *task force* dedicata alla qualità del servizio di cui l'Autorità italiana ha la *co-chair*, nel corso del 2010 ha pubblicato un importante contributo per lo sviluppo di una politica europea delle *smart grids*. Con il documento *Position Paper on Smart Grids – an ERGEG Conclusion Paper* del 10 giugno 2010, l'ERGEG ha fornito ai decisori politici europei e nazionali una serie di raccomandazioni e conclusioni, condivise dai regolatori europei. In particolare, esse riguardano la definizione stessa di *smart grids* e dei suoi *drivers*, le sfide e le opportunità regolatorie, oltre che le priorità per l'intervento del regolatore in materia. Nell'ottobre 2010, il CEER e l'ERGEG hanno inoltre pubblicato il documento *Fact sheet: a drive towards smart grids*, in cui si indica come e in che termini lo sviluppo delle *smart grids* potrebbe supportare la politica energetica e ambientale europea.

Anche sul tema del cambiamento climatico e dell'efficienza energetica l'Autorità ha svolto un ruolo attivo come *co-chair* della *task force* per lo sviluppo sostenibile all'interno dell'*Electricity Working Group* che, nell'anno appena trascorso, ha dedicato particolare attenzione agli aspetti regolatori relativi all'integrazione delle nuove fonti di generazione eoliche nel quadro del disegno di un mercato europeo integrato. Nel documento di conclusione, pubblicato a luglio 2010, a valle di una pubblica consultazione e di un workshop, il CEER ha sottolineato che le tematiche regolatorie connesse con lo sviluppo della generazione eolica non devono essere trattate separatamente ma pienamente integrate nella discussione, anche in sede ACER, in merito alle regole di funzionamento del mercato e dei Codici di rete. Inoltre, in tema di efficienza energetica, l'Autorità ha svolto, come illustrato anche più oltre, un ruolo centrale sviluppando, nell'ambito delle attività dell'*International Confederation of Energy Regulators* (ICER), il primo Rapporto mondiale sulle misure adottate nei vari paesi per promuovere l'efficienza energetica. Tale Rapporto è stato presentato al G8, tenutosi in Canada nel giugno 2010, rispettando così l'impegno preso in occasione del G8+ dei regolatori di Roma del maggio 2009 (vedi Capitolo 1, vol. 2, *Relazione Annuale 2010*).

Per quanto riguarda il settore del gas, nell'anno appena trascorso è stato avviato un processo di consultazione pubblica mirante a definire un modello di riferimento (c.d. *target model*) per il mercato europeo del gas. Altre attività hanno riguardato: il monitoraggio della regolazione europea (*Monitoring Report 2010 on CAM and CMP on Selected Interconnection Points*, del febbraio 2011) ai sensi del regolamento (CE) 1775/2005; il monitoraggio delle Linee guida ERGEG sulle procedure per le *Open Season* (*Monitoring Report 2010 on the Compliance with the Guidelines of Good Practice of Open Season Procedures*, del dicembre 2010); il monitoraggio degli *hub* europei del gas (*Gas Hub Monitoring Report*, del dicembre 2010); nonché lo studio sulla gestione delle congestioni negli impianti e nelle reti GNL.

Nel 2010 è stato raggiunto un livello soddisfacente di implementazione delle norme contenute nel Terzo pacchetto ener-

gia, relative all'accessibilità e alla tutela dei consumatori; tuttavia resta ancora molto da fare per l'implementazione delle misure previste in tema di povertà energetica, di *smart metering* e di condivisione di *good practices*, tutti temi oggetto di diversi processi di consultazione.

Attraverso le attività del *Customer Working Group*, i regolatori europei, per tutelare al meglio i clienti finali vulnerabili, sostengono la necessità di metterli dapprima in condizione di conoscere i propri diritti e di poter scegliere il proprio fornitore. La trasparenza delle fatture e una procedura di gestione dei reclami seria e accessibile sono considerati strumenti idonei per accrescere il grado di tutela dei clienti finali, nella prospettiva di un mercato concorrenziale e ben funzionante. Questo approccio auspica, in sostanza, l'apertura completa del mercato e l'eliminazione della regolazione dei prezzi finali.

L'ERGEG ha inoltre contribuito anche quest'anno alla definizione di una struttura condivisa e di una raccolta dati coordinata per le *Relazioni Annuali* che gli Stati membri devono presentare annualmente alla Commissione europea, ai sensi delle disposizioni del Secondo pacchetto energia. Nel dicembre 2010, l'ERGEG ha quindi pubblicato, sulla base delle informazioni raccolte, lo *Status Review on Energy Regulatory Framework*[10], in cui viene analizzato lo stato di implementazione delle normative, dal punto di vista dei regolatori. Dal documento si evince come i principali ostacoli alla creazione di un mercato europeo integrato, evidenziati dalla scarsità di benefici a vantaggio dei consumatori, siano a tutt'oggi individuabili nell'eccessiva concentrazione del mercato all'ingrosso nel settore elettrico e in quello del gas naturale, nel persistere di prezzi regolati che distorcono la concorrenza e nella scelta di soluzioni di *unbundling* ancora inadeguate per accrescere i livelli di concorrenza e di sviluppo delle infrastrutture. Secondo l'ERGEG molti di questi problemi potrebbero essere superati attraverso una celere e completa implementazione del Terzo pacchetto energia.

Attraverso le attività del *Financial Service Working Group*, i regolatori europei si sono impegnati a rimuovere le principali barriere alla concorrenza e alla liquidità, in particolare nelle transazioni finanziarie in ambito energetico. In questo contesto i regolatori europei dell'energia, insieme con quelli dei servizi finanziari, hanno fornito alla Commissione europea elementi utili e hanno elaborato proposte in tema di abuso di mercato, trasparenza e scambio di informazioni tra regolatori dell'energia e supervisori finanziari. Molte delle raccomandazioni fornite sono state riprese nella recente proposta della Commissione europea di istituzione di un regolamento per l'integrità e la trasparenza dei mercati, REMIT (pubblicato il 18 dicembre 2010 e illustrato nel dettaglio in questo Capitolo, nel paragrafo "Evoluzione della legislazione europea"), il cui scopo è preservare l'integrità del mercato interno dell'energia.

Il CEER è anche molto attento alla dimensione internazionale e opera tramite un gruppo di lavoro specifico, l'*International Strategy Group*, per promuovere la cooperazione internazionale sia tra i regolatori di paesi esterni all'Unione europea, sia tra le associazioni regionali di regolatori a livello mondiale. Nell'ambito della cooperazione con il regolatore russo (*Federal Tariff Service*) avviata nel 2009, nell'ottobre 2010 si è tenuto a Bruxelles un incontro bilaterale che ha permesso di rafforzare ulteriormente lo scambio di informazioni e le pratiche di regolazione. Inoltre, è proseguito il dialogo bilaterale fra i regolatori europei e i regolatori degli Stati Uniti (nell'ambito della *US-EU Energy Regulators Roundtable*, tenutasi a Berlino nell'ottobre 2010), avviato dal CEER sin dal 2000, e con l'associazione dei regolatori latino-americani ARIAE (*Asociación iberoamericana de entitades reguladoras de energia*). Si ricorda infine che, come illustrato più oltre, il CEER collabora anche con l'associazione MEDREG (*Association of the Mediterranean Regulators for Electricity and Gas*) e con le istituzioni regolatorie della *Energy Community* del Sudest Europa.

Forum di Firenze, di Madrid e di Londra

Il 19° Forum europeo della regolazione dell'energia elettrica si è tenuto a Firenze il 13 e il 14 dicembre 2010 ed è stato organizzato, come di consueto, dalla Commissione europea con il supporto dell'Autorità italiana. Vi hanno preso parte rappresentanti della Commissione europea, dei ministeri competenti, dei regolatori degli Stati membri dell'Unione europea, dei regolatori della Norvegia e della Svizzera, dei gestori delle reti e dei diversi operatori del settore energetico. Al Forum i regolatori hanno promosso lo sviluppo del *market coupling* tra il Mercato infragiornaliero e quello del giorno prima, nel rispet-

to del *target model* già elaborato per la gestione del mercato elettrico. Durante il Forum, l'ERGEG ha presentato un documento sullo stato dell'arte sia delle *Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management*, sia delle *Pilot Framework Guidelines on Grid Connection*, che permetteranno agli ENTSOs di redigere i Codici di rete.

Tali Linee guida, che il Terzo Pacchetto energia prevede debbano essere approvate dall'ACER, sono state predisposte dall'ERGEG nel corso del 2010 per permettere l'attuazione della nuova procedura ancor prima dell'istituzione dell'ACER stessa (marzo 2011). Tutte le Linee guida saranno comunque recepite formalmente dall'ACER anche attraverso una fase di consultazione pubblica. Una volta formalmente approvate, potrà partire la procedura di predisposizione dei Codici di rete da parte di ENTSO. Le Linee guida citate mirano ad armonizzare i diversi ordinamenti nazionali, con riferimento alla connessione con la rete degli impianti, e a identificare i modelli più efficienti per l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera e la creazione del mercato unico europeo. Quest'ultima in particolare caratterizzerà l'evoluzione dei mercati nazionali in modo decisivo, imponendo l'armonizzazione delle piattaforme di mercato (Mercato del giorno prima e Mercato infragiornaliero) esistenti, in modo da permettere l'accoppiamento dei diversi sistemi nazionali. Il Forum, inoltre, ha accolto positivamente la proposta della Commissione europea di un regolamento per l'integrità e la trasparenza dei mercati (REMIT), auspicandone l'approvazione in tempi brevi.

Al 18° e al 19° Forum europeo della regolazione del gas, tenutisi a Madrid rispettivamente il 27-28 settembre 2010 e il 21-22 marzo 2011, hanno partecipato i rappresentanti dei regolatori, dei governi degli Stati membri, della Commissione europea e dei diversi operatori del settore del gas naturale. Durante gli incontri la Commissione europea ha invitato i regolatori, i gestori di rete e gli operatori ad avviare il processo per stabilire un *gas target model* per il settore del gas, in vista del completamento del mercato interno dell'energia entro il 2014. Il Forum ha accolto con favore l'adozione del regolamento sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici (CE) 2010/994. Nel corso del 19° Forum, in particolare, sono stati confermati gli investimenti per lo sviluppo delle infrastrutture gas che contribuiranno al raggiungimento degli obiettivi previsti dalla politica energetica. L'ERGEG, inoltre, ha presentato le *Framework Guidelines for Capacity Allocation Mechanisms*, impegnandosi a continuare la collaborazione con l'ENTSO-G nell'elaborazione delle future Linee guida pilota e dei Codici di rete pilota e coinvolgendo nel processo anche gli altri operatori interessati. Le Linee guida sull'allocazione della capacità contengono disposizioni molto innovative, che caratterizzeranno il futuro mercato del gas europeo imponendo ai diversi sistemi nazionali di facilitare la commercializzazione di gas tra le piattaforme commerciali (*hub*) europee. Infine, in vista dell'avvio del processo di Comitologia nell'autunno 2011, la Commissione europea ha messo in consultazione una proposta di revisione delle Linee guida, previste dal regolamento (CE) 2005/1775 relativo alle *Congestion Management Procedures*, per ovviare, nelle more dell'approvazione di nuovi Codici di rete ai sensi del Terzo pacchetto energia, ai persistenti problemi di congestione contrattuale sulle interconnessioni europee.

Il 21 e il 22 ottobre 2010 si è tenuto a Londra il 3° *European Citizens' Energy Forum*, cui hanno partecipato i rappresentanti della Commissione europea, delle associazioni europee dei consumatori, degli Stati membri, dell'*Energy Community*, dei regolatori nazionali e dell'industria. Il dibattito si è focalizzato principalmente sui seguenti temi: lo sviluppo di un mercato energetico concorrenziale al dettaglio che tuteli i consumatori; l'analisi dei dati raccolti per determinare misure per il trattamento dei reclami; il ruolo dei regolatori nazionali nella gestione dei reclami; la proposta di istituire un mediatore dell'energia che si occupi della tutela dei consumatori. Il Forum ha accolto i progressi fatti dall'ERGEG per l'implementazione della guida alle *Good Practices*, al fine di promuovere l'emissione di bollette più chiare e più trasparenti. Le conclusioni del Forum hanno altresì incoraggiato una maggiore assistenza ai consumatori per l'utilizzo dei contatori intelligenti. Forte interesse è stato inoltre espresso nei confronti sia della promozione di una politica europea per i consumatori di energia, sia della proposta avanzata da CEER ed ERGEG di elaborare un *Benchmarking report* in merito alla protezione e alla responsabilizzazione dei consumatori. Nel corso del Forum è stato affermato il diritto dei consumatori vulnerabili a ottenere forme di riconoscimento giuridico a livello nazionale, così come previsto dalle misure del Terzo pacchetto energia. Si è infine sottolineata l'importanza di promuovere una maggiore partecipazione dei consumatori ai processi decisionali della politica energetica.

Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

Nell'anno trascorso l'Autorità ha mantenuto il suo impegno a livello internazionale anche in relazione alle iniziative sviluppate nel bacino del Mediterraneo. Inoltre, al fine di rafforzare la cooperazione internazionale e di promuovere quadri regolatori sempre più omogenei e armonizzati, pure in aree esterne all'Unione europea, l'Autorità ha svolto, come negli anni passati, un ruolo importante nella realizzazione di accordi bilaterali e gemellaggi con istituzioni omologhe. Sono inoltre proseguite importanti attività internazionali a livello mondiale, sia in ambito ICER (la Confederazione internazionale dei regolatori dell'energia, avviata dal G8+ dei regolatori dell'energia del 2009 e dal *World Forum of Energy Regulation* (WFER) del 2009), sia in ambito IERN (*International Network of Energy Regulators*).

MEDREG – Association of the Mediterranean Regulators for Electricity and Gas

Fin dal 2006, l'Autorità si è impegnata nell'implementazione della cooperazione energetica tra regolatori nell'area del Mediterraneo, attraverso la creazione di MEDREG[11].

Fondatrice e principale promotrice di MEDREG, l'Autorità è stata eletta alla sua presidenza per due mandati triennali consecutivi, a riconoscimento dell'impegno profuso nella realizzazione degli obiettivi e nella gestione amministrativa dell'associazione stessa.

La presidenza italiana è stata apprezzata per l'efficacia sia del coordinamento delle attività, sia della gestione manageriale e tecnico-scientifica, funzioni che hanno anche contribuito al riconoscimento di MEDREG, nel corso di *summit* ministeriali internazionali, come modello di riferimento per la cooperazione tra regolatori dei paesi del Mediterraneo[12]. Per tale ragione l'Autorità è stata scelta come sede ufficiale del Segretariato MEDREG, che da settembre 2010 ha sede a Milano.

L'Autorità ha coordinato con successo il primo contratto di servizio firmato da MEDREG e dalla Commissione europea il 20 dicembre 2007 e conclusosi il 31 dicembre 2009, che prevedeva, come illustrato nella *Relazione Annuale 2010,* un finanziamento alle attività MEDREG fino a 300.000 €, da destinare in particolare ai c.d. *Mediterranean Partner Countries*[13]. La Commissione europea, valutando positivamente i risultati raggiunti, ha confermato il supporto finanziario a MEDREG attraverso un nuovo contratto triennale (dall'1 gennaio 2010 al 31 dicembre 2012) per un valore di circa 920.000 €. A fine dicembre 2010, il contratto è stato poi ulteriormente incrementato fino a raggiungere il valore complessivo di 1,2 milioni di euro, con l'obiettivo di dare supporto al Piano di azione dell'*Integration of Electricity Markets in Maghreb Countries* (IMME, vedi oltre), rivolto specificamente all'integrazione dei mercati elettrici dei paesi del Maghreb.

11 MEDREG, nata come gruppo di lavoro nel 2006, si è costituita a novembre 2007 come associazione di diritto italiano senza scopo di lucro, con sede in Italia. I membri dell'associazione sono i rappresentanti dei regolatori (Autorità o ministeri competenti) di 20 paesi del Mediterraneo: Albania, Algeria, Autorità palestinese, Bosnia-Erzegovina, Cipro, Croazia, Egitto, Francia, Giordania, Grecia, Israele, Italia, Malta, Marocco, Montenegro, Portogallo, Slovenia, Spagna, Tunisia, Turchia. MEDREG è stata fondata con lo scopo precipuo di promuovere l'elaborazione di proposte per l'armonizzazione regolatoria e lo sviluppo dei mercati dell'energia elettrica e del gas nel Mediterraneo. Gli strumenti principali, utilizzati dai membri, per realizzare il suddetto obiettivo sono: lo scambio di esperienze e informazioni, il rafforzamento della cooperazione fra regolatori, la promozione di attività di formazione in tema di regolazione.

12 Vedi le dichiarazioni finali del summit europeo di Marsiglia, a novembre 2008, e la riunione euro-mediterranea dei Ministri dell'energia tenutasi a Limassol, a dicembre 2007.

13 Con il termine *Mediterranean Partner Countries* la Commissione europea indica i paesi non appartenenti all'Unione europea coinvolti nel processo di Barcellona, ovvero Algeria, Autorità palestinese, Egitto, Israele, Giordania, Libano, Marocco, Siria e Tunisia.

Con riferimento ai 4 gruppi di lavoro in cui si articolano le attività di MEDREG[14], le tematiche affrontate nel corso dell'ultimo anno sono state le seguenti:

- questioni istituzionali (INS AG); il gruppo di lavoro, presieduto dal Regolatore francese, ha elaborato un documento di valutazione del quadro giuridico e regolatorio della protezione dei consumatori attualmente esistente nei paesi membri, e ha indicato, in un successivo rapporto, le raccomandazioni per raggiungere una progressiva armonizzazione del quadro regolatorio nella regione;
- energia elettrica (ELE AG); il gruppo di lavoro, presieduto dal Regolatore egiziano, con il supporto del Regolatore greco, ha completato il rapporto *Heading to an Integrated Mediterranean Electricity Market* e ha avviato uno studio sul quadro giuridico e regolatorio della gestione delle interconnessioni elettriche transfrontaliere, dopo averlo coordinato insieme con il gruppo istituzionale (INS AG);
- gas (GAS AG); il gruppo di lavoro, presieduto dal rappresentante del Governo marocchino fino a maggio 2010, e successivamente dal Regolatore turco, con il supporto del Regolatore spagnolo, ha predisposto un'indagine per il monitoraggio delle *Guidelines of Good Practice* per l'accesso non discriminatorio dei terzi alle infrastrutture di rete nel settore del gas naturale; ciò con l'obiettivo di analizzare il grado di trasparenza nei paesi membri. Il gruppo ha inoltre avviato una serie di studi sui temi della sicurezza degli approvvigionamenti energetici e della trasparenza nei mercati del gas del Mediterraneo;
- ambiente, fonti energetiche rinnovabili ed efficienza energetica (RES AG); il gruppo di lavoro, presieduto dal Regolatore spagnolo con il supporto, fino a maggio 2010, dell'Autorità italiana, sostituita successivamente dal Regolatore maltese, ha concluso 2 studi dal titolo *Effects of the Introduction of Successful Mechanisms to Promote RES and CHP in non-EU Countries* ed *Effects of the Introduction of Successful Mechanisms to Promote Energy Efficiency in non-EU Countries.*

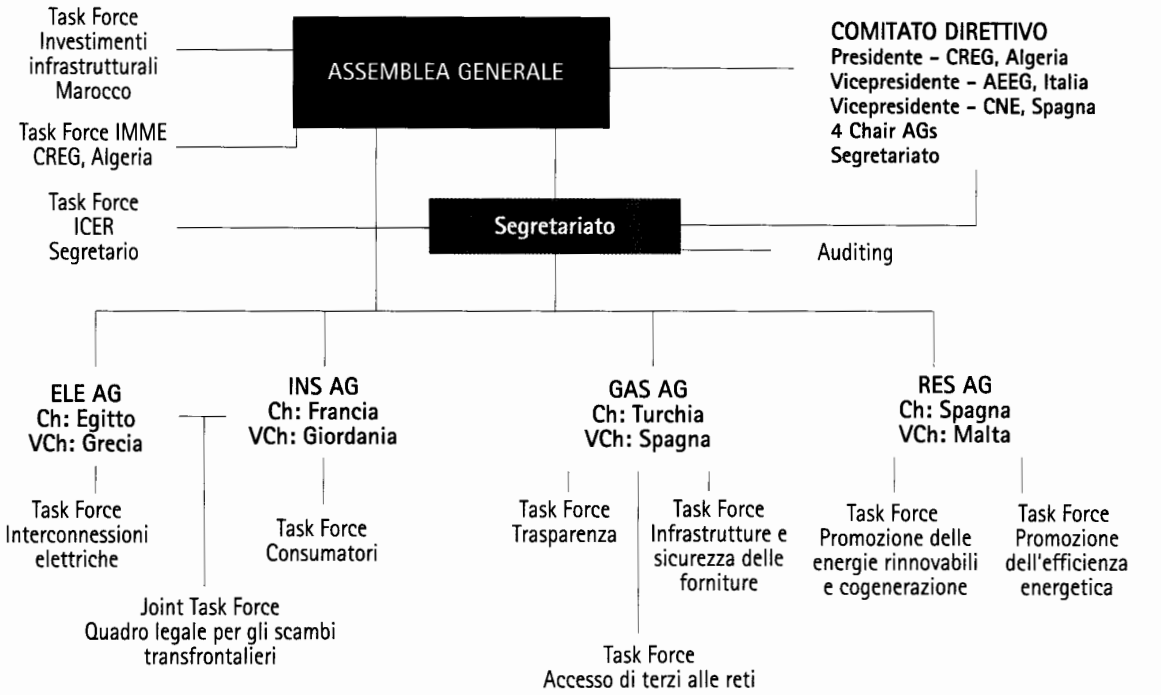
La nona Assemblea generale di MEDREG si è svolta il 28 maggio a Mellieha (Malta), presso il Regolatore maltese (MRA), alla presenza del Ministro maltese per le risorse e gli affari rurali. L'Assemblea ha rinnovato la composizione del Comitato direttivo (*Steering Committee*) giunto a scadenza di mandato e ha nominato il Presidente della Commissione di regolazione dell'Algeria alla presidenza di MEDREG. L'Autorità ha assunto la vicepresidenza, insieme con il regolatore spagnolo. Attualmente, l'organigramma di MEDREG è quello descritto nella figura 1.1.

14 Dal punto di vista operativo, MEDREG lavora attraverso:

- un'Assemblea generale, che si riunisce ogni 6 mesi, alla quale spettano, tra le altre cose, tutte le decisioni finali relative alle attività scientifiche di MEDREG e all'attivazione di nuove collaborazioni;
- uno *Steering Committee*, formato dal Presidente, dai 2 Vicepresidenti e dai 4 *chairmen* dei gruppi di lavoro di MEDREG, con funzioni di coordinamento delle attività e di preparazione dei lavori dell'Assemblea generale (che si riunisce circa 4 volte l'anno, principalmente tramite *call conference*);
- 4 gruppi di lavoro *ad hoc* (AGs) permanenti, che si riuniscono almeno 2 volte l'anno. Questi sono impegnati nell'analisi dei mercati energetici dell'area (dal punto di vista istituzionale e tecnico) e nella predisposizione di documenti contenenti proposte per facilitare le attività di investimento e l'integrazione dei mercati del bacino del Mediterraneo;
- *task force* create *ad hoc* dai gruppi di lavoro o dall'Assemblea generale per seguire tematiche di particolare rilevanza.

FIG. 1.1

Organigramma del MEDREG



La decima Assemblea generale di MEDREG si è svolta il 29 ottobre a Rabat (Marocco), presso il Ministero dell'energia, alla presenza del Segretario generale del Ministero e del Presidente della Commissione energia del Parlamento egiziano. In questo contesto, i rappresentanti del MEDREG hanno deciso di sostenere il Piano di azione IMME 2010-2015 per l'integrazione del mercato elettrico dei paesi del Maghreb (Nord Africa), siglato dai Ministri dell'energia di Algeria, Marocco e Tunisia, riunitisi ad Algeri il 20 giugno 2010[15].

Le attività di formazione, organizzate congiuntamente con la *Florence School of Regulation* (la scuola di regolazione istituita nel 2004 dal CEER in collaborazione con l'Istituto universitario europeo di Fiesole e fortemente sostenuta dall'Autorità), costituiscono uno degli obiettivi principali di MEDREG. Nell'arco del 2010 si sono svolti 2 corsi specializzati: uno sulla protezione dei consumatori (il 30 marzo, ad Atene) e l'altro sullo sviluppo e la gestione delle infrastrutture elettriche a livello regionale (il 7 ottobre, ad Algeri).

Al fine di facilitare il raggiungimento degli obiettivi che MEDREG si è prefissata, l'Autorità ha fatto leva anche sull'interlocuzione sempre più efficace con le istituzioni governative e parlamentari del bacino del Mediterraneo. In questo quadro rientra il ruolo di "osservatore permanente" che l'Assemblea parlamentare del Mediterraneo (PAM) ha conferito a MEDREG nel novembre del 2008. Nell'ambito di questa collaborazione, MEDREG è stata invitata a partecipare alla prima riunione della Commissione per il commercio estero e gli investimenti nel Mediterraneo[16], creata dalla PAM per rafforzare la collaborazione tra i parlamentari dei paesi membri e i maggiori rappresentanti del settore privato e associativo economico-finan-

15 Il Piano di azione IMME 2010-2015 prevede, in particolare, la creazione di Autorità di regolazione indipendenti in Marocco e in Tunisia, lo sviluppo coordinato delle infrastrutture energetiche e l'armonizzazione progressiva del quadro regolatorio e giuridico nei mercati energetici dei tre paesi. Per coordinare il supporto dell'iniziativa IMME, l'Assemblea generale ha creato una commissione di alto livello (IMME *task force*) composta da 7 membri, tra cui i rappresentanti di Italia e Spagna. La prima riunione della IMME *task force* si è svolta il 14 dicembre 2010 e ha permesso di definire una strategia di MEDREG, a fronte del Piano di azione IMME.

16 Tenutasi il 12 e il 13 novembre a Napoli, presso la sede dell'Unione degli industriali di Napoli (Confindustria).

ziario nel Mediterraneo, con l'obiettivo di facilitare l'integrazione economica e gli scambi commerciali nella regione.

Nel luglio 2010, il Presidente dell'Autorità, in qualità di Vicepresidente di MEDREG, è intervenuto alla seconda edizione del Forum economico e finanziario per il Mediterraneo[17]. MEDREG è stata inoltre invitata al *Mediterranean Energy Forum*, organizzato dalla Commissione europea per riunire rappresentanti dei governi degli Stati membri, di istituzioni internazionali e di associazioni regionali, operanti nel settore energetico sui temi dello sviluppo delle energie rinnovabili nel Mediterraneo.

Infine, nell'anno appena trascorso, grazie all'impegno dell'Autorità MEDREG ha ricevuto un importante riconoscimento a livello internazionale: il premio ICER per la regolazione energetica nei paesi in via di sviluppo, per il rapporto *Effects of the Introduction of Successful Mechanisms to Promote Energy Efficiency in non-EU Countries*, consegnato congiuntamente al Presidente dell'Autorità italiana e al neoeletto Presidente di MEDREG in occasione del 21° *World Energy Congress*, tenutosi a Montreal (Canada) a settembre 2010 (vedi oltre).

Mercato dell'energia dei paesi del Sudest Europa

Anche nel 2010 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sudest Europa (EncT), attraverso la partecipazione diretta e continuativa dei propri rappresentanti sia alle riunioni dell'*European Community Regulatory Board* (ECRB) e dei suoi gruppi di lavoro (*Gas Working Group*, *Electricity Working Group* e *Customer Working Group*), sia ai *fora* sull'energia elettrica e sul gas, che hanno lo scopo di condividere le decisioni prese a livello istituzionale con gli *stakeholder* del settore.

La finalità generale dell'EncT è la creazione di un contesto regolatorio di carattere macroregionale, stabile e armonizzato, nella prospettiva di una completa implementazione dell'*acquis* comunitario in materia energetica, della creazione di un mercato energetico regionale e della sua integrazione nel mercato interno dell'Unione europea. A tale fine l'EncT individua come alcuni degli obiettivi principali: attrarre investimenti, facilitare gli scambi di energia, aumentare la concorrenza tra gli operatori e la sicurezza degli approvvigionamenti energetici. Le istituzioni previste dal Trattato sono: *Ministerial Council* (MC), *Permanent High Level Group* (PHLG) – entrambi organismi di carattere politico – ed ECRB. Quest'ultimo riunisce i rappresentanti delle Autorità di regolazione dei paesi aderenti all'EncT, della Commissione europea e dell'ERGEG. Compito principale del *Board* è fornire pareri alle istituzioni politiche del Trattato in merito a questioni di carattere tecnico-economico e ad aspetti relativi al quadro regolatorio. Inoltre l'ECRB assolve a un ruolo di riferimento per la regolazione nei confronti di tutti gli *stakeholder* del mercato energetico interessati all'area balcanica.

Nel corso dell'anno l'Autorità italiana ha partecipato a 4 incontri dell'ECRB (ad Atene il 10 marzo 2010, il 12 ottobre 2010 e il 16 febbraio 2011; a Vienna il 29 giugno 2010) e alle prime 2 riunioni congiunte tra ECRB e PHLG (a Vienna il 28 giugno 2010 e il 24 marzo 2011).

Nell'ambito del settore elettrico, i regolatori del Sudest Europa si sono concentrati sulle azioni necessarie per la creazione di un *Coordinated Auction Office* (CAO), per l'allocazione delle capacità transfrontaliere e la gestione dei costi nella regione. I lavori per la realizzazione del CAO sono affidati a un *Implementation Group* (IG) coordinato dal Regolatore greco e composto da rappresentanti dei regolatori e dei gestori di rete del Sudest Europa, da *trader*, da consumatori, da istituzioni finanziarie internazionali e dalla Commissione europea. L'*Electricity Working Group* coordina le posizioni adottate dai vari regolatori della regione, ed è organizzato in 6 *task force* cui partecipano gli Uffici dell'Autorità[18]. I risultati delle attività dell'*Electricity Working Group* sono stati presentati al 16° Forum per l'energia elettrica nel Sudest Europa, tenutosi ad Atene il 12 e il 13 ottobre 2010. In quell'occasione sono stati affrontati quattro argomenti principali: lo stato dello sviluppo del mercato nella regione, l'apertura del mercato all'ingrosso, lo sviluppo delle infrastrutture, la trasparenza e il monitoraggio del mercato.

17 Il Forum, svoltosi a luglio a Milano e promosso, tra gli altri, dal Ministero degli affari esteri, dal Ministero dello sviluppo economico, dalla Regione Lombardia e dalla Camera di commercio di Milano, ha radunato rappresentanti di amministrazioni pubbliche centrali e locali, associazioni di imprese e operatori nazionali e internazionali del settore energetico. Al Forum, MEDREG ha potuto presentare le proprie attività nella sessione presieduta dal Segretariato dell'Unione per il Mediterraneo, relativa al piano programmatico del *Mediterranean Solar Plan*.

18 *Congestion management, Balancing, Wholesale Market Opening, Licencing, Cross Border Cooperation, Market Monitoring.*

Nel settore del gas, il *Gas Working Group* organizzato in 3 *task force*[19], nel 2010 ha pubblicato lo studio *Regulatory Framework for the Development of the Energy Community Gas Ring*[20]. Sulla base di tale studio il *Gas Working Group* ha individuato due aree per lo sviluppo di progetti di interconnessione e di espansione delle infrastrutture esistenti, e dal 2011 saranno create due *task force* incaricate di coordinare i regolatori nazionali dei paesi coinvolti nella definizione di un Corridoio Nord e di un Corridoio Sud delle infrastrutture necessarie a realizzare il *Gas Ring*. Il *Gas Working Group* ha inoltre pubblicato uno studio comparativo sui modelli del mercato del gas nei paesi membri dell'*Energy Community* e sulla loro conformità al regolamento (EC) 1775/2005. L'Autorità, co-chair del *Gas Working Group* insieme con il Regolatore greco a partire da febbraio 2011, svolge un ruolo guida importante in quanto portatrice di *best practices*, in particolare sugli incentivi regolatori (*i.e.* dimensione temporale su più anni della regolazione tariffaria, pubblicazione dei piani di sviluppo della rete, realizzazione di *standard agreement* per l'interoperabilità tecnica e commerciale tra gli operatori). Il *Gas Working Group*, come ogni anno, ha presentato i risultati dei propri lavori al 5° *Energy Community Gas Forum*, tenutosi a Lubiana (Slovenia), il 14 settembre 2010. Tra i temi principali affrontati al Forum ricordiamo la creazione di ENTSO-G, lo stato di recepimento nei paesi membri di EncT del regolamento (EC) 1775/2005 e gli sviluppi dei piani d'investimento in infrastrutture gas nella regione.
Infine, il *Customer Working Group*, organizzato in 5 *task force*[21], nell'anno trascorso ha concentrato le proprie attività su tre temi principali: rafforzare la rappresentanza degli interessi dei consumatori nel processo di regolazione; assistere i regolatori della regione nell'introduzione di misure di regolazione sulla qualità dei servizi; completare il rapporto riguardante i prezzi e le tariffe nel settore elettrico nella regione, presentato al 16° Forum di Atene sull'energia elettrica.

Gemellaggio con l'Autorità di regolazione ucraina

L'Autorità può vantare una consolidata esperienza di collaborazioni e gemellaggi internazionali, che hanno consentito di diffondere il modello di regolazione italiano, di rafforzare le competenze dei regolatori beneficiari e di porre le basi per mettere i loro mercati nelle condizioni di attrarre investimenti esteri.
In passato, infatti, l'Autorità ha partecipato in qualità di partner, con altri paesi dell'Unione europea, a due progetti di gemellaggio con le Autorità di regolazione di Lituania e Repubblica Ceca, e ha condotto in proprio un gemellaggio con l'Autorità di regolazione della Turchia. Un quarto e più impegnativo progetto di gemellaggio con l'Autorità ucraina di regolazione del settore energetico (NERC), interamente finanziato dalla Commissione europea nell'ambito del programma *Technical Aid to the Commonwealth of Independent States* (TACIS), è stato affidato all'Autorità nel 2007. Il gemellaggio, finalizzato a promuovere l'integrazione del mercato elettrico ucraino con quello dell'Unione europea, anche attraverso uno sviluppo del ruolo istituzionale dell'Autorità ucraina e delle sue capacità di regolazione nel settore elettrico, si è concluso nel 2009 con grande soddisfazione sia delle istituzioni ucraine, sia di quelle comunitarie.
Nel 2008 l'Autorità si è aggiudicata, alla guida di un consorzio di regolatori europei, il suo quinto progetto di gemellaggio, finanziato dal programma comunitario *European Neighbourhood Policy Instrument* (ENPI) e dotato di un budget di 1,2 milioni di euro. Il gemellaggio è stato avviato ufficialmente nell'ottobre 2009 per una durata di 24 mesi, con la finalità di rafforzare la capacità di regolazione e di normazione da parte del NERC nel settore del gas naturale[22]. I Regolatori partner del consorzio sono: ANRE (Romania), HEO (Ungheria) e RAE (Grecia). Il gemellaggio è articolato in 7 componenti e mira a: rafforzare le capacità del NERC per la definizione di una regolazione incentivante nel settore del gas; raggiungere standard di qualità in linea con quelli europei; favorire l'*unbundling*; promuovere l'armonizzazione della regolazione e della legislazione primaria e secondaria ucraina con l'*acquis* comunitario.
Nel quadro del gemellaggio si sono svolte nel 2010 due visite di studio in Italia da parte di funzionari del NERC, per conoscere e approfondire i temi della regolazione del gas nel nostro Paese.

19 *Energy Community Gas Ring, Implementation of Regulation (EC) 1775/2005, Cross Border Transmission.*
20 Lo studio, avviato nel 2008, mira all'individuazione dei possibili strumenti regolatori, volti a facilitare la realizzazione di infrastrutture note con il nome di *Gas Ring*, al fine sia di aumentare la metanizzazione dei paesi della regione del Sudest Europa, sia di fornire benefici ai paesi confinanti con tale regione, in termini di sicurezza degli approvvigionamenti e di aumento della concorrenza nel mercato del gas naturale.
21 *Customer protection, Quality of Service and Smart Metering, Electricity tariffs, Gas Distribution Tariffs, Billing.*
22 Documento EU TACIS, *Project Twinning Fiche*: UA/08/PCA/EY/12 *Regulatory and Legal Capacity Strengthening of Natural Gas Regulation in NERC.*

In considerazione dei risultati positivi ottenuti sinora da questo gemellaggio, la Commissione europea ha proposto di estenderne la durata per ulteriori 12 mesi, con un contributo addizionale di 600.000 €, a supporto dell'implementazione della legge ucraina per la liberalizzazione del settore del gas.

Rapporti bilaterali

Come di consueto, anche nel 2010 l'Autorità è stata coinvolta in una serie di incontri con i regolatori nazionali, i governi e le imprese di paesi europei ed extraeuropei interessati a conoscere il modello italiano di regolazione energetica. La finalità principale dei rapporti bilaterali è lo scambio di informazioni ed esperienze, volto a migliorare l'attività di regolazione e a favorire nuovi investimenti, tutelando i consumatori finali. Lo sviluppo di tali rapporti ha anche contribuito a rafforzare la rete di relazioni con i regolatori di tutto il mondo sia di ICER, sia di IERN (vedi oltre).

In particolare, durante l'anno appena trascorso l'Autorità ha incontrato i rappresentanti dei seguenti paesi:

- Algeria, Marocco e Tunisia; nel maggio 2010 si è tenuto un incontro tra rappresentanti dell'Autorità, alti responsabili dei ministeri e Regolatori del settore dell'energia elettrica provenienti da Algeria, Marocco e Tunisia, in visita in Italia per il citato progetto IMME. L'incontro è stato incentrato sull'evoluzione del mercato elettrico e sul quadro regolatorio vigente in Italia, sottolineando l'importanza di rafforzare, anche attraverso MEDREG, il coordinamento e la cooperazione tra i regolatori dell'energia nell'area del Mediterraneo; ciò nella prospettiva di creare un quadro regolatorio sempre più stabile e armonizzato nell'interesse di tutti, nonché atto a promuovere investimenti infrastrutturali e nuovi collegamenti transfrontalieri;
- Polonia; nel giugno 2010 è stato organizzato un incontro con la Scuola superiore della pubblica amministrazione di Varsavia, nell'ambito di una loro visita di studio alle maggiori amministrazioni pubbliche italiane; in questa occasione sono stati illustrati nel dettaglio le funzioni dell'Autorità e il quadro giuridico e normativo di riferimento;
- Albania; nell'ambito dell'Accordo di partenariato, siglato nel 2007 tra l'Autorità e il Regolatore albanese (ERE), nel luglio 2010 si sono svolti, nelle sedi di Roma e di Milano, due incontri con una delegazione del Ministero dello sviluppo economico e con i rappresentanti del Regolatore dell'Albania, che hanno permesso di approfondire i numerosi aspetti di cooperazione in materia energetica (*i.e.* il meccanismo dei certificati verdi in Italia, la promozione delle energie rinnovabili, l'accesso alla rete, i servizi di bilanciamento e ausiliari, il monitoraggio del mercato regolato, la qualità dei servizi e gli obblighi di servizio pubblico). Sempre nell'ambito della collaborazione bilaterale tra Italia e Albania, nel marzo 2011 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha organizzato un incontro con l'Autorità italiana e l'Autorità per la concorrenza albanese, relativo alle forme di cooperazione esistenti in Italia tra l'Autorità di regolazione energetica e l'Autorità antitrust;
- Thailandia; nel luglio 2010 una delegazione del Collegio della Commissione di regolazione dell'energia thailandese (ERC), guidata dal Presidente, ha incontrato esponenti dell'Autorità per conoscere la struttura del mercato elettrico e del mercato del gas, il quadro regolatorio e le misure di promozione dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili, in Italia;
- Camerun; nel luglio 2010 una delegazione del Regolatore dell'energia elettrica e del gestore di rete del Camerun ha incontrato esponenti dell'Autorità per approfondire la conoscenza della regolazione italiana, con particolare riferimento al meccanismo di formazione dei prezzi nel settore elettrico, alla separazione effettiva tra l'attività di generazione e quella di distribuzione dell'energia elettrica e alle differenze tra forme di *unbundling* in Italia;
- Sri Lanka; nel novembre 2010 il Regolatore dello Sri Lanka ha incontrato funzionari dell'Autorità nell'ambito di una visita di studio in Italia, per approfondire temi legati alla formazione delle tariffe, alle competenze del regolatore in materia di energie rinnovabili e ai meccanismi di partecipazione dei consumatori;
- Ucraina; nel febbraio 2011, nell'ambito della visita di studio del Regolatore ucraino NERC, organizzata dal Ministero dello sviluppo economico all'interno del progetto TAIEX (*Technical Assistance Information Exchange Instrument*), finanziato dalla Commissione europea, l'Autorità è stata invitata a illustrare la struttura e il funzionamento del mercato elettrico nel nostro Paese e il ruolo del regolatore italiano;

- Ungheria; nel marzo 2011 il Ministero dello sviluppo nazionale ungherese ha organizzato a Budapest il quarto incontro del gruppo di lavoro di alto livello italo-ungherese sull'energia. Le delegazioni dei due paesi erano composte da rappresentanti dei ministeri competenti per il settore energetico, dei gestori di rete, dei Regolatori e dei maggiori operatori del settore. La riunione ha permesso di approfondire la cooperazione già esistente tra i due paesi a livello europeo all'interno di CEER/ERGEG e ACER, e anche la cooperazione bilaterale per lo sviluppo delle *smart grids* in Ungheria con il supporto del *know how* italiano, per l'identificazione di progetti di comune interesse nel settore delle energie rinnovabili e per l'evoluzione delle reti elettriche "intelligenti".

ICER – International Confederation of Energy Regulators

L'Autorità contribuisce attivamente alle attività di cooperazione internazionale tra Regolatori dell'energia organizzati nella Confederazione mondiale dei Regolatori dell'energia (*International Confederation of Energy Regulators* - ICER). L'ICER, ideata in occasione del primo G8+ dei Regolatori dell'energia tenutosi a Roma nel maggio 2009, promosso dall'Autorità stessa in collaborazione con il Ministro dello sviluppo economico, è stata formalmente istituita in occasione del 4° WFER di Atene, nell'ottobre 2009. La missione dell'ICER è quella di rafforzare la collaborazione, il coordinamento e la cooperazione internazionale nel settore dell'energia, in modo da tutelare sempre meglio i consumatori e da migliorare continuamente la sicurezza, la qualità e l'economicità dei servizi, in un contesto rispettoso dell'ambiente.

L'ICER raggruppa 11 associazioni regionali di regolatori: AFUR (Africa), ARIAE (America Latina), CAMPUT (Canada), CEER (Unione europea), EAPIRF (Asia orientale e Pacifico), ERRA (Europa centrale e orientale), MEDREG (Mediterraneo), NARUC (Stati Uniti), OOCUR (paesi dei Caraibi), RERA (Africa meridionale) e SAFIR (Asia meridionale)[23].

La presidenza dell'ICER è stata affidata al CEER fino a maggio 2012, e le sue attività sono organizzate in 4 gruppi di lavoro "virtuali", che comunicano tra loro in forma elettronica utilizzando la piattaforma web di IERN (vedi oltre), e mirano a dare continuità e sviluppo ai temi identificati dal 4° WFER, in vista del 5° WFER che si terrà in Canada a maggio 2012. I gruppi di lavoro, coordinati ognuno da un'associazione regionale, si occupano rispettivamente di: affidabilità e sicurezza degli approvvigionamenti energetici, ruolo dei regolatori nella risposta al cambiamento climatico, competitività e tutela dei consumatori vulnerabili, scambio di *best practices* sulla regolazione, formazione, studio e ricerca.

Il coordinamento del gruppo di lavoro che si dedica all'affidabilità e alla sicurezza degli approvvigionamenti è stato assegnato a MEDREG ed è rappresentato dall'Autorità italiana. Il programma di lavoro del gruppo è stato suddiviso in 3 fasi:

- l'analisi dell'efficacia delle politiche energetiche e delle attività regolatorie nazionali e locali nell'affrontare i problemi di sicurezza degli approvvigionamenti, con particolare attenzione alle pratiche regolatorie per la promozione degli investimenti;
- le finalità e i poteri delle istituzioni regionali e delle associazioni regionali di regolatori nel perseguire gli obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti energetici a livello nazionale e regionale;
- il ruolo dei regolatori dell'energia nel promuovere maggior sicurezza nell'ambito degli approvvigionamenti energetici su scala globale.

Nel 2011 verrà completato un rapporto sulle politiche energetiche e sulle attività regolatorie nazionali e locali in tema di sicurezza degli approvvigionamenti, analizzando soprattutto le pratiche regolatorie per la promozione degli investimenti. Il rapporto sarà basato sull'esperienza in materia, fornita direttamente dai regolatori aderenti all'ICER e sui dati presentati dall'*International Energy Agency*, Eurostat ed ENTSO-G.

Il gruppo di lavoro che si occupa del ruolo dei regolatori nella risposta al cambiamento climatico è coordinato dal CEER con un significativo supporto, come già ricordato più sopra, da parte dell'Autorità italiana. Esso analizza in special modo i temi dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili, della

23 AFUR (*African Forum for Utility Regulators*), ARIAE (*Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía*), CAMPUT (*Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals*), CEER (*Council of European Energy Regulators*), EAPIRF (*East Asia and Pacific Infrastructure Regulatory Forum*), ERRA (*Energy Regulators Regional Association*), MEDREG (*Association of Mediterranean Regulators for Electricity and Gas*), NARUC (*National Association of Regulatory Utility Commissioners*), OOCUR (*Organization of Caribbean Utility Regulators*), RERA (*Regional Electricity Regulators Association*), SAFIR (*South Asian Forum for Infrastructure Regulation*).

generazione distribuita e dello scambio di *best practices* per il contenimento delle emissioni climalteranti. Durante l'anno trascorso, il gruppo di lavoro ha prodotto il primo rapporto mondiale sulle *best practices* regolatorie in materia di efficienza energetica (*ICER Energy Efficiency Report*), presentato ufficialmente alla riunione del G8 tenutasi a Muskoka, in Canada, nel giugno 2010. Si tratta del primo rapporto mondiale in materia di efficienza energetica fondato sull'esperienza diretta dei regolatori nazionali aderenti all'ICER, che include un'ampia gamma di pratiche regolatorie, meccanismi di incentivo e strumenti fiscali, meccanismi di mercato e strumenti informativi per i consumatori. Nel 2011 il gruppo di lavoro prevede la realizzazione di un rapporto sui meccanismi di incentivo delle energie rinnovabili e della generazione distribuita a livello mondiale, nonché un aggiornamento del rapporto sull'efficienza energetica.

Il gruppo di lavoro che si occupa di competitività e tutela dei consumatori vulnerabili è coordinato da CAMPUT e nel 2010 ha avviato uno studio sull'affidabilità delle nuove forme di fornitura elettrica e di funzionamento della rete, sviluppatesi a seguito dell'incremento della generazione di elettricità da fonti di energia rinnovabili.

Il gruppo di lavoro che si occupa delle *best practices* regolatorie, di formazione e di ricerca per i regolatori, è coordinato dall'associazione nordamericana di regolatori dell'energia NARUC e promuove iniziative volte a favorire lo scambio di *best practices* di progetti di formazione dedicati ai regolatori. Le attività del gruppo sono in stretta sinergia con quelle del progetto IERN (vedi oltre) e nell'anno appena trascorso hanno prevalentemente dedicato attenzione allo sviluppo sul sito web dell'ICER (www.icer-regulators.net) di banche dati documentali e allo scambio di *best practices* regolatorie. Il gruppo di lavoro ha promosso la prima edizione dell'*ICER Award*, rivolto a contributi originali riguardo le prassi regolatorie e presentato ufficialmente al *World Energy Council*, a Montreal, nel settembre 2010.

IERN – International Energy Regulators Network

IERN è una piattaforma web con cui si intende facilitare lo scambio di informazioni e la collaborazione fra le Autorità di regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, a livello mondiale. L'iniziativa, promossa dal 2° WFER tenutosi a Roma nel 2003, è stata curata per le fasi di prima ideazione e progettazione dall'Autorità italiana stessa. Nel 2005 il progetto pilota è stato fatto proprio dal CEER che ha incaricato la *Florence School of Regulation* sia dell'implementazione dei contenuti tecnici e scientifici, in collaborazione con le principali associazioni regionali di regolatori a livello mondiale, sia della gestione operativa.

In occasione del 3° WFER tenutosi a Washington nel 2006, è stato ufficialmente presentato il sito web dello IERN (www.IERN.net). Dal 2007 il CEER ha attivato un apposito gruppo di lavoro (FIERN *Task Force*) per il coordinamento del progetto in ambito europeo e ha promosso, assieme alle associazioni regionali di regolatori che co-finanziano il progetto, un Comitato direttivo (*Steering Committee*) con il compito di sorvegliare l'iniziativa.

Ad Atene, in occasione del 4° WFER, il Comitato direttivo IERN ha apportato le necessarie modifiche allo statuto IERN, al suo bilancio e al suo programma triennale, in modo tale da accogliere il progetto ICER nell'ambito della piattaforma IERN. Nel dicembre 2010 alla Presidenza di tale organismo è stata confermata l'Autorità, grazie anche all'impegno che essa ha profuso nel tempo a sostegno dell'iniziativa.

Sul sito IERN sono attualmente recensiti oltre 315 regolatori dell'energia presenti in tutto il mondo. Nel 2010 è stato potenziato il progetto, avviato nel 2009, di mappatura delle risorse e delle competenze dei regolatori nazionali nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale, basato sulle risposte a questionari *online*. Sono stati inoltre avviati uno studio comparato sulla valutazione dei costi dei gestori di trasmissione ai fini tariffari in diversi paesi europei, e un progetto pilota di enciclopedia della regolazione energetica *web-based* sul modello di *Wikipedia*.

Evoluzione della legislazione italiana

Provvedimenti di interesse

Numerosi sono stati gli interventi normativi che, a partire dalla seconda metà del 2010, hanno interessato i settori dell'energia elettrica e del gas naturale.

In primo luogo, la legge 4 giugno 2010, n. 96, recante *Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee – Legge comunitaria 2009,* ha dato avvio al processo di recepimento nell'ordinamento interno delle direttive relative ai settori energetici. Si tratta della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE recanti, rispettivamente, *Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica* e *Norme comuni per il mercato interno del gas naturale.*

In particolare, l'art. 17 della legge n. 96/10, nel recepire la direttiva 2009/28/CE ha delegato il Governo a procedere a un riassetto dei sistemi di incentivazione delle fonti di energia rinnovabili vigenti, al fine di garantire il raggiungimento degli obiettivi assegnati all'Italia dal Pacchetto clima ed energia 20-20-20 dell'Unione europea, mediante la promozione congiunta di efficienza energetica e utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione e il consumo di energia elettrica, calore e biocarburanti.

Con riferimento alle due direttive quadro sui mercati, il medesimo art. 17 ha delegato il Governo a provvedere al recepimento delle stesse. In particolare nel settore del gas naturale ha richiesto che venga assicurata un'efficace separazione tra le attività di trasporto e stoccaggio e le altre attività della relativa filiera industriale. Sempre nel settore del gas l'art. 17 ha richiesto pure che vengano introdotte misure volte a garantire maggiore disponibilità di capacità di stoccaggio, anche favorendo l'accesso, a parità di condizioni, di una pluralità di operatori nella gestione delle nuove attività di stoccaggio. Per quanto concerne il settore elettrico, il medesimo articolo ha previsto, tra l'altro, misure finalizzate ad aumentare gli scambi transfrontalieri, tenendo conto, ai fini della realizzazione di nuove infrastrutture di produzione e di trasporto di energia elettrica, della rilevanza dell'infrastruttura stessa per il mercato interno dell'energia elettrica e della sua coerenza con gli obiettivi di politica energetica nazionali e comunitari.

Di rilievo appaiono altresì le misure contenute nel decreto legge 8 luglio 2010, n. 105, recante *Misure urgenti in materia di energia*, convertito con modificazioni nella legge 13 agosto 2010, n. 129. Il provvedimento prevede soprattutto l'istituzione, presso l'Acquirente unico, di un sistema informatico integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas, basato su una banca dei dati identificativi dei clienti finali, che comprende anche informazioni riguardo a eventuali inadempimenti contrattuali da parte dei clienti finali medesimi. Il decreto contiene, inoltre, alcune importanti disposizioni volte a sanare le più urgenti e rilevanti criticità emerse nello sviluppo degli impianti di produzione di energia alimentati a fonti rinnovabili. In particolare, il provvedimento prevede che l'Autorità definisca, sulla base di indirizzi del Ministero dello sviluppo economico, specifiche regole finalizzate a evitare fenomeni di prenotazione di capacità di rete per impianti alimentati da fonti rinnovabili per i quali non siano verificate, entro tempi definiti, le condizioni di concreta realizzabilità. In questo modo il decreto intende sanare le problematiche, ampiamente emerse nel corso degli ultimi anni, relative alla saturazione virtuale della rete. Si rileva che, nell'ambito dell'esame del suddetto provvedimento, il Governo ha accolto come raccomandazione l'ordine del giorno 9/3660-A/6, relativo all'affidamento delle funzioni di regolazione dei servizi idrici all'Autorità.

Con il decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, recante *Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale e il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali*, attuativo della delega contenuta nell'art. 30, comma 6, della legge 23 luglio 2009, n. 99, il Governo ha poi provveduto a una revisione dei tetti antitrust nel settore del gas (precedentemente disciplinati dall'art. 19, commi 2 e 3, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164), introducendo anche misure volte a incentivare la realizzazione di nuova capacità di stoc-

caggio. In sintesi, il decreto fissa al 40% che il valore della quota di mercato all'ingrosso che ciascun operatore non può superare. Tale valore può tuttavia essere portato al 55%, nel caso in cui l'operatore si impegni ad attuare una serie di interventi tra i quali, in particolare, la realizzazione di uno specifico programma di sviluppo di nuova capacità di stoccaggio per 4 miliardi di metri cubi, i cui diritti di utilizzazione siano resi disponibili al mercato secondo specifiche modalità. Nel caso in cui un operatore superi la soglia sopra citata, è obbligato a effettuare, per l'anno termico successivo, un programma di *gas release* con modalità analoghe a quelle di cui all'art. 3, commi 1 e 2, del decreto legge 1 luglio 2009, n. 78. I volumi di detto programma sono determinati con decreto del Ministero dello sviluppo economico in ragione del superamento, da parte del medesimo soggetto, del relativo valore soglia e delle condizioni di mercato, ma non possono comunque superare i 4 miliardi di metri cubi.

In attuazione della delega contenuta nella menzionata legge comunitaria 2009, il 3 marzo 2011 il Consiglio dei ministri ha approvato in via definitiva il decreto legislativo recante *Attuazione della Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*, che definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020, in materia di energia da fonti rinnovabili. Il c.d. "decreto rinnovabili" ridisegna, dunque, il sistema degli incentivi pubblici per la produzione di energia rinnovabile da fonte solare fotovoltaica, superando le norme contenute nel decreto ministeriale 6 agosto 2010 (Terzo Conto energia), che potranno essere applicate solo agli impianti solari fotovoltaici per i quali l'allacciamento alla rete elettrica sia perfezionato entro il 31 maggio 2011. Per gli impianti allacciati successivamente a detto termine, comunque entro il 31 dicembre 2012, l'incentivazione verrà disciplinata con successivo decreto interministeriale, da emanarsi entro il 30 aprile 2011. Il provvedimento prevede un sistema di incentivazione differenziato a seconda della potenza dell'impianto produttivo di energia elettrica da fonti rinnovabili (compresa quella fotovoltaica), individuando una soglia di discrimine in 5 MW di potenza, oltre la quale per l'assegnazione degli incentivi si procederà con le aste al ribasso, gestite dal Gestore dei servizi elettrici (GSE). Al di sotto di questo tetto si riconosceranno gli incentivi *feed-in tariff*, ossia commisurati ai costi specifici degli impianti, tenendo conto delle economie di scala. Infine, il decreto introduce norme in materia di controlli e sanzioni in ipotesi di fruizione di incentivi non spettanti. Sempre riguardo al settore fotovoltaico, il decreto reca un'ulteriore innovazione con riferimento agli impianti installati su terreni agricoli. Saranno agevolati, infatti, solo gli impianti a terra con potenza nominale fino a 1 MW e, nel caso di terreni appartenenti allo stesso proprietario, gli impianti dovranno essere collocati a distanza non inferiore ai 2 km; inoltre, per poter usufruire dell'agevolazione, non potrà essere destinato all'installazione degli impianti più del 10% della superficie del terreno agricolo nella disponibilità del proponente.

In attuazione della delega contenuta nella legge comunitaria 2009, il 3 marzo 2011 il Consiglio dei ministri ha approvato in via preliminare lo *Schema di decreto legislativo recante attuazione delle direttive 2009/72/CE, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 2009/73/CE, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, e 2008/92/CE, concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica* (atto n. 335). Al 31 marzo 2011, data di chiusura della presente *Relazione Annuale*, lo *Schema di decreto* era all'esame, in sede consultiva, delle competenti Commissioni parlamentari e pertanto soggetto a ulteriori modifiche.

In base al citato provvedimento, il Ministero dello sviluppo economico delineerà gli scenari decennali relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas naturale; nell'ambito della strategia energetica nazionale, il Governo individuerà le necessità minime di realizzazione o di ampliamento degli impianti di produzione di energia elettrica, di rigassificazione di GNL, di stoccaggio e delle relative infrastrutture di trasmissione e di interconnessione con l'estero, al fine di garantire sicurezza, economicità e concorrenza nelle forniture di energia.

Per il settore del gas naturale, relativamente alla separazione della proprietà dei sistemi di trasporto dalla gestione dei medesimi, sono stati scelti il modello dell'operatore indipendente del trasporto per la rete nazionale e il modello del gestore di rete separato dal proprietario della stessa per porzioni minori di reti di trasporto. L'efficacia dei modelli adottati sarà sottoposta a verifica dopo 5 anni da parte dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato. L'Autorità provvederà alla

certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto, secondo la procedura definita nel provvedimento stesso.

Sarà il Ministero dello sviluppo economico a individuare le modalità per la redazione, da parte dei gestori di rete, del Piano decennale di sviluppo della rete; sempre il Ministero dello sviluppo economico valuterà se detto Piano sia conforme con i programmi infrastrutturali derivanti da accordi internazionali e con il Piano decennale di sviluppo della rete a livello comunitario. Nel caso in cui il gestore non effettui un investimento previsto dal Piano decennale, il ministero potrà imporne la realizzazione.

Riguardo le questioni transfrontaliere, il Ministero dello sviluppo economico ha il compito di adottare le misure necessarie affinché il gestore della rete di trasmissione nazionale e il gestore del mercato operino una gestione efficiente delle piattaforme di contrattazione e delle eventuali criticità, garantendo l'interoperabilità, la sicurezza e l'affidabilità dei sistemi interconnessi; al suddetto organismo è altresì attribuita la funzione di individuare le modalità e le condizioni delle importazioni e delle esportazioni di energia elettrica.

Altri interventi normativi

Data la difficile congiuntura economica, la legge 30 luglio 2010, n. 122, di conversione del decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, recante *Misure urgenti in materia di stabilizzazione finanziaria e di competitività economica*, impone che anche questa Autorità, benché non riceva alcun contributo statale, aderisca, come ogni altra istituzione del Paese, all'impegno comune di contenimento della spesa pubblica. Le misure definite in detto provvedimento prevedono, in particolare, una consistente riduzione delle spese per consulenze, studi e collaborazioni, nonché di quelle destinate ai convegni e alla pubblicità, tutti strumenti necessari per un organismo di regolazione quale l'Autorità che opera in settori altamente specializzati e caratterizzati da elevata complessità tecnica e dalla continua evoluzione tecnologica.

Con il decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31, recante *Disciplina della localizzazione, della realizzazione e dell'esercizio nel territorio nazionale di impianti di produzione di energia elettrica nucleare, di impianti di fabbricazione del combustibile nucleare, dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi, nonché misure compensative e campagne informative al pubblico*, il Governo ha dato attuazione alla delega contenuta nell'art. 25 della legge n. 99/09, in materia di costruzione in Italia di impianti nucleari per la produzione di energia elettrica. Il provvedimento contiene, in particolare, una nuova disciplina relativa:

- alle procedure autorizzative e ai requisiti degli operatori per lo svolgimento nel territorio nazionale delle attività sia di costruzione, esercizio e disattivazione degli impianti nucleari, sia di gestione delle strutture per lo stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi;
- alla costituzione e gestione del Fondo per la disattivazione degli impianti nucleari;
- alle misure compensative relative alle attività di costruzione e di esercizio degli impianti da corrispondere in favore delle persone residenti, delle imprese operanti nel territorio circostante i siti e degli enti locali interessati;
- alla localizzazione del deposito nazionale destinato ad accogliere i rifiuti radioattivi provenienti da attività pregresse e future di impianti nucleari nel territorio nazionale;
- alle sanzioni irrogabili in caso di violazione delle norme prescrittive contenute nel medesimo decreto.

Tale provvedimento è stato oggetto di modifiche e correzioni con il decreto legislativo 23 marzo 2011, n. 41, ai fini di semplificare le procedure di valutazione e di autorizzazione dei nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonte nucleare, di meglio definire i requisiti tecnici per la costruzione e l'esercizio degli impianti e di ridurre i tempi di costruzione dei medesimi.

Il 6 ottobre 2010 le Commissioni riunite trasporti e attività produttive della Camera dei Deputati hanno iniziato, in prima lettura, l'esame congiunto delle proposte di legge *Disposizioni per favorire lo sviluppo della mobilità mediante veicoli che non producono emissioni di anidride carbonica* (AC 2844) e *Disposizioni per la realizzazione di reti infrastrutturali al servizio dei veicoli alimentati a energia elettrica* (AC 3553), deliberando un'indagine conoscitiva sullo sviluppo della mobilità elettrica cui l'Autorità ha partecipato con l'invio di una memoria illustrata anche nel Capitolo 2.

Il tema della mobilità elettrica, presente nella comunicazione della Commissione europea dell'aprile 2010, *Una strategia europea per i veicoli puliti ed efficienti sul piano energetico* (COM,

2010, 186), intende sia garantire la sostenibilità della mobilità nel lungo termine, sia contribuire al raggiungimento degli obiettivi definiti dalla strategia dell'Unione europea 2020 per la crescita, lo sviluppo e l'occupazione, perseguendo la "decarbonizzazione" del settore dei trasporti entro il 2050. In tale contesto, la comunicazione considera necessario definire regole e obiettivi comuni per il settore dei veicoli convenzionali che impiegano carburanti gassosi quali il metano, il biogas e il GPL, al fine di favorire la diffusione sul mercato di vetture dotate di motori opportunamente adattati e forniti di specifici sistemi di stoccaggio, nonché la predisposizione di una rete di rifornimento sufficientemente estesa. La mobilità elettrica costituisce, dunque, come illustrato più oltre dalle azioni adottate (vedi il Capitolo 2), un ambito naturale per l'azione dell'Autorità, in particolare per quanto riguarda lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica, l'impatto sul sistema di distribuzione e il possibile contributo al bilanciamento del sistema, il risparmio energetico ottenibile con l'elettrificazione dei trasporti e lo sviluppo del mercato liberalizzato al dettaglio dell'energia elettrica.

Sempre con l'intento di ridurre le emissioni di gas serra e l'inquinamento causato dai trasporti, uno dei principali ostacoli allo sviluppo sostenibile, nella seduta del 21 dicembre 2010 la Commissione attività produttive della Camera ha iniziato l'esame di un testo base derivante dall'abbinamento di più proposte di legge, recante *Disposizioni in materia di utilizzo del metano come carburante per autotrazione*" (AC 2172); tale testo è stato approvato in prima lettura, il 10 febbraio 2011. La proposta di legge è diretta a incentivare, specie nelle grandi aree metropolitane, nelle aree a rischio di superamento dei valori limite e delle soglie di allarme di inquinamento, nonché sulla rete autostradale, l'impiego del metano per autotrazione (al quale per la prima volta viene riconosciuta la caratteristica merceologica di carburante), a motivo del suo ridotto impatto ambientale e della sicurezza intrinseca del suo utilizzo. L'art. 3 del provvedimento attribuisce all'Autorità il compito di determinare le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano con le reti del gas naturale.

Nell'ambito dell'attività normativa nazionale, assumono particolare rilievo lo schema di regolamento del Ministero dello sviluppo economico e del Ministro per i rapporti con le Regioni e per la coesione territoriale, recante *Individuazione dei criteri di gara e di valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas*, e lo schema di decreto del Ministero dello sviluppo economico, recante *Determinazione degli ambiti territoriali minimi nel settore della distribuzione del gas naturale*; alla data di chiusura della presente *Relazione Annuale*, il primo schema è ancora in attesa di pubblicazione nella *Gazzetta Ufficiale*, mentre il secondo è in attesa dell'esame da parte del Consiglio di Stato, prima della sua definitiva approvazione.

Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni

Segnalazioni

Segnalazioni del 18 maggio 2010 e del 19 agosto 2010 sulle misure per la maggiore concorrenzialità del gas naturale

Nella segnalazione 18 maggio 2010, PAS 10/10, l'Autorità ha formulato le proprie osservazioni e proposte, al Parlamento e al Governo, in ordine allo schema di decreto legislativo (atto del Senato della Repubblica n. 213) adottato dal Consiglio dei ministri in data 23 aprile 2010, ai sensi dell'art. 30, commi 6 e 7, della legge n. 99/09, recante *Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale e il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali*; nella segnalazione PAS 10/10 l'Autorità ha evidenziato aspetti positivi e criticità riscontrabili nello schema di decreto.

Successivamente, l'Autorità, a valle dell'approvazione definitiva del provvedimento, è tornata a occuparsi del decreto legislativo *de quo* trasmettendo al Parlamento e al Governo la segnalazione 19 agosto 2010, PAS 18/10, nella quale è stata evidenziata la persistenza di tre criticità già affrontate nella segnalazione PAS 10/10. Si tratta, in particolare: dell'esclusione degli autoconsumi dal calcolo della quota di immissione ai fini antitrust; dell'incertezza sui benefici concreti per le famiglie e le piccole imprese; delle modalità con le quali si dovrebbe realizzare la collaborazione istituzionale tra l'Autorità e il Ministero dello sviluppo economico, in relazione alle attività di supporto all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, nella verifica degli impegni assunti da parte degli operatori.

Segnalazioni del 25 giugno 2010, del 13 luglio 2010 e del 30 novembre 2010 sulle misure urgenti in materia di stabilizzazione finanziaria e di competitività economica

Con la segnalazione 25 giugno 2010, PAS 12/10, l'Autorità ha evidenziato le criticità relative ad alcune disposizioni contenute nel decreto legge n. 78/10, che si trovava all'attenzione del Parlamento per la conversione in legge, segnalando in particolare il loro impatto negativo sull'attuazione della più recente normativa comunitaria.

A tal riguardo, l'Autorità ha chiarito di condividere pienamente le esigenze di contenimento della spesa pubblica sottese al provvedimento in esame, cui ha inteso assicurare ogni giusta partecipazione, ma ha evidenziato che alcune delle misure contenute nel succitato decreto legge producono seri impatti negativi sullo svolgimento dei compiti affidati all'Autorità dalla legge istitutiva, nonché dagli interventi normativi nazionali e dell'Unione europea. In particolare si fa riferimento sia alla possibilità di adempiere ai compiti assegnati ai regolatori nazionali dell'energia dalle recenti direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, sia alle attività di regolazione e controllo finalizzate alla tutela dei consumatori e allo sviluppo della competitività del sistema energetico. Tali misure, si è rilevato, intaccano infine l'autonomia economico-finanziaria, gestionale, organizzativa e operativa dell'Autorità stessa, sancita dalla legge istitutiva.

In assenza di interventi legislativi volti a sanare tali criticità, l'Autorità è tornata a evidenziare, con le segnalazioni 3 luglio 2010, PAS 13/10, e 30 novembre 2010, PAS 29/10, le gravi problematiche connesse con l'attuazione della manovra 2010, nonché le criticità relative alle proprie esigenze funzionali; ciò con particolare riferimento alla necessità di adeguare la dotazione di personale dell'Autorità, prevista per legge, ai numerosi nuovi incarichi assegnati a essa dal diritto nazionale e comunitario, anche in vista dell'attuazione dei compiti derivanti dalle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE.

Segnalazione del 30 settembre 2010 sul funzionamento dei mercati dell'energia

La segnalazione del 30 settembre 2010, PAS 21/10, sul funzionamento dei mercati dell'energia è stata formulata ai sensi dell'art. 3, comma 10-*ter*, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, come convertito nella legge 28 gennaio 2009, n. 2, dove è previsto che *«A decorrere dall'anno 2009, l'Autorità per l'energia elet-*

trica e il gas invia al Ministro dello sviluppo economico, entro il 30 settembre di ogni anno, una segnalazione sul funzionamento dei mercati dell'energia, che è resa pubblica. La segnalazione può contenere, altresì, proposte finalizzate all'adozione di misure per migliorare l'organizzazione dei mercati, attraverso interventi sui meccanismi di formazione del prezzo, per promuovere la concorrenza e rimuovere eventuali anomalie del mercato. Il Ministro dello sviluppo economico, entro il mese di gennaio dell'anno successivo, può adottare uno o più decreti sulla base delle predette proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas».

Nella segnalazione al Ministero dello sviluppo economico, l'Autorità ha sottolineato come i mercati dell'energia presentino ancora oggi rilevanti criticità strutturali, più marcate nel settore del gas. Permangono infatti carenze nello sviluppo delle infrastrutture, nonché posizioni di elevata concentrazione dell'offerta, particolarmente pesanti nel mercato del gas che pure molto incide, nel caso italiano, su quello elettrico. In ragione di ciò, nella segnalazione sono state evidenziate, separatamente, per i mercati del gas e dell'energia elettrica, le principali criticità che caratterizzano ciascun settore e sono state formulate proposte tese a migliorare il funzionamento dei mercati, a promuovere la concorrenza, a rimuovere alcune anomalie e a meglio tutelare i consumatori.

Segnalazione del 22 novembre 2010 sul funzionamento dei mercati dell'energia in merito all'assetto proprietario e gestionale delle reti di trasmissione/trasporto del gas naturale e dell'energia elettrica

Con la segnalazione 22 novembre 2010, PAS 27/10, l'Autorità ha formulato le proprie osservazioni e proposte al Parlamento e al Governo in merito all'assetto proprietario e gestionale delle reti di trasmissione e di trasporto del gas naturale e dell'energia elettrica; ciò in occasione della pubblicazione del documento per la consultazione 22 novembre 2010, DCO 41/10, *Primi orientamenti in materia di disciplina delle procedure di certificazione delle imprese che agiscono in qualità di gestore di un sistema di trasporto del gas naturale o di trasmissione dell'energia elettrica*, nonché in vista dell'implementazione delle nuove disposizioni europee in tema di separazione delle reti, contenute ai Capi IV, V, VI della direttiva 2009/72/CE, e ai Capi III, IV, V della direttiva 2009/73/CE.

Nella segnalazione PAS 27/10 l'Autorità ha sottolineato come sia quanto mai opportuno – oltre che normativamente necessario alla luce della scelta già compiuta con la legge 27 ottobre 2003, n. 290 – adottare anche nel settore del gas un modello di separazione proprietaria per la rete di trasporto, come positivamente sperimentato nel settore elettrico con la creazione di Terna.

Segnalazione del 2 dicembre 2010 sulla nuova disciplina dell'ordinamento della professione forense

Con la segnalazione 2 dicembre 2010, PAS 31/10, l'Autorità ha presentato al Parlamento e al Governo le problematiche e le criticità relative ad alcune misure contenute nel disegno di legge n. 198-a, recante *Nuova disciplina dell'ordinamento della professione forense*, approvato in prima lettura dal Senato in data 23 novembre 2010.

In particolare l'Autorità, conformemente alla finalità istituzionale di promozione della concorrenza e dell'efficienza dei servizi di pubblica utilità, nonché di tutela degli interessi di consumatori e utenti nei settori dell'energia elettrica e del gas, ha ritenuto opportuno richiamare l'attenzione del Governo e del Parlamento sugli effetti che produrrebbe nei settori dell'energia elettrica e del gas l'art. 2, comma 6, del citato disegno di legge, ai sensi del quale l'attività di consulenza legale e di assistenza legale stragiudiziale è riservata agli avvocati, al pari di quanto oggi previsto per l'attività di assistenza giustiziale. L'Autorità ha segnalato come tale norma imporrebbe una irragionevole limitazione al diritto dei consumatori di energia elettrica e di gas, nell'ambito delle controversie che possono sorgere con i fornitori dei servizi, di farsi assistere o di ricevere consulenza stragiudiziale da soggetti diversi dagli avvocati, come il personale che lavora presso le associazioni dei consumatori, appositamente formati e selezionati dall'Autorità nell'ambito della promozione di iniziative di risoluzione stragiudiziale delle controversie.

Segnalazione del 27 dicembre 2010 sull'attività di vigilanza svolta per evitare la traslazione sui prezzi al consumo della Robin Tax

Il 27 dicembre 2010 l'Autorità, adempiendo ai compiti a essa affidati dall'art. 81, comma 18, del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito nella legge 6 agosto 2008, n. 133, ha inviato al Parlamento la terza Relazione sull'attività di vigilanza svolta al fine di evitare che l'addizionale d'imposta prevista

dal comma 16 del medesimo articolo (c.d. *Robin Tax*) venga traslata sui prezzi al consumo.

Nella Relazione l'Autorità ha fornito un resoconto dell'attività di vigilanza per l'anno 2010 e in particolare ha illustrato sia gli interventi di natura regolatoria e organizzativa adottati, sia le azioni intraprese ai fini del monitoraggio delle informazioni trasmesse dagli operatori per le verifiche di primo e secondo livello. L'attività di vigilanza ha coinvolto il personale della Guardia di Finanza che ha svolto accertamenti nei confronti degli operatori che non hanno fornito le informazioni richieste. Nel documento si è inoltre dato conto del contenzioso attivato dagli operatori interessati avverso i provvedimenti prescrittivi adottati dall'Autorità in esito alle verifiche di secondo livello che, in alcuni casi, si sono concluse con l'accertamento della violazione del divieto (vedi anche il Capitolo 6).

Segnalazione del 14 gennaio 2011 sull'attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

Con la segnalazione 14 gennaio 2011, PAS 1/11, l'Autorità ha formulato le proprie osservazioni e proposte in merito allo schema di decreto legislativo recante *Attuazione della direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.* Anche se il provvedimento contiene aspetti positivi e condivisibili, tramite la segnalazione PAS 1/11 l'Autorità ha raccomandato alcuni correttivi per evitare il rischio di ulteriori oneri in bolletta; oneri che nel 2010 hanno pesato per oltre 3 miliardi di euro sui consumatori. In particolare, l'Autorità ha indicato che:

- sarebbe opportuno limitare drasticamente il rinvio a futuri decreti attuativi, per garantire agli operatori norme e tempi certi per gli investimenti;
- dovrebbero preferirsi strumenti di mercato, evitando l'eccessivo ricorso a meno efficienti incentivi amministrati;
- andrebbero eliminate alcune criticità e sovrapposizioni nella ripartizione dei compiti istituzionali di attuazione.

Nella segnalazione l'Autorità ha pure evidenziato la necessità di introdurre precisi poteri di intervento antispeculazione, per arginare l'oneroso proliferare di richieste di connessione con la rete, avanzate a fini puramente opportunistici; ciò prevedendo anche un unico procedimento autorizzativo per gli impianti di produzione e i necessari allacciamenti. Appare inoltre indispensabile, secondo l'Autorità, salvaguardare, senza snaturarlo, il meccanismo dei certificati bianchi che, per il risparmio energetico, ha già prodotto risultati positivi.

Segnalazione del 2 febbraio 2011 sulla necessità di abrogare la legge in materia di tensioni normali per la distribuzione di energia elettrica in bassa tensione

Con la segnalazione 2 febbraio 2011, PAS 5/11, l'Autorità ha posto all'attenzione del Parlamento e del Governo la necessità di abrogare la ormai obsoleta legge 8 marzo 1949, n. 105, in materia di tensioni normali per la distribuzione di energia elettrica in bassa tensione, illustrata nel dettaglio nel Capitolo 2. La legge n. 105/49 ostacola, infatti, il pieno recepimento delle indicazioni provenienti dall'armonizzazione europea al riguardo, con particolare riferimento alla risoluzione del Consiglio europeo del 7 maggio 1985, relativa a una nuova strategia in tema di armonizzazione tecnica e standardizzazione. L'Autorità ha dunque segnalato l'opportunità di abrogare tale atto normativo primario in quanto, una volta abrogata la legge n. 105/49, la materia dei livelli nominali di tensione sarebbe automaticamente disciplinata dalla normativa tecnica di riferimento, emanata dal Comitato elettrotecnico italiano (CEI). Il CEI, membro italiano dell'organismo europeo di standardizzazione elettrotecnica CENELEC, ha già dato seguito al processo di armonizzazione europea con la propria norma CEI 8-6, *Tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione pubblica a bassa tensione,* nella quale sono recepite le disposizioni dell'armonizzazione europea.

Segnalazione del 3 febbraio 2011 sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo e di integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili

La segnalazione 3 febbraio 2011, PAS 6/11, è stata formulata dall'Autorità ai sensi dell'art. 28, comma 2, della legge n. 99/09, laddove si prevede che la stessa debba riferire con un'apposita Relazione alle commissioni parlamentari competenti, entro il 30 gennaio di ogni anno, sia sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale, sia in

merito all'utilizzo e all'integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

In base a tale disposto, anche facendo riferimento al testo della sopramenzionata segnalazione del 30 settembre 2010 al Ministro dello sviluppo economico, si è pertanto proceduto, nell'ambito della Relazione presentata con la segnalazione PAS 6/11, ad ampliare i contenuti già precedentemente trattati, spingendo lo sguardo oltre le sole questioni relative al funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale ed esaminandone lo stato complessivo; ciò con particolare riguardo: alla tutela dei consumatori (e specificamente delle famiglie che versano in condizioni economiche disagiate); alle condizioni di economicità delle offerte disponibili sui suddetti mercati; alle condizioni di non discriminazione tra gli operatori; alla competitività delle imprese in relazione ai loro consumi energetici.

La Relazione si è dunque soffermata ad analizzare, in special modo, le condizioni di funzionamento e competitive, dei mercati al dettaglio, all'ingrosso e, nel caso dell'energia elettrica, a termine; sono state enucleate le criticità relative a ognuno dei segmenti citati e formulate proposte relative al loro superamento. Inoltre, la Relazione contestualizza il mercato dell'energia italiano rispetto a quello internazionale ed europeo, quest'ultimo caratterizzato dall'imminente recepimento del Terzo pacchetto energia. Per quanto riguarda specificamente il mercato italiano, si è dato conto, come richiesto dalla legge, dello stato di utilizzo e dell'integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Infine, la Relazione ha illustrato gli ultimi sviluppi in materia di: tutela dei consumatori e agevolazioni speciali, facendo riferimento a recenti interventi nell'ambito della qualità commerciale e tecnica; Codici di condotta commerciale; introduzione di strumenti al servizio dei consumatori finali per il confronto delle offerte commerciali disponibili (Trova offerte); *Atlante dei diritti del consumatore di energia*; Sportello per il consumatore di energia; introduzione di bonus dell'energia per i clienti vulnerabili.

Pareri e proposte al Governo

Pareri

Il 23 aprile 2010 l'Autorità ha rilasciato al Ministro dello sviluppo economico il proprio parere favorevole ai fini dell'approvazione del regolamento della Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote del gas naturale importato, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 marzo 2010.

In data 24 settembre 2010 l'Autorità ha poi rilasciato, sempre al Ministro dello sviluppo economico, un ulteriore parere in merito a una proposta di modifica dello stesso regolamento della Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas (P-Gas), ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 marzo 2010. Tale Piattaforma di negoziazione costituisce un passo concreto verso la creazione della futura borsa del gas. Nella stessa direzione va inquadrato il parere rilasciato dall'Autorità al Ministero dello sviluppo economico in data 4 agosto 2010, relativo allo schema di decreto in materia di cessione, presso il mercato regolamentato delle capacità e del gas, di aliquote del prodotto di giacimenti di gas naturale dovute allo Stato, ai sensi dell'art. 11, comma 1, del decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, e ai fini dell'approvazione di modifiche del regolamento della piattaforma di negoziazione del gas naturale, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 marzo 2010.

Il 3 agosto 2010 l'Autorità ha rilasciato al Ministro dello sviluppo economico il proprio parere favorevole riguardo alla

disciplina del fornitore di ultima istanza per il periodo 1 ottobre 2010 – 30 settembre 2011.

Sempre in vista dell'avvio della Piattaforma negoziata per gli scambi di gas all'ingrosso, l'Autorità ha rilasciato al Ministro dello sviluppo economico, in data 12 ottobre 2010, un parere sulla proposta di regolamento del mercato del gas (MGAS), ai sensi dell'art. 30, comma 30.1, della legge n. 99/09.

Proposte

Ai sensi dell'art. 30, comma 15, della legge n. 99/09, l'Autorità ha presentato al Ministero dello sviluppo economico sia una proposta riguardo alla definizione delle modalità per l'aggiornamento dei valori di acconto e di conguaglio del costo evitato di combustibile, di cui al Titolo II, punto 2, del provvedimento CIP6, sia una proposta in materia di definizione dei valori di conguaglio, per l'anno 2009, del costo evitato di combustibile, di cui al medesimo Titolo II, punto 2, del provvedimento CIP6.

Infine, in data 12 ottobre 2010, l'Autorità ha presentato al Ministro dello sviluppo economico, ai sensi dell'art. 1, comma 4, della legge 3 agosto 2007, n. 125, una proposta in merito alla modifica delle procedure concorsuali per l'aggiudicazione del servizio di salvaguardia nel settore elettrico.

Audizioni presso il Parlamento

Autorità amministrative indipendenti

Nell'audizione del 26 maggio 2010 presso la Commissione affari costituzionali della Camera, convocata nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sulle Autorità amministrative indipendenti, l'Autorità ha descritto e illustrato diffusamente, anche tramite la presentazione di un'ampia e documentata memoria, le proprie caratteristiche istituzionali, le regole di funzionamento, l'organizzazione, le attività istituzionali e le responsabilità. In tale quadro, l'Autorità ha altresì segnalato come opportuni i seguenti interventi:

- il dimensionamento idoneo del personale, in termini numerici, con flessibilità di gestione; ciò, facendo riferimento alle specifiche competenze professionali, necessarie per l'espletamento efficiente dei compiti attribuiti dal legislatore;
- la conservazione del sistema di finanziamento indipendente; anche alla luce della recente normativa comunitaria, è opportuno che continui a essere caratterizzato dalla contribuzione dei soggetti che operano nei settori elettrico e gas a favore esclusivo della sola Autorità settoriale competente e non anche di altre Autorità;
- il sostegno dell'autonomia economico-finanziaria consolidando, per via legislativa, l'estraneità dell'Autorità dai vincoli di finanza pubblica disposti per le amministrazioni beneficiarie, parzialmente o totalmente, di contributi dello Stato; ciò in ragione dell'autonomia finanziaria dell'Autorità e mantenendo comunque e giustamente, anche per essa, l'attuale controllo *ex ante* sul prelievo a carico dei soggetti regolati e il controllo *ex post* da parte della Corte dei conti;
- la miglior definizione, attraverso disposizioni normative specifiche, dei rapporti tra potere di regolazione e potere di garanzia; ciò sia prevedendo adeguati strumenti anche per il regolatore di settore, con particolare riguardo alla tutela dei consumatori dell'energia elettrica e del gas, sia definendo misure che valorizzino istituzionalmente la cooperazione con le altre Autorità e l'interlocuzione con il Parlamento e il Governo.

L'Autorità, infine, data la possibilità che le vengano affidate le funzioni di regolazione dei servizi idrici, ha formulato una specifica proposta, nel caso il legislatore intendesse percorrere tale opzione.

Schema di decreto legislativo recante misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale e il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali

Nell'audizione del 15 giugno presso le Commissioni riunite industria, commercio e turismo del Senato e delle attività produttive, commercio e turismo della Camera, avente a oggetto lo *Schema di decreto legislativo recante misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale e il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali* (atto n. 213), l'Autorità ha affrontato profili critici e aspetti positivi del provvedimento, ribadendo i contenuti già trattati nelle segnalazioni PAS 10/10 e PAS 18/10 (vedi sopra).

Strategia energetica nazionale

Nell'audizione del 20 ottobre 2010 presso la X Commissione industria, commercio e turismo del Senato, l'Autorità è intervenuta nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sulla strategia energetica nazionale sia fornendo alla suddetta Commissione elementi informativi e analitici relativi allo stato dei mercati energetici nazionali e internazionali, sia soffermandosi sul ruolo che svolge e dovrà svolgere l'Autorità in tale contesto, alla luce dei provvedimenti europei del Terzo pacchetto energia.

L'Autorità ha così segnalato al Parlamento che l'indipendenza e l'autonomia dell'istituzione sono messe a rischio dall'estensione all'Autorità medesima di alcuni drastici vincoli economico-gestionali, posti dalla recente manovra economico-finanziaria, già oggetto delle segnalazioni PAS 12/10, PAS 13/10 e PAS 29/10. Infatti, sebbene l'Autorità non gravi sul bilancio dello Stato e non riceva alcun tipo di finanziamento pubblico, essa ha dovuto assumere provvedimenti fortemente limitanti le sue attività operative, incidendo in particolare su quelle rivolte a una maggior tutela dei consumatori, a un ulteriore sviluppo della competitività dei sistemi elettrici e gas, ai monitoraggi e ai controlli già dimostratisi efficaci, ancorché necessari.

Sviluppo della mobilità elettrica

L'Autorità ha offerto il proprio contributo nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sullo sviluppo della mobilità elettrica (avviata, nel corso del 2010, dalle Commissioni trasporti e attività produttive della Camera), tramite la trasmissione, in data 21 gennaio 2011, di un'apposita memoria. In essa l'Autorità ha evidenziato come lo sviluppo della mobilità elettrica possa comportare numerosi benefici in quanto favorisce il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di biossido di carbonio e della dipendenza dai combustibili fossili, ma soprattutto appare, in prospettiva, come uno degli strumenti più efficaci per la diminuzione delle emissioni inquinanti nei centri urbani, polveri e nanoparticolati da combustione inclusi.

Tuttavia l'Autorità ha evidenziato come lo sviluppo di tale settore debba comunque avvenire nel pieno rispetto delle regole di mercato e della concorrenza, senza distorsioni nei prezzi dell'elettricità, evitando che il finanziamento delle azioni di promozione dei veicoli elettrici gravi sulla spesa della globalità dei consumatori finali di energia elettrica.

Sono state poi ricordate le facilitazioni già introdotte dall'Autorità medesima, quali: l'eliminazione di alcuni vincoli normativi per consentire le ricariche in luoghi privati; l'introduzione di tariffe *ad hoc*; la promozione di progetti sperimentali per la ricarica in luoghi pubblici che consentano di acquisire e mettere a disposizione del sistema elettrico informazioni utili ai futuri sviluppi del sistema elettrico stesso e dei connessi meccanismi di regolazione tariffaria e di mercato, in vista anche delle decisioni che l'Autorità è chiamata a prendere entro la fine del 2011 per il prossimo periodo di regolazione quadriennale (2012-2015). In tale occasione potranno essere regolati anche i punti di ricarica di tipo *fast charging* alimentati in media tensione, attualmente non compresi nel provvedimento dell'Autorità, di cui alla delibera 15 dicembre 2010, ARG/elt 242/10.

Proposta per la realizzazione di una borsa europea del petrolio

Su sollecitazione del Ministero dello sviluppo economico e di concerto con quest'ultimo, nel corso del 2010 l'Autorità ha predisposto uno studio sul mercato petrolifero contenente la proposta di creazione di una Borsa europea del petrolio, sottoposta anche a pubblica consultazione, allo scopo di stimolare commenti e ulteriori contributi (26 ottobre 2010, DCO 35/10). La proposta ha l'obiettivo di creare un mercato petrolifero più stabile e trasparente, a beneficio sia dei consumatori sia dei produttori, garantendo un flusso adeguato di investimenti nel settore.

Nel corso della recente crisi economico-finanziaria, l'elevata volatilità dei prezzi petroliferi ha determinato pesanti ripercussioni negative sulle scelte di investimento del settore petrolifero e ha dato avvio a un intenso dibattito, sia nei paesi consumatori sia nei paesi produttori, sulle possibili iniziative tese a dare soluzione a tale fenomeno, viste le rilevanti conseguenze economiche, politiche e sociali di movimenti di prezzo così accentuati. La proposta dell'Autorità e del Ministero dello sviluppo economico trae origine dalla considerazione che l'attuale funzionamento dei mercati mondiali del petrolio non soddisfi né le esigenze dei paesi produttori né quelle dei paesi consumatori, in quanto, da una parte, non consente di governare i rischi connessi con i nuovi necessari investimenti a causa dell'incertezza sui prezzi del greggio di medio e lungo termine; dall'altra, permette invece alla componente finanziaria del mercato di estrarre una quota significativa del valore dei prodotti scambiati, attraverso una forte volatilità dei prezzi.

Un'iniziativa dell'Unione europea volta a superare gli squilibri associati all'attuale configurazione dei mercati del petrolio potrebbe concretizzarsi nella realizzazione di una piattaforma regolamentata per la negoziazione di prodotti standardizzati di lungo o lunghissimo termine, aventi a oggetto il diritto alla consegna fisica di lotti di greggio in Europa, garantiti da un'affidabile controparte centrale. Nell'ipotesi esaminata, che fa espressamente salve le logiche di mercato, il venditore assumerebbe l'obbligo alla consegna fisica del greggio a un prezzo predefinito, dietro corresponsione di un premio da parte dell'acquirente. I benefici per le parti sarebbero rispettivamente: per i produttori, la disponibilità di risorse finanziarie immediate e certe da impiegare nell'attività di investimento; per gli acquirenti, la disponibilità di una risorsa (petrolio) a un prezzo prefissato ed eventualmente un ulteriore vantaggio economico qualora il prezzo sul mercato spot risulti più elevato di quello di esercizio del prodotto contrattato.

Oltre alla realizzazione di un nuovo mercato regolamentato, la proposta suggerisce di attribuirne la gestione a un'apposita istituzione pubblica, delegata da parte della stessa Unione europea a svolgere la funzione di controparte centrale e a fornire le garanzie necessarie, al fine di consentire l'incontro tra domanda e offerta per prodotti di lungo termine. Le coperture fornite dalla controparte pubblica potrebbero verosimilmente configurarsi dal lato dell'offerta, in una garanzia di prezzo minimo al venditore di greggio da attivare qualora i prezzi spot del petrolio alla scadenza risultassero inferiori, dal lato della domanda, in una garanzia a favore dell'acquirente rispetto al rischio di insolvenza del venditore.

Lo sviluppo di tale nuovo mercato dovrebbe sia consentire la raccolta delle risorse finanziarie necessarie per sostenere l'attività di investimento in nuova produzione di petrolio, sia inviare ai mercati segnali di prezzo di lungo termine, contribuendo quindi a una maggiore stabilità delle quotazioni del greggio, a beneficio dei consumatori e dell'intero sistema economico.

Rapporti con le altre istituzioni

L'Autorità interagisce e collabora con numerosi soggetti pubblici, con i quali svolge sia funzioni necessarie all'esercizio delle proprie attività istituzionali, così come definite dalla legge fondativa, tese a diffondere la conoscenza dei settori regolati, sia funzioni di raccolta statistica, tese a minimizzare l'onere che grava sulle imprese regolate.

Guardia di Finanza

Al fine di rafforzare e intensificare le attività di controllo e ispezione riguardanti operatori, impianti, processi e servizi dei settori elettrico e gas, l'Autorità si avvale, tra gli altri, della collaborazione della Guardia di Finanza ai sensi del Protocollo di intesa, adottato nel settembre 2001 (delibera 14 settembre 2001, n. 199/01) e rinnovato ed esteso nel dicembre 2005 (delibera 15 dicembre 2005, n. 273/05). Per una descrizione puntuale delle attività di vigilanza svolte in collaborazione con la Guardia di Finanza nell'anno appena trascorso e del loro impatto in termini sanzionatori si rinvia al Capitolo 6.
Basti qui ricordare che nel corso del 2010 e del primo trimestre 2011 sono state avviate verifiche ispettive in nuovi segmenti di indagine tra i quali:

- il rispetto, da parte dei venditori di energia elettrica e di gas naturale, degli obblighi introdotti dall'Autorità in materia di qualità dei servizi di vendita, con particolare riferimento alla risposta motivata a reclami scritti e alla risposta a richieste scritte di informazioni;
- il rispetto, da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica, degli obblighi di registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione.

È continuata infine, anche nel 2010, la collaborazione con la Guardia di Finanza in merito alla vigilanza del divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo, di cui alla legge n. 133/08. In particolare, il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza ha proceduto, su segnalazione dell'Autorità, ad accertamenti nei confronti di 33 operatori che non hanno fornito alcun riscontro alle richieste di informazioni o hanno rifiutato di fornirle in quanto non si ritengono assoggettati all'addizionale Ires. Nel corso dell'anno 2010 sono pervenuti i primi riscontri che hanno consentito di avviare per tali operatori le analisi contabili.

CCSE – Cassa conguaglio per il settore elettrico

L'Autorità fin dalla propria istituzione vigila, unitamente al Ministero dell'economia e delle finanze, sulla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), ente di diritto pubblico non economico che – oltre a coordinare 36 conti di gestione istituiti dall'Autorità, dei quali 4 nel periodo compreso tra aprile 2010 e marzo 2011 – esercita attività funzionali agli interessi generali perseguiti dall'Autorità nel rispetto delle delibere e secondo gli indirizzi dalla medesima disposti, ai sensi del regolamento di organizzazione e funzionamento, approvato con la delibera 21 dicembre 2009, GOP 64/09. La CCSE, oltre a funzioni di istruzione ed esazione tariffaria e conseguente ridistribuzione di natura contributiva e perequativa agli operatori del settore dell'energia elettrica e del gas naturale, svolge attività istruttorie, di controllo, di verifica e di recupero finanziario di carattere coattivo delle componenti tariffarie e degli aiuti di Stato indebitamente percepiti.
A maggio 2010 l'Autorità, con la delibera 25 maggio 2010, GOP 33/10, ha approvato la nuova organizzazione degli Uffici e la consistenza dell'organico della CCSE.
In ordine all'attività di amministrazione delle competenze finanziarie di pertinenza, si segnala che dall'aprile 2010 presso la CCSE, sulla base di delibere dell'Autorità, sono stati attivati i seguenti ulteriori conti di gestione:

- Conto oneri del meccanismo di reintegrazione, delibera 19 marzo 2010, ARG/elt 33/10;
- Conto per il sistema indennitario, delibera 30 novembre 2010, ARG/elt 219/10;
- Conto per il funzionamento del sistema informativo integrato, delibera 17 novembre 2010, ARG/com 201/10;
- Conto oneri stoccaggio, delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11;
- Conto invarianza economica per i clienti finali della distribuzione, delibera ARG/gas 29/11.

Per una descrizione puntuale delle attività di vigilanza svolte in collaborazione con la CCSE, si rinvia al Capitolo 6.

La CCSE ha stipulato con Poste italiane, tramite la delibera 6 agosto 2009, ARG/com 113/09, una convenzione per la gestione di tutte le attività funzionali e amministrative necessarie all'erogazione della compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale ai clienti domestici economicamente disagiati; da maggio 2010 sono stati emessi circa 610.278 bonifici domiciliati, tramite il collegamento telematico "Bancoposta impresa" e il conto corrente postale intestato alla CCSE.

A seguito della delibera 16 ottobre 2009, GOP 44/09, con cui l'Autorità aveva proposto al Ministero dello sviluppo economico, ai sensi della legge 24 dicembre 2007, n. 244, il finanziamento di una serie di progetti a vantaggio dei consumatori di energia e gas, individuando nella CCSE il soggetto pubblico preposto allo svolgimento delle attività funzionali necessarie all'assegnazione dei fondi e alla gestione dei progetti, con la delibera 1 febbraio 2010, GOP 7/10, l'Autorità stessa ha fornito alla CCSE gli indirizzi necessari ai fini della formulazione di bandi per la promozione delle conciliazioni stragiudiziali. La delibera, che ha previsto la costituzione di un apposito Conto progetti consumatori presso la CCSE, è stata assunta, in particolare, nell'ambito di quanto previsto dall'art. 2, comma 142, della legge n. 244/07, che aveva imposto la destinazione degli importi derivanti dalle sanzioni irrogate dall'Autorità e pagate dalle imprese (ammontanti a 2,6 milioni di euro nel 2009) a un Fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori.

In seguito ai decreti di impegno del Ministero dello sviluppo economico (per un importo complessivo pari a 2.300.253 €), l'Autorità ha provveduto ad approvare, con la delibera 22 marzo 2010, GOP 13/10, il primo bando predisposto dalla CCSE per il finanziamento di progetti delle associazioni di consumatori, iscritte al Consiglio nazionale consumatori e utenti (CNCU), per la formazione e l'aggiornamento del personale preposto alla risoluzione alternativa delle controversie tra imprese elettriche e del gas e consumatori. Con la medesima delibera, l'Autorità ha approvato l'avviso pubblico relativo all'erogazione di contributi ai costi delle conciliazioni, che, già dal luglio 2010, sta consentendo alle associazioni di consumatori iscritte al CNCU di ottenere, previa istruttoria della CCSE sulla documentazione attestante l'avvenuta conciliazione, un rimborso forfetario stabilito secondo i parametri previsti dal decreto del Ministero delle attività produttive 2 marzo 2006. Con la delibera 2 febbraio 2011, GOP 4/11, l'Autorità ha fornito alla CCSE gli indirizzi necessari per la definizione del bando inerente il secondo progetto, in ordine di realizzazione, relativo alla qualificazione, nel biennio 2011-2012, degli sportelli fisici e dei *call center* gratuiti delle associazioni iscritte al CNCU, dotati di personale con adeguate conoscenze in tema di energia, per la risposta ai clienti finali dei servizi elettrico e gas; il bando è stato poi pubblicato sul sito della CCSE il 4 marzo 2011, a seguito della sua approvazione da parte dell'Autorità, avvenuta con la delibera 2 marzo 2011, GOP 12/11. Per un dettaglio dei progetti si rinvia al Capitolo 4.

ENEA

In attuazione della convenzione approvata con la delibera 11 gennaio 2006, n. 4/06, rinnovata dalla delibera 26 maggio 2009, GOP 26/09, l'Autorità si è avvalsa dell'ENEA per alcune attività a supporto della valutazione e della certificazione dei risparmi energetici conseguiti dai progetti presentati nell'ambito del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE), o certificati bianchi, illustrati meglio nel Capitolo 4. Nello specifico, si tratta di:

- un'attività istruttoria a supporto delle decisioni in merito all'approvazione di proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo, ai sensi dell'art. 6 delle Linee guida;
- un'attività di verifica tecnica finalizzata alla quantificazione dei risparmi effettivamente conseguiti in applicazione dei progetti.

Infine, nel dicembre 2010, l'ENEA ha sottoposto all'Autorità i suoi primi contributi preliminari in merito alla preparazione di:

- schede tecniche di quantificazione dei risparmi energetici da riconoscersi nell'ambito del meccanismo dei TEE (come stabilito da una prima convenzione tra l'Autorità e l'ENEA, risalente al 2006);
- Linee guida per la predisposizione di proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo per macrotipologie di progetti (come stabilito dalla convenzione tra l'Autorità e l'ENEA, approvata nel maggio 2009 e sopra citata).

Una proposta di scheda tecnica è stata inserita nel documento per la consultazione 1 dicembre 2010, DCO 44/10, mentre sulle altre proposte sono in corso approfondimenti e integrazioni.

Università

Anche nel 2010 è proseguita la collaborazione tra l'Autorità e alcune università italiane con le quali sono stati stipulati Protocolli di intesa, in merito a progetti di ricerca e formazione, allo scopo di contribuire alla diffusione della regolazione del settore energetico nel mondo accademico, nonché per lo svolgimento di attività di interesse comune.

In particolare, sono a oggi attivi Protocolli di intesa con il Politecnico di Milano, le Università Cattolica, Bocconi e Statale di Milano, le Università La Sapienza e Tor Vergata di Roma, le Università Federico II e Parthenope di Napoli (Dipartimento per le tecnologie - DIT), l'Università di Genova (Dipartimento di macchine, sistemi energetici e trasporti - Dimset), l'Università di Cassino e l'Università di Udine.

I Protocolli si sono rivelati uno strumento molto utile per lo scambio reciproco, oltre che per lo sviluppo e la disseminazione di conoscenze. L'Autorità si è avvalsa delle competenze specialistiche presenti presso alcune università a supporto della propria attività di regolazione; al contempo, i dirigenti dell'Autorità hanno svolto un ruolo attivo di formazione accademica, partecipando direttamente anche ad alcuni comitati scientifici. Nel corso del 2010 è aumentata significativamente l'attività didattica presso i master di formazione post universitaria in materia energetica e di regolazione, e si sono organizzati cicli di incontri nelle università incentrati sulla regolazione e su temi di attualità per il settore energetico.

Il sistema di raccordo fra l'Autorità e le università italiane definito dai Protocolli contempla anche la realizzazione di stage, presso gli Uffici dell'Autorità, per gli studenti che seguono corsi specialistici sui temi dell'energia, nonché l'attivazione di assegni di ricerca sui temi di punta della regolazione energetica. A tale riguardo, nel 2010, a completamento dei master su tematiche energetiche predisposti da parte di alcuni degli istituti universitari sopramenzionati, in Autorità sono stati organizzati 8 stage, tre dei quali si sono conclusi entro il predetto anno. Al mese di marzo 2011 risultano attivi, presso gli Uffici dell'Autorità, complessivamente 5 stage.

Nell'anno in riferimento l'Autorità ha inoltre provveduto a finanziare direttamente sia tre nuovi assegni di ricerca su tematiche di interesse istituzionale, della durata di un anno, attivati dall'Università La Sapienza di Roma, dall'Università Cattolica di Milano e dall'Università degli Studi di Genova, sia il rinnovo di un assegno di ricerca con l'Università Tor Vergata.

Nel mese di marzo 2011 sono in corso di perfezionamento le procedure per l'attribuzione di due ulteriori assegni di ricerca con l'Università La Sapienza di Roma e il Politecnico di Milano e il rinnovo di un assegno di ricerca con l'Università Cattolica di Milano.

Le attività nell'ambito dei sopra descritti Protocolli non esauriscono le collaborazioni e gli scambi dell'Autorità con il mondo universitario e della ricerca. Rappresentanti dell'Autorità hanno tenuto lezioni e seminari anche in università diverse da quelle sopra menzionate, italiane e straniere, sempre al fine di attivare rapporti proficui per la conoscenza e la sviluppo della regolazione; alcuni professori universitari sono stati invitati a tenere seminari presso l'Autorità.

Rapporti con altre istituzioni

Anche nel 2010 sono proseguite le collaborazioni fra l'Autorità e altre istituzioni tecniche ed economico-sociali, inquadrate in apposite convenzioni, di cui si è dato conto nella *Relazione Annuale 2010*, finalizzate a supportare le attività degli Uffici descritte nei capitoli a seguire. In particolare queste riguardano le cooperazioni:

- con il CEI, sui temi delle connessioni con le reti elettriche, della qualità del servizio, della misura e dell'efficienza energetica (vedi Capitoli 2 e 4);

- con il Comitato italiano gas (CIG), tramite la delibera 8 novembre 2010, GOP 61/1, sulla scorta del nuovo Protocollo di intesa l'Autorità ha sottoscritto una collaborazione sui temi inerenti la sicurezza a valle del punto di fornitura, per lo svolgimento di attività di analisi e procedure di accertamento documentale degli impianti interni di utenza alimentati a gas per mezzo di rete (vedi Capitolo 3);
- con il Consiglio nazionale dell'economia e del lavoro (CNEL), per quanto attiene l'implementazione dell'Osservatorio CNEL dei servizi pubblici locali, con riguardo all'aggiornamento dei dati relativi ai consumi e ai prezzi dell'energia elettrica e del gas;
- con il CNCU, tramite apposito Protocollo di intesa (delibera 1 aprile 2009, GOP 15/09), sono state avviate attività relative all'informazione dei consumatori, all'educazione al consumo di energia, alla formazione delle associazioni dei consumatori e all'accesso alle forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie (vedi Capitolo 4).

Si sono inoltre particolarmente intensificati i rapporti con le autorità locali, Regioni, Province e Comuni, che si rivolgono all'Autorità per acquisire dati propedeutici alla predisposizione dei propri piani energetici e/o alla redazione di rapporti e altri interventi di competenza in materia energetica e ambientale.

PAGINA BIANCA

2. Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

PAGINA BIANCA

Regolamentazione tariffaria

Nel corso del 2010 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha integrato e affinato la disciplina in materia di regolamentazione tariffaria, confermando sostanzialmente il quadro tariffario definito negli anni precedenti e perseguendo:

- la maggiore efficienza dei soggetti regolati e una migliore allocazione dei costi dei servizi secondo criteri di responsabilità;
- lo sviluppo mirato delle infrastrutture, anche attraverso la selezione degli investimenti incentivati.

Per conseguire tali obiettivi, l'Autorità ha definito i criteri e le procedure di selezione degli investimenti finalizzati alla modernizzazione delle reti di distribuzione, ha rafforzato i meccanismi di incentivazione previsti per le infrastrutture di trasmissione e ha avviato provvedimenti a sostegno della mobilità elettrica. Inoltre, principalmente al fine di garantire l'orientamento ai costi dei corrispettivi tariffari, l'Autorità ha modificato i corrispettivi per le connessioni temporanee e ha avviato provvedimenti per facilitare l'applicazione dei prezzi orari per i clienti domestici in maggior tutela.

In materia di separazione delle attività di rete dalle attività in concorrenza, l'Autorità ha avviato il procedimento per la definizione delle procedure di certificazione delle imprese che agiscono in qualità di gestore di un sistema di trasmissione/trasporto, ai sensi delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, nonché dei regolamenti (CE) 714/2009 e (CE) 715/2009. Inoltre, in ottemperanza alle decisioni del Consiglio di Stato, l'Autorità ha introdotto modifiche e integrazioni alla disciplina di *unbundling* per le imprese operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas.

Nel corso del 2010 l'Autorità, in seguito alle importanti modifiche intervenute nel contesto normativo, ha avviato un procedimento in materia di riconoscimento degli oneri nucleari, anche al fine di integrare i criteri di efficienza economica per la Società Gestione Impianti Nucleari (Sogin). Nello stesso anno è proseguita l'attività di regolazione finalizzata alla determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel, recuperando il ritardo accumulatosi negli anni precedenti a seguito dell'intenso contenzioso giudiziario.

Infine, l'Autorità ha disposto l'aggiornamento annuale delle tariffe elettriche a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e misura e ha provveduto alla determinazione e all'aggiornamento degli oneri connessi con il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili.

Regolazione tariffaria per l'incentivazione degli investimenti nella Rete di trasmissione nazionale

Con la delibera 11 giugno 2010, ARG/elt 87/10, l'Autorità, in attuazione delle disposizioni previste dalla delibera 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08, finalizzate a promuovere l'entrata in esercizio di nuove infrastrutture di trasmissione strategiche per lo sviluppo della concorrenza, ha attivato un meccanismo di incentivo per il gestore della Rete di trasmissione nazionale (RTN). Tale meccanismo prevede che questi possa ottenere il riconoscimento della maggiorazione sulla remunerazione delle immobilizzazioni in corso (LIC) relative a specifici interventi di sviluppo della rete, a fronte dell'impegno a garantire l'entrata in esercizio di tali investimenti entro scadenze prestabilite. L'Autorità ha previsto che il meccanismo di incentivi si applichi a decorrere dal periodo di regolazione 2012-2015 e, solo in via sperimentale, al periodo 2008-2011. In particolare, sono stati previsti due schemi incentivanti complementari ad accesso facoltativo:

- un meccanismo di riconoscimento delle maggiori remunerazioni sulle LIC, basato sulla verifica del raggiungimento di obiettivi annuali di sviluppo proposti dall'impresa e approvati dall'Autorità;
- un meccanismo relativo a ogni singolo intervento, che riconosce premi/penalità in funzione dell'anticipo o del ritardo rispetto alla data obiettivo prevista per il completamento di ogni singolo progetto rientrante tra quelli di investimento approvati dall'impresa; qualora l'impresa incorra in penalità, è tenuta anche alla restituzione delle maggiori remunerazioni riconosciute sulle LIC.

Procedura di certificazione dei gestori di sistema di trasmissione/trasporto

Con la delibera 31 agosto 2010, ARG/com 133/10, l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di procedure di certificazione delle imprese che agiscono in qualità di gestore di un sistema di trasporto o di trasmissione, ai sensi delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, nonché dei regolamenti (CE) 714/2009 e (CE) 715/2009 (c.d. "Terzo pacchetto energia")[1].

Il legislatore comunitario, oltre a indicare il modello di riferimento per garantire una più efficace separazione delle attività, descrive con precisione gli adempimenti e le procedure che devono essere attuati dagli Stati membri e dalle Autorità nazionali di regolazione in modo da assicurare l'implementazione del nuovo quadro regolatorio in materia di *unbundling*.

In particolare, il Terzo pacchetto energia prevede che, entro il 3 marzo 2012, ciascuna impresa proprietaria di un sistema di trasmissione elettrica e/o di trasporto gas, che agisca in qualità di gestore di detto sistema, debba essere certificata come tale dall'Autorità di regolazione; ciò secondo specifiche procedure e criteri, volti a garantire la conformità dell'impresa rispetto ai modelli di separazione proprietaria individuati dal legislatore comunitario e adottati dal legislatore nazionale.

Con il documento per la consultazione 22 novembre 2010, DCO 41/10, l'Autorità ha illustrato i presupposti dell'intervento regolatorio, le principali problematiche e i primi orientamenti relativamente alle modalità applicative della disciplina della procedura di certificazione.

In particolare, nelle more della legge nazionale di recepimento del Terzo pacchetto energia (vedi il Capitolo 1), tenendo presente i differenti modelli di separazione attualmente applicabili ai soggetti che svolgono in Italia l'attività di trasmissione dell'energia elettrica e di trasporto del gas naturale, sono stati posti in consultazione i primi orientamenti in relazione:

- alla procedura di certificazione del modello di separazione proprietaria, destinata a essere applicata agli operatori per cui sono già state espresse indicazioni di separazione proprietaria;
- alla procedura di certificazione del modello del gestore di rete indipendente, che prevede una regolazione molto più invasiva, per le rimanenti realtà;
- agli obblighi ricadenti sui soggetti proprietari di rete nel caso in cui la rete stessa sia gestita da un soggetto diverso dal proprietario già certificato secondo il modello della separazione proprietaria.

1 Al fine di garantire la terzietà nella gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo della concorrenza nei mercati energetici, il Terzo pacchetto energia definisce un nuovo regime di *unbundling* che disciplina tre distinti modelli di separazione delle attività di trasmissione/trasporto dalle attività di generazione/produzione e fornitura: la separazione proprietaria, l'istituzione di un gestore del sistema di trasmissione/trasporto indipendente o l'istituzione di un gestore di sistemi indipendente. Per una illustrazione dettagliata delle caratteristiche del Terzo pacchetto energia si rinvia alla *Relazione Annuale 2010*, Capitolo 1, vol. 2.

Provvedimento di ottemperanza alle decisioni del Consiglio di Stato in materia di separazione amministrativa e contabile

Con la delibera 20 aprile 2010, ARG/com 57/10, l'Autorità ha ottemperato alle decisioni del Consiglio di Stato del 16 dicembre 2008, introducendo modifiche e integrazioni alla disciplina di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas contenuta nella delibera 18 gennaio 2007, n. 11/07 (*Testo integrato unbundling* - TIU). Le modifiche apportate in ossequio alle decisioni del Consiglio di Stato hanno riguardato principalmente i seguenti aspetti:

- la previsione di un limite temporale, non originariamente contemplato dal TIU, all'azione del gestore indipendente preposto alla separazione funzionale delle attività di rete nei settori elettrico e del gas;
- l'esclusione dell'attività di misura nei settori elettrico e del gas dagli obblighi di separazione funzionale;
- la previsione nell'organico del gestore indipendente, preposto alla separazione funzionale delle attività di rete del settore elettrico e del gas, possa essere incluso, oltre agli amministratori, solo personale con funzioni dirigenziali apicali;
- l'eliminazione dell'obbligo, posto a carico del gestore indipendente, di segnalare all'Autorità decisioni assunte nell'ambito dell'impresa verticalmente integrata, contrarie alla finalità della separazione funzionale.

La delibera ARG/com 57/10 ha altresì previsto, in osservanza delle direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE, la possibilità di costituire un gestore di sistema combinato che nel settore elettrico comprenda la trasmissione e la distribuzione, nel settore del gas comprenda il trasporto, la rigassificazione, lo stoccaggio e la distribuzione.

In aggiunta a quanto sopra, è stata infine modificata la disciplina dettata dalla delibera n. 11/07, al fine di recepire le sentenze del TAR Lombardia del 19 marzo 2009 che hanno annullato la delibera 23 settembre 2008, ARG/com 132/08; essa definiva le Linee guida per la predisposizione del programma di adempimenti in materia di separazione funzionale da parte del gestore indipendente. Di conseguenza il programma di adempimenti predisposto dalle imprese non dovrà essere redatto secondo le Linee guida dettate dall'Autorità.

Iniziative a sostegno della mobilità elettrica

Nell'anno 2010, l'Autorità ha assunto alcune iniziative a sostegno dello sviluppo della mobilità elettrica, con riferimento sia alla ricarica "privata" dei veicoli, sia a quella "pubblica". Sul tema si rinvia anche al paragrafo "Regolamentazione delle infrastrutture" di questo Capitolo.

Con la delibera 19 aprile 2010, ARG/elt 56/10, l'Autorità ha introdotto la tariffa per la ricarica "privata" dei veicoli elettrici direttamente presso la propria abitazione, il garage o il parcheggio condominiale, eliminando i vincoli normativi che potevano ostacolare la predisposizione di eventuali punti di ricarica nei luoghi privati. In base alla precedente normativa, infatti, i consumatori domestici non potevano disporre di un duplice punto di fornitura elettrica nella stessa unità immobiliare[2]; con la modifica introdotta è invece possibile richiedere a un fornitore di energia elettrica più punti di fornitura, ognuno con un contatore, destinati espressamente all'alimentazione di veicoli elettrici. A tali eventuali ulteriori punti di ricarica, l'Autorità ha previsto che sia applicata la tariffa di trasporto già fissata per *altri usi*, indipendentemente dal fatto che il richiedente sia un cliente domestico o meno; mentre per quanto riguarda il prezzo di fornitura dell'energia elettrica, le modalità di formazione del prezzo dovranno essere il frutto della concorrenza sul mercato libero.

L'Autorità è successivamente intervenuta con la delibera 15 dicembre 2010, ARG/elt 242/10[3], che ha previsto l'introduzione di nuove regole a sostegno dello sviluppo di infrastrutture di ricarica a pagamento dei veicoli elettrici, nonché semplificazioni e agevolazioni per la realizzazione di alcuni progetti sperimentali selezionati dall'Autorità. Il provvedimento introduce in particolare una nuova tariffa, in vigore dall'1 gennaio 2011, per i servizi di rete destinati alla ricarica pubblica dei vei-

2 A meno dell'unica eccezione costituita dai punti di prelievo destinati all'alimentazione di pompe di calore.

3 Il provvedimento è stato il frutto di una procedura di consultazione (2 novembre 2010, DCO 37/10) cui hanno partecipato numerosi soggetti interessati, fra i quali associazioni ambientaliste, costruttori di apparati di gestione dei diversi tipi di sistemi di ricarica, imprese di vendita e distribuzione dell'energia elettrica, società di consulenza e di ingegneria.

coli elettrici e stabilisce regole semplificate per la sperimentazione degli stessi servizi; definisce inoltre criteri concorrenziali per la selezione di 6 progetti pilota per la ricarica pubblica. Per poter accedere alle agevolazioni, tali progetti dovranno sia soddisfare requisiti di efficienza ed efficacia ben definiti, sia assumere impegni precisi in merito alla pubblicizzazione e alla condivisione dei risultati ottenuti. Come accade per la ricarica privata, i prezzi dell'energia elettrica saranno frutto del confronto tra le diverse offerte in concorrenza sul mercato libero.

Con tale intervento l'Autorità ha di fatto esteso, anche a quest'ambito, l'approccio per "progetti pilota", già adottato in occasione della promozione delle *smart grids* (vedi oltre), trattandosi di due tematiche strettamente correlate rispetto all'obiettivo di modernizzare e rendere più flessibili e intelligenti le reti di distribuzione elettrica.

I sei progetti pilota verranno selezionati dall'Autorità sulla base di criteri che riguardano la loro rilevanza e completezza sotto il profilo tecnologico, la minor onerosità per il sistema elettrico, l'importanza delle informazioni che potranno essere rese disponibili al sistema elettrico e la minimizzazione degli oneri gestionali nei rapporti contrattuali dei vari soggetti attivi nell'ambito della sperimentazione. I progetti selezionati potranno godere di agevolazioni, pari al massimo a 728 €/anno per punto di ricarica, fino al dicembre 2015.

Infine, nell'ambito dell'audizione del 21 gennaio 2011, l'Autorità ha presentato alle Commissioni trasporti e attività produttive della Camera dei deputati una memoria[4] sulle prospettive di sviluppo del settore; questa, oltre a delineare possibili scenari di sviluppo della mobilità elettrica nel breve e nel medio-lungo periodo, segnala all'attenzione del legislatore alcuni aspetti normativi non di diretta competenza dell'Autorità che, però, potrebbero avere un impatto decisivo sullo sviluppo della mobilità elettrica:

- l'esigenza, già colta dall'art. 7 del disegno di legge AC 3553, di definire un quadro legislativo per l'installazione dei punti di ricarica in contesti condominiali (c.d. "diritto al punto di ricarica"), dato che la sua assenza potrebbe comportare l'insorgenza di ostacoli nei regolamenti comunali o addirittura in ogni singola assemblea di condominio;
- l'esigenza di non aggravare il carico fiscale delle accise sull'energia elettrica, anche in presenza di un possibile sviluppo della mobilità di massa;
- l'esigenza di chiarire alcuni aspetti relativi alla duplicazione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica, necessaria per consentire la rivendita di tale energia nei punti vendita con infrastrutture di ricarica.

Incentivazione delle reti attive e delle smart grids

Con l'Allegato A alla delibera 29 dicembre 2007, n. 348/07, *Testo integrato trasmissione* (TIT), l'Autorità ha introdotto un sistema di incentivazione finalizzato a favorire lo sviluppo adeguato delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, in coerenza con gli obiettivi vincolanti dettati dall'Unione europea nell'ambito del Pacchetto clima e ambiente 20-20-20.

Tenuto conto dell'atteso e consistente sviluppo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili nei prossimi anni, si è prevista per le imprese di distribuzione la possibilità di accedere a una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito pari al 2% per 12 anni; ciò per promuovere l'introduzione di tecnologie innovative (*smart grids*) che possano integrare in modo intelligente il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi con la rete stessa (generatori, consumatori finali e punti misti), nonché allo scopo di assicurare la fornitura di energia elettrica in modo efficiente, sostenibile e sicuro.

Ai sensi del comma 11.7 del TIT, l'Autorità ha quindi definito la procedura e i criteri di selezione degli investimenti relativi alle *smart grids*, prima con la delibera 25 marzo 2010, ARG/elt 39/10, modificata e integrata dalla delibera 24 settembre 2010, ARG/elt 148/10, e successivamente con la delibera 2 novembre 2010, ARG/elt 191/10.

Coerentemente con quanto previsto dalla procedura, le imprese che hanno presentato istanza per l'ammissione al trattamento incentivante sono state valutate tramite relazioni tecniche indipendenti, redatte da esperti individuati dagli Uffici dell'Autorità. Tale relazione, contenente una valutazione dell'efficacia e della congruità del progetto proposto, è stata stilata sulla base sia dei requisiti previsti dalla delibera ARG/elt 39/10, sia delle Linee guida precedentemente individuate con la determinazione 27 ottobre 2010, n. 7/10. In particolare, i

4 *Indagine conoscitiva sullo sviluppo della mobilità elettrica*, memoria per le Commissioni riunite trasporti e attività produttive della Camera, presentata il 21 gennaio 2011.

progetti sono stati valutati tenendo conto del rapporto fra i benefici legati all'implementazione del progetto pilota[5] e il costo degli investimenti in *smart grids*.

Partendo dalle risultanze delle relazioni tecniche indipendenti e da contestuali approfondimenti finalizzati all'armonizzazione delle valutazioni, con la delibera 8 febbraio 2011, ARG/elt 12/11, l'Autorità ha pubblicato una graduatoria delle istanze e ha ammesso al trattamento incentivante 8 progetti su 9, lasciando la possibilità alla società esclusa di riformulare il progetto per una successiva valutazione.

Aggiornamento annuale delle tariffe elettriche relative a trasmissione, distribuzione e misura

Con la delibera 10 dicembre, ARG/elt 228/10, l'Autorità ha disposto l'aggiornamento annuale delle tariffe elettriche a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e misura (servizi di trasmissione sulle reti in altissima tensione, distribuzione locale e misura). Le tariffe relative a tali servizi sono state riviste su base annuale, prevedendo:

- la riduzione, in termini reali, della parte di tariffa che remunera i costi operativi, secondo il meccanismo del *price cap*;
- l'adeguamento della restante parte della tariffa, a copertura di ammortamenti e remunerazione del capitale investito, per tener conto dei nuovi investimenti realizzati, a favore della sicurezza, della concorrenza e della qualità dei servizi.

Regolamentazione delle reti interne d'utenza

Coerentemente con le previsioni della delibera 17 novembre 2009, ARG/elt 175/09, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato sia all'individuazione delle reti interne di utenza che beneficiano di un trattamento regolatorio specifico (di cui alla legge 23 luglio 2009, n. 99) e dei loro gestori, sia alla successiva comunicazione al Ministero dello sviluppo economico dell'elenco di tali soggetti.

La legge n. 99/09 definisce infatti la rete interna d'utenza come una rete elettrica il cui assetto è conforme a una serie di condizioni: che la rete sia esistente alla data di entrata in vigore della medesima legge, che connetta unità di consumo industriali, ovvero unità di consumo industriali e unità di produzione di energia elettrica funzionalmente essenziali al processo produttivo industriale, che sia territorialmente limitata, che non sia sottoposta all'obbligo di connessione di terzi, che sia collegata in uno o più punti di connessione a reti con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale non inferiore a 120 kV, che abbia un soggetto responsabile, il quale agisce come unico gestore della rete stessa.

Il sopraccitato obbligo di connessione di terzi è definito nell'ambito dei decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, inerenti la concessione per l'attività di distribuzione di energia elettrica alle imprese diverse da Enel Distribuzione, e si riferisce alle reti elettriche che, alla data del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, erano gestite da soggetti diversi dalle imprese distributrici e con le cui infrastrutture erano connessi soggetti diversi dal gestore delle medesime. Con la delibera 12 aprile 2010, ARG/elt 52/10, l'Autorità ha individuato:

- un primo elenco di reti elettriche per le quali prevedere l'inclusione nel novero delle reti interne d'utenza, in quanto conformi a tutte le condizioni di cui all'art. 33, comma 1, della legge n. 99/09;
- un secondo elenco di reti elettriche che rispetta tutte le condizioni di cui alla legge n. 99/09, necessarie per la classificazione come reti interne d'utenza, a eccezione del requisito inerente il mancato obbligo di connessione di terzi. L'Autorità ha ritenuto infatti opportuno evidenziare tali reti in quanto caratterizzate da situazioni sostanzialmente omogenee a quelle che contraddistinguono il primo elenco di reti;
- due ulteriori elenchi relativi a reti per le quali è risultata necessaria la richiesta di maggiori informazioni, ovvero è stata prevista l'esclusione dal novero delle reti interne d'utenza.

Con la medesima delibera l'Autorità ha inoltre previsto la valutazione di eventuali future richieste di inserimento nel novero delle reti interne d'utenza e la trasmissione dell'elenco di tali

5 I diversi benefici sono stati raggruppati nei seguenti quattro ambiti di valutazione: dimensione, grado di innovazione, fattibilità e replicabilità su larga scala del progetto dimostrativo.

reti, conseguentemente aggiornato, al Ministero dello sviluppo economico.

Successivamente, data la condivisione da parte del Ministero dello sviluppo economico della proposta dell'Autorità di ricomprendere nelle reti interne d'utenza le reti con obbligo di connessione di terzi (di cui al secondo elenco della delibera ARG/elt 52/10), con la delibera 6 maggio 2010, ARG/elt 66/10, l'Autorità, al fine di salvaguardare e non discriminare situazioni imprenditoriali ormai consolidate, ha incluso tra le reti interne d'utenza anche quelle appartenenti al secondo elenco.

Regolazione tariffaria delle connessioni temporanee con le reti di distribuzione di energia elettrica in media e in bassa tensione

Con la delibera 7 maggio 2010, ARG/elt 67/10, l'Autorità ha variato la regolamentazione delle connessioni temporanee in media e in bassa tensione (di cui all'allegato B alla delibera n. 348/07, *Testo integrato connessioni* – TIC) superando così, nell'ottica del principio di orientamento delle tariffe ai costi generati, la distinzione dei corrispettivi per la connessione sulla base della destinazione d'uso dell'energia elettrica prelevata. In particolare, con la delibera sopra citata è stata prevista la regolamentazione:

- di impianti di distribuzione permanentemente localizzati in determinati siti e destinati a successive attivazioni di più connessioni temporanee da parte di differenti soggetti, in relazione alle quali prevedere contributi a forfait, già definiti dal TIC;
- di impianti di distribuzione destinati a connessioni temporanee per i quali è prevista la rimozione a opera del distributore, al termine del periodo di utilizzo della connessione stessa da parte del richiedente; in relazione a dette connessioni sono programmati contributi a forfait, ovvero sulla base della spesa relativa in funzione delle caratteristiche fisiche degli impianti necessari alla realizzazione delle connessioni.

Inoltre, la delibera ARG/elt 67/10 ha previsto la predisposizione, da parte degli Uffici dell'Autorità, di un elenco di casistiche per le quali è possibile ovviare all'installazione dei gruppi di misura, determinando a forfait i relativi consumi[6].

Determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Nel corso del 2010, è proseguita l'attività di regolazione finalizzata alla determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria (cioè le aliquote determinate *ex post* dall'Autorità), che garantiscono la copertura dei costi effettivamente sostenuti dalle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel. Per tali imprese, infatti, era stato accumulato un forte ritardo nella determinazione delle sopraccitate aliquote, in conseguenza del contenzioso giudiziario da parte delle imprese regolate, nonché delle conseguenti difficoltà istruttorie.

L'Autorità, coordinandosi con la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), ha effettuato e concluso istruttorie per 10 imprese elettriche minori, relativamente al periodo che va dall'anno 1999 all'anno 2009. L'esito di queste istruttorie ha consentito l'approvazione di 10 delibere. Con tali provvedimenti l'Autorità ha recuperato il ritardo accumulatosi, approvando le aliquote di integrazione tariffaria per tutte le imprese elettriche minori fino all'anno 2008, a eccezione di due imprese continentali e di una impresa insulare. Per tre imprese sono state altresì determinate le aliquote di integrazione tariffaria relative all'anno 2009.

6 L'Autorità ha inoltre ritenuto opportuno introdurre un periodo transitorio, fino al 31 dicembre 2012, durante il quale prevedere l'applicazione dei soli contributi in quota fissa di cui al TIC, in sostituzione dei contributi a forfait fissati successivamente a tale data, per le richieste di connessioni temporanee relative a spettacoli viaggianti, manifestazioni e feste patronali, popolari, politiche, religiose, sportive, teatrali, riprese cinematografiche, televisive e simili.

TAV. 2.1

Delibere di determinazione delle aliquote per ogni impresa elettrica minore negli anni 1999-2009

IMPRESA	ISOLA/E	DELIBERE[A] DI DETERMINAZIONE DELLE ALIQUOTE PER GLI ANNI INDICATI							
		1999-2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
D'Anna & Bonaccorsi	Ustica	91/10	91/10	91/10	91/10	91/10	91/10	3/11	3/11
Germano	Tremiti	15/09	73/09	15/09	15/09	15/09	98/09	91/10	3/11
I.C.EL.	Levanzo	15/09	73/09	15/09	15/09	15/09[B]	95/09	84/10	3/11
SEA	Favignana	168/09	168/09	168/09	168/09	168/09	168/09	84/10	-[C]
SEL	Lipari	179/06	61/08	203/10	203/10	203/10	203/10	3/11	-
SELIS Lampedusa	Lampedusa	97/09[B]	97/09[B]	97/09[B]	97/09[B]	97/09[B]	169/09[B]	84/10[B]	-
SELIS Linosa	Linosa	73/09[B]	73/09[B]	73/09[B]	73/09[B]	73/09[B]	169/09[B]	84/10[B]	-
SELIS Marettimo	Marettimo	73/09	73/09	73/09	73/09	73/09	169/09	84/10[B]	-
SEP	Ponza	15/09	73/09	15/09	15/09	15/09	47/09	71/10[B]	-
SIE	Giglio	15/09	73/09	158/10	158/10	73/09	96/09	84/10[B]	-
SIPPIC	Capri	145/04	134/10	134/10	4/11				-
SMEDE	Pantelleria	73/09[B]	73/09[B]	73/09[B]	73/09[B]	73/09[B]	169/09[B]	84/10[B]	-

(A) Delibere ARG/elt.
(B) Modificata dalla delibera 28 settembre 2010, ARG/elt 157/10.
(C) In fase di approvazione.

Tariffa sociale elettrica

Dall'1 gennaio 2009, con validità retroattiva all'1 gennaio 2008, è attivo un meccanismo di tutela specificatamente rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico o in gravi condizioni di salute, regolato nei suoi aspetti operativi dalla delibera 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, approvata dall'Autorità in coerenza con i criteri contenuti nel decreto interministeriale 28 dicembre 2007[7], successivamente integrato dal decreto legge 29 novembre 2008, n. 185.

L'Autorità ha provveduto ad adeguare il valore della compensazione per l'anno 2011 contestualmente all'aggiornamento tariffario del dicembre 2010. Gli importi della compensazione sono riportati nella tavola 2.2.

Al 31 marzo 2011, le richieste di bonus che hanno superato tutti i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità da parte dei Comuni e delle imprese distributrici di energia elettrica, e sono ammesse all'agevolazione, sono oltre 2 milioni, compresi i rinnovi. Le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione sono oltre 1,5 milioni. Secondo le stime effettuate nei primi mesi del 2011, le compensazioni erogate per gli anni 2008, 2009 e 2010 hanno raggiunto complessivamente un valore pari a circa 233 milioni di euro.

Gli oneri connessi con l'erogazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica sono inclusi tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico e sono coperti dalla componente A_s, pagata da tutti i clienti che non godono del bonus elettrico.

7 Il decreto 28 dicembre 2007 prevede che il bonus produca una riduzione della spesa per la fornitura di energia elettrica dell'utente medio, pari indicativamente al 20%. Pertanto, ai sensi della delibera ARG/elt 117/08, il valore annuo del bonus viene adeguato applicando, al valore in vigore nell'anno precedente, la variazione percentuale delle spesa media, registrata nei 4 trimestri antecedenti l'aggiornamento, del cliente domestico tipo, con tariffa D2 e consumo pari a 2.700 kWh/anno, servito in maggior tutela, al netto degli oneri fiscali.

TAV. 2.2

Ammontare del bonus elettrico

€/anno per punto di prelievo

	2008	2009	2010	2011
Per i clienti in stato di disagio economico				
Numerosità familiare 1-2 componenti	60	58	56	56
Numerosità familiare 3-4 componenti	78	75	72	72
Numerosità familiare oltre 4 componenti	135	130	124	124
Per i clienti in stato di disagio fisico	150	144	138	138

L'art. 4, comma 1-*bis*, lettera e), del decreto legge 9 ottobre 2008, n. 155, convertito con modificazioni dalla legge 4 dicembre 2008, n. 190, prevede l'estensione del bonus sociale ai beneficiari della Carta acquisti. Il decreto interdipartimentale 14 settembre 2009, n. 70341, del Ministero dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministero del lavoro, della salute e delle politiche sociali e con il Ministero dello sviluppo economico, ha stabilito l'estensione del bonus sociale ai beneficiari della Carta acquisti, da attuare tramite lo scambio di informazioni tra i sistemi informativi di gestione del bonus sociale (SGAte) e della Carta acquisti (SICA), demandando all'Autorità la definizione delle modalità operative per rendere possibile l'integrazione. L'Autorità le ha quindi indicate con la delibera 18 ottobre 2010, ARG/elt 175/10. Le prime erogazioni delle agevolazioni ai beneficiari della Carta acquisiti sono attese per la seconda metà del 2011.

Con la delibera 9 dicembre 2009, VIS 141/09, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva finalizzata a verificare eventuali criticità nello stato di attuazione della disciplina del bonus sociale, da parte delle imprese distributrici e venditrici di energia elettrica. Tale istruttoria, prorogata con le delibere 20 aprile 2010, VIS 20/10, e 30 giugno 2010, VIS 48/10, è nella fase conclusiva. Essa, oltre a fornire indicazioni sulla sussistenza di eventuali violazioni da parte delle imprese distributrici e di vendita della normativa emanata dall'Autorità riguardo al bonus elettrico, è funzionale anche alle attività di monitoraggio assegnate all'Autorità dall'art. 5, comma 3, del decreto 28 dicembre 2007.

Regolamentazione delle cooperative elettriche

Con la delibera 26 luglio 2010, ARG/elt 113/10, è stato approvato il *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per la regolamentazione delle cooperative elettriche* (TICOOP), la cui applicazione decorre dall'1 gennaio 2011. Le disposizioni di cui al comma 1.2 del TICOOP hanno introdotto, in generale, una distinzione tra cooperativa storica e nuova cooperativa:

- la cooperativa storica[8] «*è una cooperativa di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'art. 4, numero 8, della legge n. 1643/62, già esistente alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99*»;
- la nuova cooperativa è un soggetto giuridico, diverso dalla cooperativa storica, organizzato in forma cooperativa, la cui finalità è quella di produrre energia elettrica prevalentemente destinata alla fornitura dei propri soci.

Nella definizione dei nuovi criteri di regolazione, l'Autorità ha previsto di inquadrare le cooperative in un contesto normativo organico e coordinato, nell'ambito del sistema elettrico nazionale, coerente con il processo di liberalizzazione del servizio. A tal fine ha tenuto conto di una serie di obbiettivi, tra i quali:

- garantire il corretto funzionamento del servizio pubblico di distribuzione, prevedendo che la rete di una cooperativa sia gestita, nella sua totalità, con criteri e normative uniformi, mentre l'accesso al servizio sia garantito, in condizioni efficienti e non discriminatorie, agli utenti residenti nel territorio interessato dalla presenza delle reti della cooperativa;
- salvaguardare le specificità delle cooperative come autoproduttori con una propria rete di collegamento tra l'impianto di produzione e gli impianti di utilizzazione finale dell'energia, intercettando, nel contempo, la specificità di una pluralità di utenze che potenzialmente potrebbero essere alimentate per l'intero fabbisogno dall'energia scambiata con il sistema elettrico nazionale;

8 Le cooperative storiche sono state a loro volta classificate come "cooperative storiche concessionarie", "cooperative storiche non concessionarie" e "cooperative storiche senza rete".

- assimilare la cooperativa, relativamente al servizio di produzione e fornitura di energia elettrica, a un'azienda grossista che produce e/o compra energia elettrica per la fornitura ai propri soci, operando nel mercato per conto proprio o mediante un mandato senza rappresentanza salvaguardando i criteri di mutualità prevalente ai quali le cooperative si ispirano;
- definire i principi generali di regolazione delle cooperative elettriche che non dispongono di una propria rete e, in ogni caso, distinguendo le realtà esistenti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99 da quelle eventualmente costituitesi successivamente;
- definire i rapporti e le responsabilità dei diversi soggetti operanti nell'ambito del sistema elettrico nazionale.

Con la delibera 28 dicembre 2010, ARG/elt 246/10, l'Autorità ha modificato e integrato il TICOOP, al fine di rendere esplicite le sue modalità di applicazione in merito a problematiche quali i corrispettivi di energia reattiva e le perdite di rete nelle partite di energia elettrica relative alla fornitura o all'applicazione delle componenti tariffarie A e UC, nonché rispetto a eventuali accordi pregressi tra una cooperativa non concessionaria e l'impresa distributrice concessionaria, competente nel territorio.

Agevolazioni tariffarie per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nella provincia dell'Aquila e in altri comuni della regione Abruzzo il 6 aprile 2009

La delibera 8 febbraio 2011, ARG/com 11/11, ha modificato e integrato la delibera 1 dicembre 2009, ARG/com 185/09, con la quale l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del decreto 12 ottobre 2009. Quest'ultimo stabiliva la riduzione, per un triennio, dell'importo delle tariffe e degli oneri di sistema ai soggetti che, alla data del 5 aprile 2009, erano titolari di punti di prelievo localizzati nei comuni colpiti dal sisma e di cui all'art. 1, comma 2, della legge 24 giugno 2009, n. 77.
Tali modifiche sono state apportate in attuazione del decreto 24 gennaio 2011, n. 37, con il quale il commissario delegato per la ricostruzione ha esteso le agevolazioni fissate dal decreto 12 ottobre 2009:

- alle nuove connessioni in bassa tensione, con un limite massimo di 4,5 kW di potenza, di moduli abitativi di durevole utilizzo e di alloggi di emergenza per permanenza temporanea, destinati ai soggetti titolari dei punti di prelievo di cui all'art. 1, comma 1, del medesimo decreto 12 ottobre 2009;
- alle nuove connessioni in bassa tensione, con un limite massimo di 30 kW di potenza, per utenze relative ai servizi generali di moduli abitativi di durevole utilizzo e di alloggi di emergenza per permanenza temporanea, organizzati in strutture di carattere condominiale e destinati ai soggetti titolari dei punti di prelievo di cui al precedente alinea.

La delibera ARG/com 11/11 ha inoltre ulteriormente specificato previsioni già deliberate a vantaggio di una più facile lettura del provvedimento. Le modifiche introdotte hanno, tra l'altro, il fine di:

- esplicitare che le agevolazioni disciplinate dalla delibera ARG/com 185/09 sono riconosciute a ciascun soggetto avente diritto in unità immobiliari agibili, per tanti quanti erano i punti di prelievo e/o di riconsegna nella titolarità del medesimo, attivi alla data del 5 aprile 2009 nei comuni colpiti dagli eventi sismici;
- riconoscere le agevolazioni anche alle utenze eventualmente mantenute attive in unità immobiliari inagibili, nei medesimi comuni;
- permettere ai soggetti aventi diritto, costretti a trasferirsi in una unità immobiliare diversa da quella originaria in seguito a inagibilità di quest'ultima, di usufruire delle agevolazioni nell'unità immobiliare in cui si sono trasferiti anche nel caso in cui il punto di prelievo/di riconsegna originario non risulti inattivo;
- semplificare le procedure di accesso alle agevolazioni per i soggetti assegnatari di moduli abitativi di durevole utilizzo e di alloggi di emergenza per permanenza temporanea.

Oneri generali connessi con le attività nucleari residue (A_2)

L'Autorità determina e aggiorna gli oneri connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti (oneri nucleari) svolte dalla Sogin, anche

in consorzio con enti pubblici o altre società, tenendo conto di criteri di efficienza economica.

Con la delibera 30 luglio 2008, ARG/elt 103/08, l'Autorità ha introdotto un'innovativa regolazione incentivante, finalizzata a creare le condizioni per il superamento dei ritardi nelle attività di smantellamento di centrali e impianti. Ai fini dell'applicazione dei criteri di efficienza economica, il primo periodo di regolazione ha una durata di 3 anni, ed è relativo al periodo 2008-2010. Con la medesima delibera sono state definite le disposizioni in materia di separazione contabile per la Sogin, al fine di garantire una corretta rendicontazione all'Autorità dei costi delle attività coperte dagli oneri nucleari (c.d. "commessa nucleare").

Con la delibera 17 marzo 2010, ARG/elt 29/10, l'Autorità ha quindi determinato a preventivo gli oneri nucleari per l'anno 2010, relativamente ai costi esterni delle attività commisurate e ai costi a utilità pluriennale. Con la delibera 11 giugno 2010, ARG/elt 86/10, l'Autorità ha altresì determinato a consuntivo gli oneri nucleari per il 2009 pari a 217,42 milioni di euro. Nel 2009 la Sogin ha raggiunto il 74% degli obiettivi fissati per il medesimo anno.

Nel corso del 2010 sono inoltre intervenute importanti modifiche nel contesto normativo di riferimento per la Sogin. In particolare, il decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31, prevede che la Sogin sia il soggetto responsabile della disattivazione degli impianti a fine vita, del mantenimento in sicurezza degli stessi, nonché della realizzazione e dell'esercizio del deposito nazionale e del parco tecnologico, comprendente anche il trattamento e lo smaltimento dei rifiuti radioattivi.

Con la delibera 19 luglio 2010, ARG/elt 109/10, l'Autorità ha pertanto avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di riconoscimento degli oneri nucleari al fine di:

- modificare e integrare i criteri di efficienza economica e le disposizioni per la separazione contabile, tenendo conto dei nuovi compiti e funzioni assegnati alla Sogin dal decreto legislativo n. 31/10, nonché dell'evoluzione delle attività di smantellamento e dell'esperienza nel primo periodo di regolazione;
- fissare i parametri per l'applicazione dei criteri di efficienza economica relativi al secondo periodo regolatorio.

Il procedimento avviato con la delibera ARG/elt 109/10 è tuttora pendente, in quanto è emersa la necessità che la Sogin proceda con una revisione delle strategie e della pianificazione delle attività nel medio/lungo termine, al fine di accelerare il programma di *decommissioning*. Devono inoltre essere approfondite le modalità di gestione delle nuove attività attribuite alla Sogin dal decreto legislativo n. 31/10, al fine di garantire una corretta separazione delle suddette attività da quelle relative alla commessa nucleare.

Poiché tali revisioni/approfondimenti possono influenzare il contenuto dei provvedimenti previsti dalla delibera ARG/elt 109/10, nelle more dell'adozione dei sopraccitati provvedimenti, l'Autorità, con la delibera 28 dicembre 2010, ARG/elt 245/10, ha determinato a preventivo gli oneri nucleari per l'anno 2011, relativamente ai costi esterni delle attività commisurate e ai costi a utilità pluriennale; ciò applicando i criteri previsti nel primo periodo di regolazione, al fine di rimuovere ogni possibile incertezza per l'avanzamento delle attività di *decommissioning*.

Nel corso del 2010 l'aliquota media nazionale della componente tariffaria A_2 è stata ridotta rispetto ai valori dell'anno precedente. In particolare, l'aliquota è passata da un valore medio di 0,164 c€/kWh (primo trimestre 2010) a 0,130 c€/kWh (secondo, terzo e quarto trimestre 2010). Nel primo trimestre 2011, l'aliquota è stata ulteriormente ridotta a un valore medio pari a 0,086 c€/kWh.

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

Nel corso del 2010 l'aumento progressivo del valore stimato del fabbisogno economico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (conto A_3) ha comportato la necessità di un continuo adeguamento in aumento dell'aliquota della componente tariffaria A_3.

In particolare, nel corso dell'anno sono progressivamente aumentate le previsioni degli oneri non riconducibili al provvedimento CIP6, e soprattutto:

- gli oneri per il ritiro, da parte del Gestore del sistema elettrico (GSE), dei certificati verdi invenduti, che nel 2010 sono risultati pari a 934 milioni di euro, contro i 647 milioni sostenuti nell'anno precedente;
- gli oneri per l'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici, che nel 2010 sono risultati pari a 872

milioni di euro, contro i 303 milioni sostenuti nell'anno precedente.

Nel 2010 si è registrato anche un aumento significativo degli oneri relativi alla c.d. "tariffa omnicomprensiva": a consuntivo nel 2010 pari a circa 220 milioni di euro, contro i 112 milioni del 2009.

La diminuzione, rispetto all'anno precedente, degli oneri riconducibili al provvedimento CIP6 (soprattutto in relazione al riconoscimento degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE, pari a 225 milioni di euro contro i 434 milioni del 2009) non è stata sufficiente a compensare i suddetti aumenti.

Nel 2010, pertanto, gli oneri in capo al conto A_3 sono stati complessivamente pari a circa 4,2 miliardi di euro, contro i 3,5 miliardi del 2009.

La tavola 2.3 sintetizza gli oneri posti in capo al conto A_3 nel 2010 (dati di preconsuntivo), confrontati con quelli del 2009.

Come evidenziato nella tavola, il peso degli oneri per le diverse forme di incentivazione delle fonti rinnovabili sul totale degli oneri gravanti sul conto A_3 è aumentato rispetto all'anno precedente. Si rileva, inoltre, la crescita del peso degli oneri per l'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici.

Per quanto riguarda gli oneri riconducibili al provvedimento CIP6, si segnala che i decreti del Ministro dello sviluppo economico 2 agosto 2010 e 8 ottobre 2010 hanno definito le modalità per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6, limitatamente agli impianti di produzione alimentati da combustibili di processo o da residui, oppure da recuperi di energia, come pure agli impianti assimilati alimentati da combustibili fossili, secondo i meccanismi definiti dal decreto 2 dicembre 2009 (ai sensi dell'art. 30, comma 20, della legge n. 99/09).

Nel corso del 2010 l'aliquota media nazionale della componente tariffaria A_3 è stata pertanto ripetutamente incrementata, passando da un valore pari a 1,189 c€/kWh (IV trimestre 2009) a 1,636 c€/kWh (IV trimestre 2010).

TAV. 2.3

Oneri posti in capo al conto A_3

Milioni di euro e quote percentuali

VOCI	2009		2010	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita di energia elettrica rinnovabile CIP6	821	23,2	783	18,7
Ritiro certificati verdi	647	18,3	934	22,3
Fotovoltaico	303	8,6	872	22,8
Ritiro dedicato	77	2,3	76	1,9
Tariffa omnicomprensiva	112	3,2	220	5,3
Funzionamento GSE	20	0,6	36	0,9
Scambio sul posto	13	0,4	39	0,9
Altro	5	0,1	-1(A)	-0,01
TOTALE ENERGIE RINNOVABILI	**1.998**	**56,5**	**2.959**	**70,7**
Compravendita di energia elettrica assimilata CIP6	1.000	28,3	949	22,7
Oneri CO_2 assimilate	450	12,8	225	5,4
Copertura certificati verdi assimilate	89	2,3	53	1,2
TOTALE ENERGIE ASSIMILATE	**1.539**	**43,5**	**1.227**	**29,3**
TOTALE ONERI A3 DI COMPETENZA	**3.537**	**100,0**	**4.186**	**100,0**

(A) La voce "altro" include alcune voci secondarie (quali corrispettivi di borsa oppure oneri finanziari del GSE).
Nel 2010 la somma di queste voci ha un valore positivo a favore dell'utente elettrico. Essa viene però riportata con segno negativo perchè la tavola illustra gli oneri a carico dell'utente elettrico.

Per il 2011 e per gli anni successivi sono previsti sia un aumento significativo degli oneri posti in capo al conto A_3, soprattutto in relazione all'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per effetto di quanto stabilito dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, sia un aumento considerevole degli oneri relativi al ritiro, da parte del GSE, dei certificati verdi invenduti, anche in relazione a quanto disciplinato dal recente decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (vedi il Capitolo 1).

Tariffa bioraria

Con la delibera 9 maggio 2008, ARG/elt 56/08, l'Autorità ha avviato una revisione delle condizioni economiche di vendita di energia elettrica per i clienti finali ammessi al servizio di maggior tutela, prevedendo per questi l'applicazione automatica e obbligatoria di prezzi differenziati per fasce orarie, oppure per raggruppamenti di tali fasce per mesi o per raggruppamenti di mesi.

In esito alla consultazione attivata con il documento per la consultazione 19 novembre 2009, DCO 36/09, con la delibera 25 febbraio 2010, ARG/elt 22/10, l'Autorità ha introdotto un meccanismo di gradualità nell'applicazione dei corrispettivi differenziati per fascia oraria nel caso di utenti domestici serviti in maggior tutela, per il periodo compreso tra l'1 luglio 2010 e il 31 dicembre 2011.

Con il documento per la consultazione 19 novembre 2009, DCO 37/09, diffuso parallelamente al documento per la consultazione DCO 36/09, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti volti ad allentare i possibili vincoli di natura elettrica che potrebbero limitare l'utilizzo dei prezzi biorari obbligatori, introducendo misure rivolte all'utenza domestica con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 3 kW.

Le attività connesse con il documento per la consultazione DCO 37/09 sono confluite nel procedimento avviato con la delibera 31 gennaio 2011, ARG/elt 6/11, finalizzato all'adozione dei provvedimenti in materia, per il periodo di regolazione 2012-2015. In esito alle osservazioni ricevute alla pubblicazione del documento per la consultazione DCO 37/09, l'Autorità, il 16 marzo 2011, ha pubblicato il documento per la consultazione DCO 5/11, contenente i propri orientamenti rispetto all'ipotesi di rendere meno vincolanti gli attuali limiti della potenza elettrica disponibile per i clienti domestici. Gli obiettivi sono sia di favorire lo spostamento dei consumi nei momenti della giornata durante i quali l'energia elettrica è più conveniente, nell'ambito del nuovo sistema di prezzi biorari, a beneficio di una minore spesa, sia di garantire pari opportunità per tutti i clienti domestici con una potenza impegnata di 3 kW nell'abitazione di residenza.

In particolare, l'Autorità ha proposto un aumento da 3 a 3,7 kW della potenza impegnata (pari a una potenza disponibile di 4,1 kW, tenendo conto della tolleranza del 10%), rendendo così possibile l'utilizzo di più apparecchi elettrici in contemporanea nei momenti in cui l'energia elettrica ha un prezzo più basso (dalle 19.00 alle 8.00 dei giorni feriali e tutto il sabato, la domenica e i festivi, nella c.d. "fascia F23").

Due le soluzioni proposte: la prima prevede che la maggior disponibilità di potenza venga riconosciuta solo nella fascia F23; la seconda prevede che la maggior disponibilità di potenza valga per tutta la giornata, indipendentemente dal fatto che sia feriale o festiva. In entrambe le ipotesi non è previsto alcun onere per i singoli consumatori che potranno continuare a beneficiare delle tariffe per i clienti domestici residenti, con potenza impegnata fino a 3 kW.

L'Autorità ha proposto che tutti i clienti interessati ricevano un'apposita comunicazione in merito alle nuove possibilità di prelievo di potenza e alla data dalla quale questa sarà resa disponibile. Inoltre, nel caso in cui siano necessari interventi di adeguamento (soprattutto in alcune situazioni di particolare vetustà delle colonne montanti degli impianti condominiali, comprese nelle reti di distribuzione), le imprese distributrici dovranno comunicare l'entità e i tempi di attuazione previsti, specificando che si tratta di interventi gratuiti. L'Autorità ritiene che un periodo di 2 anni sia sufficiente per la conclusione degli interventi di adeguamento attesi, con riferimento alle attività di riprogrammazione dei misuratori e agli eventuali interventi sulle colonne montanti.

I costi eventualmente sostenuti dalle società di distribuzione per interventi di adeguamento saranno remunerati attraverso gli ordinari meccanismi tariffari.

Regolamentazione non tariffaria

L'attività dell'Autorità in relazione ai mercati all'ingrosso è stata caratterizzata dall'adozione dei provvedimenti necessari per adempiere alla riforma del mercato elettrico, introdotta dalla legge 28 gennaio 2009, n. 2, nonché dalla partecipazione al processo che ha condotto all'avvio del *market coupling* fra il Mercato del giorno prima (MGP) italiano e quello sloveno. Sulla scorta delle disposizioni della citata legge, sono stati altresì definiti sia i criteri di dettaglio per la determinazione dei corrispettivi da riconoscere agli impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, sia i criteri per la formulazione delle offerte sul mercato elettrico relative agli impianti essenziali in regime di reintegrazione dei costi.

Per quanto attiene, infine, al tema della remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica, l'Autorità, oltre ad aggiornare i parametri del meccanismo transitorio attualmente in vigore, ha modificato la metodologia di determinazione dell'ulteriore corrispettivo, di cui all'art. 36 dell'Allegato A alla delibera 27 marzo 2004, n. 48/04; parallelamente, ha ulteriormente affinato la propria proposta circa il meccanismo di remunerazione a regime, tenendo anche conto dell'organizzazione e degli esiti dei principali mercati della capacità già operativi.

Relativamente al mercato della vendita al dettaglio nel settore dell'energia elettrica, l'Autorità, in corso d'anno, è intervenuta in particolare sui regimi di tutela dei clienti finali definiti dalla legge 3 agosto 2007, n. 125 (servizio di maggior tutela e servizio di salvaguardia). Ha inoltre provveduto al completamento della disciplina del sistema di indennizzo e ad altri interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio. Infine, l'Autorità ha continuato a implementare l'attività di monitoraggio del mercato, anche attraverso la raccolta di alcuni dati e la pubblicazione di alcuni indicatori già previsti dalla regolazione.

Rispetto alla promozione della tutela dell'ambiente, nel corso dell'anno l'Autorità è intervenuta sia in materia di connessioni, per ovviare al crescente problema della prenotazione di capacità di rete in assenza di un'effettiva realizzazione degli impianti di produzione, sia in materia di dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti eolici. È inoltre intervenuta in merito alle connessioni e alla tariffazione incentivante, attuando il decreto ministeriale che riguarda gli impianti di produzione fotovoltaici entrati in esercizio dal 1° gennaio 2011. L'Autorità ha infine provveduto a fornire al Ministero dello sviluppo economico le proprie valutazioni di merito sul tema dell'aggiornamento del costo del combustibile, di cui al provvedimento CIP6.

Relativamente alla regolamentazione delle infrastrutture, nell'anno in corso i principali provvedimenti dell'Autorità hanno riguardato il completamento della Sistema informativo integrato (SII), gli incentivi all'aggregazione delle attività di misura e la promozione della mobilità elettrica.

Infine, in materia di regolamentazione della qualità del servizio, l'Autorità, oltre ad attuare a valle dell'attività di vigilanza prevista la regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione, ha proseguito i lavori per la definizione della regolazione individuale della continuità del servizio per le utenze in media tensione e in bassa tensione dotate di misuratori elettronici. L'Autorità ha altresì completato la regolazione della qualità del servizio di trasmissione con la valorizzazione economica dell'energia fornita mediante servizi di mitigazione delle interruzioni. Sono pure proseguite le attività per la regolazione della qualità della tensione sulle reti di distribuzione.

Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela ambientale

Import – Misure relative all'accesso alla rete di interconnessione con l'estero

Con la delibera 15 dicembre 2010, ARG/elt 241/10, l'Autorità ha approvato le regole per l'anno 2011 relative all'accesso alla rete di interconnessione con l'estero. Le regole sono state, come di consueto, predisposte da Terna e dagli altri gestori di rete dei Paesi interconnessi e consentono un ulteriore passo verso la creazione di un vero mercato elettrico regionale. Per il 2011, unitamente alle disposizioni, analoghe a quelle introdotte per il 2010, in merito alle riserve per le importazioni e all'utilizzo della rendita di congestione sono state introdotte alcune modifiche.
In particolare, le regole approvate dalla delibera ARG/elt 241/10, in ottemperanza a quanto disposto dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 dicembre 2010, prevedono che la gestione delle aste per l'allocazione della capacità di trasporto disponibile venga trasferita, a decorrere da aprile 2011, a CASC (*Capacity Allocating Service Company*), società con sede in Lussemburgo, partecipata da tutti i gestori di rete direttamente coinvolti. L'utilizzo di una società esterna per la gestione delle allocazioni della capacità di trasporto consente di avere un'interfaccia commerciale unica per tutti gli operatori attivi sulle diverse frontiere, ed essendo CASC già operante nell'ambito della regione europea centroccidentale (Francia, Belgio, Olanda, Lussemburgo e Germania), facilita una più ampia armonizzazione delle regole di allocazione anche oltre i confini italiani (vedi anche il Capitolo1).

Con riferimento alle allocazioni giornaliere sulla frontiera slovena, le regole di allocazione sono state modificate per tenere conto dell'avvio, a partire dal 1° gennaio 2011, del *market coupling* tra la borsa italiana e quella slovena per l'allocazione della capacità giornaliera tramite asta implicita.

Integrazione dei Mercati del giorno prima italiano e sloveno: market coupling sulla frontiera Slovenia-Italia

Nel maggio 2009 erano stati avviati i lavori di implementazione del progetto di *market coupling* sulla frontiera Slovenia-Italia, tramite la costituzione di un gruppo di lavoro bilaterale Slovenia-Italia, presieduto dai delegati dei regolatori e composto dai delegati dei ministeri rilevanti, dei gestori di rete e dei gestori del mercato. Il gruppo di lavoro era incaricato di operare in parallelo su tutti gli aspetti del processo di implementazione del progetto e di informare costantemente gli organismi di riferimento dell'Iniziativa regionale della regione Centro-Sud (vedi il Capitolo 1) circa i progressi del predetto processo. Il 9 novembre 2009, i Ministri degli esteri di Italia e Slovenia hanno espresso supporto, per conto dei rispettivi Governi, all'obiettivo dell'integrazione dei mercati elettrici dei due Paesi, tramite la firma di una dichiarazione congiunta. Nel primo semestre del 2010, il gruppo di lavoro ha predisposto una *roadmap* per l'implementazione del progetto di *market coupling* sull'interconnessione Slovenia-Italia[9]. Le tappe della *roadmap* delineata sono state attuate come segue:

9 La *roadmap* concordata era caratterizzata dai seguenti elementi qualificanti:
- la firma di un *Memorandum of Understanding* da parte del Ministro italiano dello sviluppo economico e del Ministro sloveno dell'economia;
- l'approvazione da parte dei regolatori delle regole di accesso 2011;
- la firma di un accordo quadro e di un accordo pentalaterale da parte dei gestori di rete e del mercato, previa approvazione dei regolatori;
- la pubblicazione da parte dei gestori di rete e del mercato di un documento esplicativo del modello di *market coupling* sulla frontiera Slovenia-Italia e la presentazione del modello agli operatori della regione Centro-Sud, rappresentati dallo *Stakeholder Group*;
- l'avvio del *market coupling* sulla frontiera Slovenia-Italia entro e non oltre il 1° gennaio 2011.

- il 27 agosto 2010, il Ministro italiano dello sviluppo economico e il Ministro sloveno dell'economia, per conto dei rispettivi Governi, hanno firmato un *Memorandum of Understanding*;
- il 13 settembre 2010, con la delibera ARG/elt 143/10, l'Autorità ha approvato lo schema di accordo quadro, proposto dai gestori di rete e del mercato (il regolatore sloveno lo ha ratificato il 13 ottobre 2010) che a loro volta hanno quindi provveduto a sottoscriverlo ufficialmente;
- il 3 novembre 2010, i gestori di rete e del mercato hanno pubblicato sui rispettivi siti internet il documento *Market Coupling on the Italian-Slovenian Border 2011* e il 16 novembre 2010, nell'ambito della terza riunione dello *Stakeholder Group* della regione Centro-Sud, i regolatori e i gestori di rete e del mercato hanno presentato ufficialmente agli operatori il modello di *market coupling* sull'interconnessione Slovenia-Italia;
- il 15 dicembre 2010, con la delibera ARG/elt 241/10, l'Autorità ha approvato le regole di accesso 2011;
- il 16 dicembre 2010, con la delibera ARG/elt 243/10, l'Autorità ha approvato lo schema di accordo pentalaterale, trasmesso dai gestori di rete e di mercato (il regolatore sloveno ha ratificato lo stesso accordo il 15 dicembre 2010).

L'1 gennaio 2011 è quindi finalmente divenuto operativo il *coupling* fra l'MGP gestito dalla borsa elettrica italiana (Gestore del mercato elettrico – GME) e l'MGP gestito dalla borsa elettrica slovena (BSP) per l'assegnazione implicita dei diritti di transito giornalieri sull'interconnessione Slovenia-Italia.

L'integrazione fra i due mercati si basa sui seguenti principi e criteri:

- un meccanismo di *price coupling* realizzato tramite un approccio decentralizzato. Ogni borsa ha cioè la responsabilità di gestire il proprio MGP, tenendo conto: delle offerte di vendita e di acquisto presentate dai propri partecipanti al mercato; delle offerte di vendita e di acquisto in forma anonima presentate dai partecipanti al mercato dell'altra borsa; della configurazione della topologia di rete dell'Italia e della Slovenia, come definita dai gestori di rete; della capacità di trasmissione fra le zone interne alla propria rete, come definita dal rispettivo gestore di rete; della capacità di trasmissione disponibile fra Italia e Slovenia per l'MGP, come congiuntamente definita dai gestori di rete;
- le borse condividono fra loro tutte le informazioni rilevanti;
- sulla base di tali informazioni ogni borsa: usa lo stesso algoritmo di calcolo che tiene conto delle regole di accettazione delle offerte dell'MGP prima italiano e poi sloveno; calcola i risultati del proprio MGP e i risultati dell'MGP dell'altra borsa; definisce il programma orario di scambio sulla frontiera Slovenia-Italia, in base alla differenza fra il prezzo della "zona Slovenia" del modello di rete italiano, come calcolato dal GME, e il prezzo della "zona BSP" del modello di rete sloveno come calcolato dalla loro borsa elettrica;
- il calcolo della capacità di trasmissione disponibile fra la "zona Slovenia" del modello di rete italiano e la "zona BSP" del modello di rete sloveno, per l'assegnazione tramite il *coupling* dei due MGP è responsabilità congiunta dei gestori di rete.

Riforma del Mercato infragiornaliero dell'energia e del Mercato per il servizio di dispacciamento

L'1 gennaio 2010 ha preso avvio una riforma organica del mercato elettrico che si svilupperà per fasi, secondo i principi generali fissati dalla legge n. 2/09.

Le principali novità della riforma, la cui implementazione è rimessa ai decreti attuativi del Ministero dello sviluppo economico e ai provvedimenti dell'Autorità, consistono nell'istituzione di un nuovo Mercato infragiornaliero (MI) dell'energia elettrica in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA), nella riforma del Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), nella nuova disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema e, in prospettiva, nel superamento del criterio dell'offerta marginale per la determinazione dei prezzi da riconoscere nell'MGP alle offerte accettate in vendita.

Nel 2010 è stata attuata una prima fase della riforma del mercato elettrico che prevede:

- la nascita di un MI dell'energia elettrica, articolato in molteplici sessioni, finalizzato a incrementare le opportunità di aggiustamento dei programmi di produzione e consumo prima della consegna;

- la riforma dell'architettura dell'MSD tramite: l'adozione di modelli di rete e algoritmi maggiormente efficienti ed efficaci per la selezione delle offerte sull'MSD; l'adozione di una nuova struttura dell'offerta che rifletta più fedelmente la struttura dei costi di esercizio degli impianti, in funzione dei differenti servizi resi a Terna (riserva secondaria o altri servizi); l'articolazione dell'MSD in molteplici sessioni per consentire ai produttori di adeguare le offerte degli impianti all'approssimarsi del tempo reale, a fronte di variazioni dei parametri tecnici, dei rischi e dei costi di esercizio;
- la riforma della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema, con l'introduzione di meccanismi volti ad assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un'equa remunerazione dei produttori.

Il 1° gennaio 2011 è stata avviata una seconda fase della riforma del mercato elettrico caratterizzata da:

- l'integrazione del MI con l'MSD, tramite il coordinamento delle sessioni in cui si articola il MI con le sottofasi e le sessioni in cui si articola l'MSD, al fine di ampliare ulteriormente le opportunità di aggiustamento dei programmi di produzione e consumo prima della consegna;
- il perfezionamento dell'architettura dell'MSD attraverso l'articolazione della fase di programmazione in diverse sottofasi per selezionare le offerte quanto più possibile in prossimità del tempo reale; ciò al fine di minimizzare gli errori di previsione e, conseguentemente, l'ammontare di risorse approvvigionate sull'MSD, per ridurre l'onere netto di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento;
- il perfezionamento dell'architettura dell'MSD attraverso l'introduzione di un corrispettivo di avviamento, così da riflettere ancora più fedelmente la struttura dei costi di esercizio degli impianti termoelettrici;
- l'affinamento della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema tramite la definizione di una metodologia dettagliata di calcolo dei costi variabili e dei costi fissi efficienti da riconoscere ai titolari dei suddetti impianti che richiedono l'ammissione al regime ordinario o al regime di reintegrazione dei costi.

Date alcune integrazioni e revisioni richieste a Terna, con la delibera 25 novembre 2010, ARG/elt 211/10, l'Autorità ha positivamente verificato la proposta di modifica del Codice di rete recante gli elementi indispensabili per avviare dall'1 gennaio 2011 la seconda fase di riforma dell'MSD. Per quanto attiene la disciplina degli impianti essenziali, si rinvia di seguito.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema – Criteri per la determinazione dei corrispettivi

Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico rappresentano gli impianti tecnicamente e strutturalmente indispensabili alla risoluzione di congestioni di rete o al mantenimento di adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico nazionale, per significativi periodi di tempo. La delibera 29 aprile 2009, ARG/elt 52/09, confermando in parte quanto già disposto dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111/06, prevedeva diversi regimi di remunerazione degli impianti essenziali:

- il regime di remunerazione standard applicabile alle unità *ex* art. 64 della delibera 9 giugno 2006, n. 111/06 (regime ordinario);
- il regime di reintegrazione dei costi;
- i regimi di remunerazione corrispondenti alle modalità alternative di assolvimento dell'obbligo, di cui all'art. 65-*bis* della suddetta delibera (regimi alternativi).

Con il documento 5 agosto 2009, DCO 29/09, l'Autorità aveva posto in consultazione i criteri per la determinazione dei corrispettivi da riconoscere agli impianti essenziali. Tenuto conto delle risposte ricevute a valle della pubblicazione del documento per la consultazione 26 maggio 2010, DCO 17/10, l'Autorità ha definito i propri orientamenti in materia di regolazione dei corrispettivi a favore degli impianti essenziali. Il documento per la consultazione DCO 17/10 è stato seguito dalla delibera 28 settembre 2010, ARG/elt 161/10, che, integrando e modificando l'Allegato A alla delibera n. 111/06, ha fissato i criteri di dettaglio e le norme procedurali per la determinazione dei corrispettivi da riconoscere agli impianti essenziali. Secondo quanto previsto dal suddetto Allegato, nella versione integrata e modificata dalla delibera ARG/elt 161/10, l'Autorità ha successivamente adottato le delibere 20 ottobre 2010, ARG/elt 180/10, e 30 novembre 2010, ARG/elt 222/10.
Sino all'adozione della delibera ARG/elt 161/10, la quantificazione dei corrispettivi per gli impianti in regime di reintegrazio-

ne dei costi era stata effettuata con provvedimenti specifici e individuali da parte dell'Autorità, in considerazione dell'esiguo numero di unità ammesse al citato regime. Inoltre, sino all'entrata in vigore della menzionata delibera, non era pubblica la metodologia di calcolo del costo variabile rilevante, da applicare nel caso di unità essenziali in regime ordinario.

A causa dell'aumento del numero degli impianti di produzione essenziali, derivante dall'applicazione della delibera ARG/elt 52/09 – la quale, recependo le disposizioni della legge n. 2/09, aveva stabilito che possano essere essenziali anche raggruppamenti di impianti nella titolarità del medesimo operatore – l'Autorità ha ritenuto opportuno elaborare e rendere pubblici i criteri di dettaglio per la definizione dei corrispettivi da riconoscere alle unità essenziali in regime ordinario e in regime di reintegrazione dei costi; ciò con il preciso intento di conformarsi al principio, enunciato dalla suddetta legge, secondo cui la regolazione degli impianti essenziali deve essere fondata su meccanismi puntuali, volti ad assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un'equa remunerazione dei produttori.

In base a quanto emerso nel corso delle consultazioni DOC 29/09 e DOC 17/10, con la delibera ARG/elt 161/10 è stato deciso, tra l'altro di:

- standardizzare i criteri e le procedure di determinazione dei corrispettivi, con particolare riferimento alle configurazioni degli aggregati economico-patrimoniali riconosciuti e alle metodologie di calcolo sia delle singole voci del costo variabile riconosciuto (per esempio, costo unitario del combustibile), sia di alcune componenti delle voci del costo fisso riconosciuto (per esempio, tasso di remunerazione del capitale), continuando a distinguere gli oneri in costi fissi e costi variabili;
- prevedere, al fine di tenere conto delle eventuali peculiarità delle singole unità, alcune flessibilità rispetto agli standard, definendo procedure che, su istanza dell'utente del dispacciamento e previa verifica di elementi sufficienti e oggettivi forniti dallo stesso, permettano di apportare variazioni alle componenti del costo variabile riconosciuto relativo a una specifica unità;
- definire, per le unità di produzione ammesse alla reintegrazione dei costi, un criterio di determinazione della quota di ammortamento riconosciuta e del costo del capitale investito riconosciuto che minimizzi l'impatto sull'evoluzione della remunerazione delle medesime unità, dovuto all'ammissione transitoria a un regime regolato di reintegrazione;
- consentire, su istanza dell'utente del dispacciamento, che l'unità di produzione possa essere ammessa dall'Autorità alla reintegrazione dei costi per un periodo pluriennale, previo parere di Terna circa la probabilità che l'impianto sia essenziale per il medesimo periodo;
- ammettere, nel caso delle unità in regime di reintegrazione dei costi, la possibilità di riconoscere agli utenti del dispacciamento acconti dei corrispettivi prima del termine del periodo cui i corrispettivi medesimi si riferiscono;
- continuare, nel caso di unità essenziali ammesse alla reintegrazione dei costi prima dell'anno 2010, ad applicare la metodologia adottata precedentemente all'entrata in vigore della delibera ARG/elt 161/10.

Con le delibere ARG/elt 180/10 e ARG/elt 222/10, l'Autorità ha proseguito nell'attività di definizione della regolazione in materia di corrispettivi a remunerazione degli impianti essenziali in regime ordinario e in regime di reintegrazione dei costi, con l'intento di completare il quadro regolatorio e di permettere così agli utenti del dispacciamento di individuare consapevolmente il regime più adatto per i propri impianti essenziali. Le citate delibere hanno in particolare stabilito:

- i valori per l'anno 2011 del rendimento standard, dello standard di emissione e della componente a copertura dei costi per gli additivi, per i prodotti chimici, per i catalizzatori, nonché per lo smaltimento di rifiuti e residui della combustione per ciascuna categoria tecnologia-combustibile, da utilizzare come parametri di verifica della congruità dei corrispondenti standard delle unità essenziali;
- obblighi più stringenti in tema di comunicazione dei dati di consumo dei combustibili previsti dalla delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, in modo da disporre di informazioni maggiormente dettagliate, dal punto di vista temporale, in merito al profilo di consumo delle unità pluricombustibile abilitate, creando così le condizioni per ampliare il novero di categorie tecnologia-combustibile per le quali è possibile fissare alcuni standard;
- i criteri per la valorizzazione di combustibili privi di quotazione di riferimento e per la determinazione delle componenti a

copertura dei costi standard relativi alla logistica nazionale e internazionale per ciascun combustibile principale;

- gli importi delle componenti del costo variabile riconosciuto a copertura degli oneri di specifiche prestazioni richieste da Terna nell'MSD, dei costi per l'acquisto di energia elettrica nel mercato elettrico per esigenze di produzione e degli oneri per la manutenzione correlata alla quantità di energia elettrica prodotta;
- i prezzi di sbilanciamento da utilizzare ai fini del calcolo della componente a copertura del costo di sbilanciamento all'interno del costo variabile riconosciuto, rilevante ai fini della formulazione delle offerte da parte dell'utente del dispacciamento;
- la configurazione del costo variabile riconosciuto rilevante ai fini della determinazione dei corrispettivi e della formulazione delle offerte, nel caso l'unità essenziale fornisca il servizio di riserva secondaria[10];
- le condizioni alle quali è soggetta la facoltà riconosciuta agli utenti del dispacciamento di richiedere, in sede di presentazione dell'istanza per l'ottenimento dell'eventuale acconto o del corrispettivo definitivo, che siano modificati i valori standard di una o più determinanti dei costi variabili riconosciuti a unità ammesse al regime di reintegrazione dei costi;
- per ciascuna unità essenziale, gli standard specifici del rendimento, dell'emissione e della componente a copertura dei costi per gli additivi, per i prodotti chimici, per i catalizzatori, per lo smaltimento di rifiuti e residui della combustione, nonché gli ulteriori parametri necessari per il calcolo del costo variabile riconosciuto.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema – Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

A fronte delle istanze presentate da AceaElectrabel Trading, Edipower, Enel ed E.On Energy Trading, con la delibera 28 dicembre 2010, ARG/elt 247/10, l'Autorità ha ammesso alla reintegrazione dei costi i seguenti impianti essenziali: Montemartini di AceaElectrabel Trading, San Filippo del Mela 150 kV e 220 kV di Edipower, Augusta, Bari, Porto Empedocle e Sulcis di Enel, Trapani Turbogas di E.On Energy Trading. Inoltre, sulla base del parere espresso da Terna circa la pluriennalità della condizione di essenzialità, alcuni degli impianti sopra menzionati sono stati ammessi al regime di reintegrazione per un periodo pluriennale, invece che soltanto per l'anno 2011 (San Filippo del Mela 150 kV e Trapani Turbogas).
La decisione circa l'ammissione al regime di reintegrazione è stata fondata, da un lato, sull'elevato grado di improbabilità che i citati impianti siano in grado di assicurare un'adeguata remunerazione del capitale investito in assenza di reintegrazione, se obbligati a presentare offerte nei mercati dell'energia e nell'MSD a prezzi allineati esclusivamente ai costi variabili; dall'altro lato, sul maggior beneficio atteso per i consumatori in termini economici rispetto al caso di esclusione, anche parziale, degli stessi impianti dall'elenco degli impianti essenziali.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema – Criteri per la formulazione delle offerte sul mercato elettrico per gli impianti essenziali ammessi al regime di reintegrazione dei costi

Le delibere ARG/elt 222/10 e 1 febbraio 2011, ARG/elt 8/11, sono state incentrate soprattutto sul tema della formulazione delle offerte relative alle unità essenziali ammesse al regime di reintegrazione dei costi. Dette delibere sono state adottate con la duplice finalità di accentuare il grado di certezza della disciplina inerente i vincoli di offerta imposti alle citate unità, e di aumentare la flessibilità di offerta degli utenti del dispacciamento che dispongono delle medesime, in modo da consentire l'implementazione di strategie di contenimento degli oneri connessi con il numero di avviamenti e con gli sbilanciamenti.
In relazione ai mercati dell'energia, sono state esplicitate le condizioni alle quali Terna può richiedere che, con riferimento a un dato impianto essenziale in regime di reintegrazione dei costi, siano presentate offerte di vendita o di acquisto per quantità diverse da quelle per cui lo stesso impianto risulti singolarmente essenziale per la sicurezza del sistema. Tutto ciò a patto, naturalmente, che la richiesta non ecceda quanto strettamente necessario a permettere la fattibilità tecnica del programma relativo alle quantità e ai periodi rilevanti per cui l'impianto sia considerato singolarmente essenziale. Inoltre, per le

10 La riserva secondaria di potenza è la capacità produttiva resa disponibile al gestore della rete e asservita alla regolazione secondaria di frequenza, vale a dire alla funzione automatica centralizzata che consente, a una zona di regolazione, di attivare la propria generazione per rispettare gli scambi di potenza con le zone di regolazione confinanti ai valori programmati.

quantità per cui non sia richiesta da Terna la presentazione di offerte, si ammette che l'utente del dispacciamento possa:

- formulare offerte di vendita nell'MGP anche a prezzi inferiori al costo variabile riconosciuto;
- non presentare offerte di vendita per un intero giorno nell'MGP, qualora Terna non richieda di formulare offerte per alcun periodo rilevante del giorno medesimo;
- presentare liberalmente offerte sul MI.

Per quanto concerne l'MSD, è stata introdotta la facoltà di presentare offerte di acquisto a un prezzo inferiore al costo variabile riconosciuto, a condizione che non superino il minimo tecnico di unità o di quantità corrispondenti a prove che l'utente del dispacciamento è tenuto a eseguire per obblighi normativi.
Le flessibilità sopra descritte sono state associate a specifici vincoli rispetto al riconoscimento degli importi delle offerte, ai fini della determinazione del corrispettivo di reintegrazione; tali vincoli sono espressamente volti a preservare le dinamiche concorrenziali del mercato elettrico e l'interesse dei consumatori alla minimizzazione degli oneri connessi con gli impianti essenziali.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema – Regimi alternativi

Ai sensi del comma 3, dell'art. 65-*bis*, dell'Allegato A alla delibera n. 111/06, con la delibera 28 settembre 2010, ARG/elt 162/10, l'Autorità ha determinato e comunicato a ciascun utente del dispacciamento interessato i valori dei parametri che occorrono allo stesso per valutare l'opportunità di aderire ai regimi alternativi[11].
Avendo alcuni utenti del dispacciamento espresso l'intenzione di sottoscrivere il contratto dei regimi alternativi per quantità parziali, si è provveduto a rideterminare i valori di alcuni dei suddetti parametri mediante la delibera 25 novembre 2010, ARG/elt 210/10, alla luce dell'aggiornamento operato da Terna in merito ai raggruppamenti essenziali di impianti.
L'Autorità ha infine approvato le proposte contrattuali elaborate da Terna, prima che quest'ultima procedesse alla sottoscrizione del contratto con ciascun utente del dispacciamento interessato (delibera 21 dicembre 2010, ARG/elt 244/10).

Remunerazione della disponibilità di capacità di generazione – Meccanismo transitorio

Adottando la delibera ARG/elt 120/10, l'Autorità, oltre ad aggiornare i parametri del meccanismo transitorio di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica, ha avviato un procedimento finalizzato a modificare la metodologia di determinazione dell'ulteriore corrispettivo, di cui all'art. 36 dell'Allegato A alla delibera n. 48/04.
Questo corrispettivo è definito nella delibera n. 48/04 come remunerazione integrativa dei ricavi conseguiti dal singolo produttore nei mercati borsistici, qualora tali ricavi, su base annua, risultino inferiori a un livello di riferimento posto convenzionalmente pari ai ricavi che il medesimo produttore avrebbe ottenuto, a parità di produzione, nel regime amministrato antecedente all'avvio del sistema delle offerte. La finalità dell'ulteriore corrispettivo consiste, dunque, nel fornire un sostegno transitorio ai produttori che, a causa di prezzi di mercato particolarmente bassi, possano nel breve periodo manifestare problemi di equilibrio economico-finanziario, con conseguenti ripercussioni di inadeguatezza della capacità produttiva nel medio-lungo periodo.
Il documento per la consultazione 3 agosto 2010, DOC 28/10, ha però evidenziato che la configurazione originaria dell'ulteriore corrispettivo trascurava l'effetto sui ricavi effettivi, derivante dalla distribuzione territoriale della capacità di generazione di ciascun produttore. Di conseguenza, in presenza di significative differenze tra i prezzi delle diverse zone – come quelle che si sono effettivamente registrate nei mercati dell'energia e che erano difficilmente ipotizzabili al momento dell'avvio del sistema delle offerte – la metodologia originariamente applicata per il calcolo della remunerazione integrativa tendeva, *ceteris paribus*, a sovraremunerare (o a sottoremunerare) ingiustificatamente i produttori con un'alta incidenza, nell'ambito della capacità ammessa al meccanismo, della capacità localizzata in zone contraddistinte da prezzi dell'energia elevati (o contenuti).

11 Ciascun utente del dispacciamento titolare di impianti (o raggruppamenti di impianti) di produzione essenziali ha la possibilità di assumere forme di impegno di offerta alternative rispetto a quelle tipiche del regime ordinario e del regime di reintegrazione dei costi. Qualora l'utente del dispacciamento opti per i regimi alternativi, è tenuto a sottoscrivere con Terna un contratto avente per oggetto quanto contenuto al comma 65-*bis*1 o, alternativamente, al comma 65-*bis*2 dell'Allegato A alla delibera n. 111/06.

Con la delibera 6 ottobre 2010, ARG/elt 166/10, è stata quindi modificata, per il triennio 2010-2012, la metodologia di determinazione dell'ulteriore corrispettivo nel senso delineato dal documento per la consultazione DOC 28/10; ciò tenendo altresì conto di quanto emerso nel corso della consultazione e, in particolare:

- della lettera con la quale il Ministero dello sviluppo economico ha espresso la sua volontà di accentuare il grado di salvaguardia nei confronti dei produttori con impianti localizzati prevalentemente in zone di mercato caratterizzate da rilevanti vincoli all'esportazione e da conseguenti eccessi di offerta, al fine di preservare – nelle more del necessario sviluppo della rete – la competizione nel medio-lungo termine;
- della richiesta di introdurre elementi rappresentativi dei margini economici degli operatori nel calcolo dell'ulteriore corrispettivo.

Remunerazione della disponibilità di capacità di generazione – Meccanismo a regime

Il dibattito sui fallimenti e le imperfezioni che impediscono al mercato elettrico di conseguire autonomamente l'obiettivo di adeguatezza del sistema elettrico, oltre che sulle sue potenziali soluzioni, è stato uno dei principali temi al centro delle riflessioni dei ricercatori e delle Autorità di regolazione del settore negli ultimi 10 anni. L'evoluzione di tale dibattito ha peraltro favorito una progressiva convergenza di tutte le parti sull'analisi delle cause sottostanti ai suddetti fallimenti e/o imperfezioni e delle loro potenziali conseguenze e sta altresì facilitando una graduale convergenza su quali siano i rimedi più efficienti ed efficaci che il politico e il regolatore possono assumere.

Con i documenti per la consultazione 23 aprile 2010, DCO 9/10, e 15 novembre 2010, DCO 38/10, l'Autorità ha portato a maturazione la propria riflessione sul tema, delineando i tratti salienti dell'architettura di un mercato della capacità produttiva da avviarsi nel 2011. In sede di consultazione, l'Autorità ha per prima cosa individuato le molteplici concause per cui il mercato elettrico non è in grado di perseguire autonomamente l'obiettivo di adeguatezza: l'esistenza di difetti informativi, la rigidità della domanda, l'assenza di stoccaggio e l'avversione al rischio degli operatori.

Poiché le informazioni sono incomplete e distribuite in modo asimmetrico fra gli attori del sistema elettrico, in assenza di interventi regolatori il mercato elettrico si rivela uno strumento inefficiente e inefficace di coordinamento delle scelte di investimento degli operatori (in capacità di generazione) e di Terna (in capacità di trasmissione), sia in se stesso, sia in rapporto all'efficacia degli strumenti di comando e controllo di cui il "vecchio" monopolista regolato faceva uso per conseguire al suo interno il medesimo coordinamento.

Il fallimento del mercato elettrico nel suo ruolo di coordinatore delle scelte di investimento degli attori del sistema richiede che il regolatore intervenga per porvi rimedio con strumenti idonei a colmare i difetti informativi del mercato e a incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento degli attori del sistema elettrico. Il principale strumento che risponde ai citati requisiti consiste nell'istituzione di un mercato della capacità produttiva che, offrendo agli operatori segnali di prezzo e opportunità di copertura di lungo periodo, consenta loro di ridurre i rischi degli investimenti in capacità produttiva e di incrementare la contendibilità del mercato sullo stesso orizzonte temporale.

L'approccio proposto dall'Autorità prevede che Terna acquisti dai produttori opzioni su capacità produttiva reale (*physically-backed call option*) per quantitativi pari al fabbisogno di capacità del sistema in ciascun anno: ciò esclusivamente allo scopo di assicurare ai clienti finali una copertura contro il rischio di picchi di prezzo originati da inadeguatezza della capacità produttiva. Tali opzioni avrebbero un periodo di consegna triennale e un orizzonte di pianificazione di 4 o 7 anni: ossia sarebbero acquistate con 4 o 7 anni di anticipo rispetto all'inizio del periodo di consegna, onde consentire la partecipazione anche alla capacità produttiva in fase di progettazione e/o costruzione. La negoziazione di tali opzioni sarebbe effettuata sul mercato organizzato della capacità produttiva. Il prezzo di esercizio di tali opzioni sarebbe commisurato ai costi variabili di un nuovo impianto di punta (turbogas a ciclo aperto). Tali opzioni prevedrebbero infine il pagamento di un premio annuo determinato nel mercato della capacità a fronte dell'obbligo di restituzione degli eventuali differenziali positivi fra il prezzo di riferimento, ossia il prezzo di vendita dell'energia elettrica sui mercati a pronti (MGP, MI e MSD) e il prezzo di esercizio.

L'Autorità ha infine considerato i potenziali effetti distorsivi derivanti dalla concentrazione in capo a Terna di tre attività:

organizzazione e gestione del mercato della capacità, gestione delle congestioni e sviluppo della RTN, connessione di unità di produzione con la RTN.

Tale concentrazione indurrebbe infatti Terna ad adottare condotte opportunistiche. A titolo esemplificativo e non esaustivo, Terna potrebbe far fronte alle inefficienze sul lato della trasmissione con un approvvigionamento di capacità superiore a quanto socialmente desiderabile. Al fine di limitare simili rischi, la proposta dell'Autorità prevede di imporre a Terna un grado di trasparenza particolarmente accentuato obbligandola, fra l'altro, a:

- stimare i costi relativi al soddisfacimento del fabbisogno di capacità di una zona tramite l'approvvigionamento di capacità nella medesima zona rispetto alla risoluzione delle congestioni intrazonali e interzonali;
- esplicitare, in relazione alle congestioni di rete e alle connessioni delle unità di produzione con la rete, le ipotesi che sono alla base dei piani di allocazione dei contratti di opzione;
- monitorare in modo continuativo lo stato di mantenimento in efficienza della capacità esistente e lo stato di avanzamento dei lavori della capacità da costruire.

Per incentivare Terna a produrre stime particolarmente accurate in tema di fabbisogno di capacità, si propone di introdurre un sistema di premi e penali regolato in funzione delle differenze tra le suddette stime e i consuntivi relativi al fabbisogno di capacità.

La validità dell'approccio proposto dall'Autorità è stata anche empiricamente suffragata dal funzionamento almeno quinquennale dei mercati della capacità di due mercati elettrici del Nordest degli Stati Uniti, in New England (US) e in Pennsylvania (PJM), che sono stati costruiti su principi similari[12].

Promozione della concorrenza nel mercato di vendita al dettaglio

Servizio di maggior tutela – Aggiornamento trimestrale del servizio di maggior tutela

Sulla base di quanto previsto dall'art. 7 del *Testo integrato della vendita* (TIV, delibera 27 giugno 2007, n. 156/07), l'Autorità ha provveduto come di consueto ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per il servizio di maggior tutela:

- per il trimestre gennaio-marzo 2010, con la delibera 29 dicembre 2009, ARG/elt 205/09;

12 PJM e US hanno infatti organizzato appositi mercati della capacità nei quali il gestore della rete acquista dai produttori impegni di capacità con un orizzonte di pianificazione triennale e un periodo di consegna annuale. I due mercati si differenziano principalmente per il prodotto negoziato e per il meccanismo d'asta con cui è aggiudicato. Il prodotto negoziato nell'US è essenzialmente una *physically-backed call option* aggiudicata tramite una *multi-round descending-clock auction*, volta a soddisfare un fabbisogno di capacità fisso; il prodotto negoziato nel PJM è invece un ibrido (poiché il premio riconosciuto al produttore è nettato a priori di una media storica ponderata delle rendite percepite da un ipotetico impianto di punta) aggiudicato tramite una *sealed-bid uniform-price auction* per soddisfare un fabbisogno di capacità, variabile in funzione del prezzo della capacità.

- per il trimestre aprile-maggio 2010, con la delibera 26 marzo 2010, ARG/elt 41/10;
- per il trimestre giugno-settembre, con la delibera 25 giugno 2010, ARG/elt 94/10;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2010, con la delibera 28 settembre 2010, ARG/elt 152/10;
- per il trimestre gennaio-marzo 2011, con la delibera 14 dicembre 2010, ARG/elt 232/10.

Per un dettaglio sui valori di tali aggiornamenti si rinvia al Capitolo 2, vol. 1.

I corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica (corrispettivi PED) vengono aggiornati ogni trimestre sulla base del prezzo di cessione fatto pagare dall'Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela per l'approvvigionamento dell'energia elettrica e per il servizio di dispacciamento. In particolare, al momento dell'aggiornamento trimestrale, i livelli dei corrispettivi PED sono definiti considerando:

- la valorizzazione dei costi sostenuti, sulla base dei dati di consuntivo e di pre-consuntivo, dall'Acquirente unico nei mesi dell'anno solare già trascorsi;
- la valorizzazione dei costi che l'Acquirente unico sosterrà nei restanti mesi dell'anno, sulla base delle migliori previsioni dell'andamento delle variabili rilevanti ai fini della determinazione dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente unico;
- la quantificazione del recupero necessario a ripianare eventuali errori connessi con il calcolo del corrispettivo PED relativo al periodo precedente.

La quantificazione degli importi da recuperare al fine di ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione *ex ante* effettuata dall'Autorità e i ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela in conseguenza dell'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti finali del servizio, ha la principale finalità di definire corrispettivi il più possibile allineati ai costi sostenuti, nell'anno solare di riferimento, dagli esercenti la maggior tutela, minimizzando in questo modo gli importi di perequazione. Gli importi non recuperati nell'anno solare di riferimento sono, infatti, coperti tramite la perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento e recuperati dai clienti finali attraverso il prezzo di perequazione dell'energia (corrispettivo PPE). La componente UC_1, che aveva la finalità di coprire gli squilibri di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato/servizio di maggior tutela fino al 31 dicembre 2007, è stata azzerata a partire dall'1 aprile 2010 con la delibera ARG/elt 41/10. Inoltre, con la delibera ARG/elt 232/10 l'Autorità ha disposto che la CCSE provveda alla chiusura del Conto alimentato dalla suddetta componente.

Le determinazioni degli importi di perequazione dei costi di approvvigionamento relativi all'anno 2009 sono state effettuate dalla CCSE nel corso dell'anno 2010, in coerenza con le scadenze previste dal TIV. Ai fini dell'aggiornamento del primo trimestre 2011, l'Autorità ha conseguentemente modificato i livelli del corrispettivo PPE per tenere conto di tali determinazioni. Inoltre, sono stati considerati gli importi versati dall'Acquirente unico al Conto relativo alla perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica, che si riferiscono a partite economiche afferenti l'attività di approvvigionamento dell'energia elettrica, svolta dal medesimo Acquirente unico.

Servizio di maggior tutela – Applicazione della tariffa bioraria per i clienti domestici

A partire dall'1 luglio 2010 i corrispettivi PED applicati ai clienti finali domestici serviti in regime di maggior tutela, con misuratori tali da rilevare l'energia elettrica per le diverse fasce orarie, sono differenziati per le fasce orarie F1 e F23[13].

L'applicazione dei prezzi biorari per tali clienti domestici avviene secondo lo strumento di gradualità previsto con la delibera ARG/elt 22/10. Tale strumento si sostanzia nell'applicazione obbligatoria di corrispettivi PED biorari transitori che, rispetto ai corrispettivi PED biorari a regime, non presentano la differenziazione per raggruppamenti di mesi e vengono determinati sulla base di un differenziale tra il prezzo nella fascia F1 e il prezzo nella fascia F23, indicato convenzionalmente come inferiore a quello a regime.

13 Le fasce orarie definite nel TIV sono le seguenti: F1 che comprende le ore dalle 8:00 alle 19:00 dei giorni dal lunedì al venerdì, esclusi i giorni festivi; F23 che comprende le ore incluse nelle fasce orarie F2 e F3, ovvero tutte le altre ore non comprese nella fascia F1.

Per il cliente finale viene però mantenuta la possibilità di optare comunque, su richiesta, per l'applicazione dei corrispettivi PED biorari, differenziati per le fasce orarie F1 e F23 ma non per raggruppamenti di mesi, e calcolati sulla base del differenziale atteso tra il prezzo di cessione praticato dall'Acquirente unico nella fascia oraria F1 e il medesimo prezzo nella fascia oraria F23.

Servizio di maggior tutela – Contratto tipo di cessione

Con la delibera 24 novembre 2010, ARG/elt 208/10, l'Autorità è intervenuta sul contratto di cessione dell'energia elettrica tra gli esercenti la maggior tutela e l'Acquirente unico, a seguito della segnalazione dello stesso circa determinati problemi applicativi della disciplina vigente, riscontrati durante l'esecuzione dei rapporti di compravendita di energia con gli esercenti.

In particolare, tali problematiche riguardavano la mancata sottoscrizione del documento contrattuale da parte di alcuni esercenti la maggior tutela e qualche difficoltà con taluni di essi a ottenere il versamento delle garanzie previste dal contratto di cessione. L'Autorità ha quindi provveduto a modificare il TIV, al fine di definire in modo certo le responsabilità delle parti in tema di contratto di cessione, precisando che le previsioni contenute in detto contratto da essa stessa approvato vincolano le parti, senza la necessità che sia sottoscritto alcun documento contrattuale. Nel medesimo provvedimento sono state accettate le modifiche al contratto di cessione dell'Acquirente unico, in tema di garanzie.

Servizio di maggior tutela – Meccanismo di compensazione

Con la delibera 4 novembre 2010, ARG/elt 192/10, l'Autorità ha quantificato gli importi relativi al meccanismo di compensazione[14] previsto per gli esercenti la maggior tutela societariamente separati, ai sensi dell'art. 24 del TIV. Tale articolo aveva infatti stabilito che, per ciascuno di essi, fosse determinato un ammontare relativo ai costi da riconoscere, identificati sulla base dei dati di *unbundling* desumibili dai conti annuali separati, redatti in applicazione delle disposizioni di cui alla delibera n. 11/07, con riferimento al comparto relativo all'attività di vendita del servizio di maggior tutela.

Ai fini delle quantificazioni relative al meccanismo di compensazione, è stata effettuata l'analisi dei dati di *unbundling*, integrata da ulteriori informazioni richieste ai singoli operatori. Nonostante gli approfondimenti svolti, sono rimasti in alcuni casi elementi di incertezza sull'attendibilità e la correttezza dei dati forniti dagli operatori. L'Autorità ha pertanto previsto che fossero utilizzati criteri prudenziali di determinazione degli importi relativi al meccanismo di compensazione, sia per evitare possibili sovraremunerazioni per gli esercenti che non avevano fornito gli elementi necessari a chiarire le situazioni di incertezza, sia per garantire agli stessi la possibilità di fornire, entro tempi ragionevoli, tutti gli elementi utili a verificare l'attendibilità e la correttezza dei propri dati.

Di conseguenza, una volta scaduto il termine entro cui gli esercenti avrebbero dovuto rendere disponibile la documentazione necessaria per valutare l'attendibilità e la veridicità dei dati, nei fatti è stato possibile riconoscere il diritto a ricevere dalla CCSE un ammontare relativo al meccanismo di compensazione a tutti gli esercenti la maggior tutela societariamente separati, con l'eccezione di un solo soggetto.

Questo risultato è principalmente derivante dal fatto che le quantificazioni, effettuate con la delibera 28 dicembre 2007, n. 349/07, per l'anno 2008, per la remunerazione dell'attività di commercializzazione degli esercenti la maggior tutela societariamente separati, prevedevano anche una copertura degli oneri legati alla problematica degli inadempimenti dei clienti finali. Tale copertura è successivamente risultata inferiore rispetto all'ammontare poi effettivamente riconosciuto sulla base di una percentuale standard, definita tenendo conto delle svalutazioni effettuate dagli operatori, da applicare sul livello del fatturato. La CCSE ha provveduto così a erogare le somme dovute attraverso il Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione, alimentato dai versamenti effettuati dagli esercenti la maggior tutela, ai sensi dell'art. 9-*bis* del TIV. Detto Conto è utilizzato per la copertura degli oneri sostenuti da Terna, derivanti dall'applicazione della componente a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione (DISPBT), applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela.

Dal punto di vista dell'impatto sui clienti finali, occorre evidenziare che, con le delibere 19 dicembre 2008, ARG/elt

14 A fronte di un Prezzo unico nazionale e costi diversi degli esercenti, il meccanismo di compensazione assicura a ciascun operatore il proprio costo riconosciuto.

190/08, e 30 marzo 2009, ARG/elt 35/09, l'Autorità aveva già provveduto a stimare, sulla base dei dati di preconsuntivo relativi all'anno 2008, la necessità di un gettito derivante dal meccanismo di compensazione, e aveva altresì evidenziato un ammontare positivo da riconoscere agli esercenti relativamente al citato meccanismo. La quantificazione definitiva ha confermato una differenza positiva tra quanto raccolto dal Conto e gli importi relativi al meccanismo di compensazione. La delibera ARG/elt 232/10 ha quindi previsto di adeguare il livello della componente DISPBT al fine di restituire l'avanzo del citato Conto ai clienti finali aventi diritto al servizio di maggior tutela.

Servizio di salvaguardia – Nuove procedure concorsuali

Nel corso dell'anno 2010 si sono svolte le procedure di selezione degli esercenti la salvaguardia per il periodo successivo al 31 dicembre 2010[15]. In tale ambito, anche in base alla proposta dell'Autorità 12 ottobre 2010, PAS 24/10, il Ministro dello sviluppo economico con decreto ministeriale 23 novembre 2010 aveva stabilito alcuni cambiamenti di definizione delle procedure concorsuali, in particolare:

- l'estensione del periodo di erogazione del servizio di salvaguardia, inizialmente previsto dall'1 gennaio 2011 al 31 dicembre 2012, sino al 31 dicembre 2013;
- l'adozione di un meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti la salvaguardia e relativi al mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili definito dall'Autorità stessa.

L'Autorità ha implementato i sopraccitati cambiamenti dei criteri di definizione delle procedure concorsuali con la delibera 22 ottobre 2010, ARG/elt 182/10, modificando la durata del periodo di erogazione del servizio di salvaguardia e istituendo il meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti la salvaguardia e relativi al mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili.

Di conseguenza, successivamente alla pubblicazione sul proprio sito internet del regolamento per le procedure, l'Acquirente unico ha effettuato la selezione dei soggetti per le 12 aree territoriali (definite dall'Autorità stessa con la delibera 6 settembre 2010, ARG/elt 139/10) per l'erogazione del servizio di salvaguardia, e ha pubblicato gli esiti della procedura di individuazione degli esercenti la salvaguardia per il periodo 1 gennaio 2011 – 31 dicembre 2013. (Tav. 2.4).

TAV. 2.4

Esercenti individuati per la salvaguarida dal 2011 al 2013

AREA TERRITORIALE	OPERATORE	PARAMETRO OMEGA(A)
Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria	Exergia	12,00
Lombardia	Hera Comm	12,89
Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia	Exergia	8,90
Emilia Romagna	Exergia	4,75
Toscana	Hera Comm	9,60
Umbria, Marche	Enel Energia	44,30
Sardegna	Enel Energia	41,70
Campania	Enel Energia	78,30
Lazio, Abruzzo	Hera Comm	17,24
Molise, Puglia	Hera Comm	17,36
Basilicata, Calabria	Enel Energia	70,50
Sicilia	Enel Energia	83,30

A) Il parametro omega è il valore, espresso in €/MWh, che gli esercenti la salvaguardia applicano ai clienti finali, in aggiunta al valore della media aritmetica mensile dei prezzi di borsa nelle ore appartenenti a ciascuna fascia oraria nel mese, a fronte del quale i partecipanti alle procedure concorsuali si impegnano a erogare il servizio di salvaguardia nell'area territoriale indicata. Il cliente finale, oltre a tale livello, paga altresì le componenti relative al servizio di trasporto, gli oneri generali e le componenti A, nonché la parte relativa agli oneri fiscali.

15 Per il periodo precedente a quella data si faccia riferimento alla *Relazione Annuale 2010*, Capitolo 2, vol. 2.

Completamento del sistema di indennizzo per gli inadempimenti contrattuali dei clienti finali

Nel corso del 2010 l'Autorità ha finalizzato l'analisi relativa agli inadempimenti contrattuali dei clienti finali, con riferimento ai casi nei quali il venditore non è più controparte del cliente finale inadempiente.

Con la delibera 3 agosto 2010, ARG/elt 123/10, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di disposizioni in materia di funzionamento del relativo sistema di indennizzo, previsto dalla delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09. Quest'ultima aveva infatti introdotto un sistema di indennizzo, volto a garantire il venditore uscente in caso di mancato incasso del credito relativo all'erogazione della fornitura degli ultimi mesi, definendone i criteri generali di funzionamento e rinviando a successivi provvedimenti l'attuazione dei suddetti criteri.

L'Autorità, con la delibera ARG/elt 123/10, ha quindi stabilito che l'Acquirente unico desse attuazione al sistema di indennizzi tramite uno schema preliminare di regolamento da pubblicare e sottoporre a consultazione, e ha modificato la disciplina del sistema di indennizzo al fine di migliorarne l'operatività. Con il documento per la consultazione 2 novembre 2010, DCO 36/10, l'Autorità ha prospettato le seguenti modifiche della disciplina:

- l'estensione dell'ambito di applicazione del sistema di indennizzo a tutti i clienti finali in bassa tensione;
- la modifica dei criteri di identificazione del credito ammesso al sistema di indennizzo e del relativo indennizzo;
- la facoltà per il venditore di revocare lo *switching* nel caso in cui il titolare del punto interessato dallo *switching* sia oggetto di richiesta di indennizzo relativamente al medesimo punto;
- il calcolo dell'indennizzo in modo tale da computare anche il credito dell'esercente la vendita uscente, relativo a eventuali importi dei corrispettivi CMOR[16] non pagati dal cliente finale.

La delibera 30 novembre 2010, ARG/elt 219/10, oltre a individuare il gestore del sistema di indennizzo nell'Acquirente unico, anche sulla base delle osservazioni pervenute dalla consultazione presso l'Acquirente unico dello schema preliminare di regolamento e del DCO 36/10, ha:

- modificato la disciplina del sistema di indennizzo prevedendo, tra l'altro, di estenderne l'applicazione al fine di ammettere anche il credito maturato nei confronti di qualunque cliente finale, con riferimento a un punto di prelievo connesso in bassa tensione;
- modificato il livello dell'indennizzo al fine di porlo uguale alla stima della spesa di 2 mesi di erogazione della fornitura;
- regolato le modalità con cui saranno compensati gli oneri sostenuti dai clienti finali per il versamento del corrispettivo CMOR, in caso di pagamento del credito in un momento successivo a quello in cui la componente era stata valorizzata;
- definito alcuni ulteriori flussi tra i diversi soggetti coinvolti.

In tale delibera è stato inoltre approvato il regolamento di disciplina del sistema di indennizzo, prevedendo che diventi operativo dall'1 gennaio 2012 fino all'entrata a regime del registro ufficiale del Sistema informativo integrato - SII, di cui alla legge n. 129/10. Per il periodo transitorio relativo all'anno 2011, è stata altresì approvata la disciplina semplificata di funzionamento del sistema di indennizzo.

Le specifiche tecniche del sistema di indennizzo sono state pubblicate dall'Acquirente unico nel mese di febbraio 2011, mentre la registrazione degli operatori al sistema informatico di supporto al sistema di indennizzo è stata effettuata nel mese di marzo 2011. Il sistema di indennizzo diventerà pertanto operativo con riferimento a richieste di indennizzo che pervengano presso il gestore di detto sistema, a partire dal mese di giugno 2011.

Altri interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio

Con il documento per la consultazione 6 maggio 2010, DCO 12/10, l'Autorità ha effettuato proposte in merito alla definizione di modalità operative atte a consentire la fatturazione ai

16 CMOR è un corrispettivo aggiuntivo della tariffa di distribuzione. Esso assume un valore pari al valore dell'indennizzo nel caso in cui il cliente finale sia il soggetto passivo del credito non pagato, e un valore pari a zero in tutti gli altri casi.

clienti in maggior tutela dotati di misuratori elettronici telegestiti da parte degli esercenti, con riferimento ai dati di consumo effettivi. In particolare, nel documento per la consultazione vengono analizzati sia l'utilizzo, in sede di fatturazione, di dati di misura stimati, sia le possibili criticità conseguenti la limitazione di tale utilizzo, proponendo soluzioni utili per minimizzarle, tenuto conto anche del potenziale impatto che alcune proposte potrebbero comportare per i venditori del mercato libero. Rispetto alla consultazione, le posizioni espresse dai soggetti interessati hanno fatto emergere l'esigenza di effettuare ulteriori approfondimenti, al fine di compiere una migliore valutazione degli effettivi costi e benefici della rimozione della possibilità di utilizzare, in sede di fatturazione, dati di misura stimati.

Con il documento per la consultazione 30 giugno 2010, DCO 19/10, l'Autorità ha proposto alcune modifiche rispetto all'attuale regolazione in tema di identificazione dei clienti finali che possono usufruire del servizio di maggior tutela, sia per permettere l'identificazione di tutti i clienti finali (serviti in maggior tutela e sul mercato libero), sia per garantire una corretta trasmissione e condivisione delle informazioni tra i diversi operatori. Rispetto alla consultazione, i soggetti interessati hanno condiviso la necessità di identificare, per ciascun cliente non domestico in bassa tensione, il tipo di servizio di tutela (maggior tutela/salvaguardia) cui il medesimo ha diritto in assenza di un venditore del mercato libero. Gli stessi operatori hanno tuttavia segnalato come la procedura proposta nel DCO 19/10 risulti eccessivamente onerosa, facendo emergere la necessità di approfondimenti atti a definire misure ulteriori, rispetto alle proposte del DCO 19/10, che vadano incontro all'esigenza di minimizzazione dell'onerosità circa le soluzioni proposte.

Monitoraggio del mercato al dettaglio

L'Autorità ha continuato a raccogliere e a pubblicare sul proprio sito internet i dati relativi all'evoluzione del servizio di maggior tutela, che gli esercenti la maggior tutela inviano mensilmente all'Acquirente unico ai fini del monitoraggio, ai sensi dell'art. 6-*bis* del TIV. I dati pubblicati, aggregati per trimestre e per zona geografica, riguardano l'evoluzione del numero di punti di prelievo serviti nel regime di maggior tutela, i passaggi al mercato libero (per i quali viene indicato anche il dettaglio dei passaggi a società legate all'esercente la maggior tutela) e gli eventuali rientri dal mercato libero al servizio di maggior tutela. Non sono annoverati i cambi di fornitore dei clienti tra operatori del mercato libero.

Inoltre, sono attualmente previsti obblighi in capo agli operatori circa le raccolte dei dati relative all'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti serviti in maggior tutela e di informazioni relative al fenomeno della morosità. Con riferimento al monitoraggio sull'applicazione dei prezzi biorari, l'art. 6-*ter* del TIV prevede che ogni esercente la maggior tutela comunichi trimestralmente all'Acquirente unico (con riferimento a ciascun mese del trimestre considerato) il corrispettivo PED applicato a ognuno dei clienti serviti, distinguendo tra punti di prelievo per i quali è applicato un corrispettivo differenziato per fasce e punti per i quali il corrispettivo applicato risulta monorario. Viene richiesta altresì la comunicazione dei clienti per i quali l'esercente la maggior tutela ha effettuato, prima dell'applicazione di corrispettivi PED differenziati per fasce, la comunicazione dei consumi diversificati per fascia e per mesi o per raggruppamenti di mesi.

Con riferimento, invece, alle informazioni relative al fenomeno della morosità, con la delibera 30 giugno 2010, ARG/elt 101/10, l'Autorità ha definito un set minimo di dati, inerenti l'andamento delle sospensioni, che gli esercenti la vendita con più di 50.000 clienti finali in bassa tensione sono tenuti a inviare all'Autorità, per il tramite dell'Acquirente unico. La delibera specifica che tali informazioni verranno successivamente integrate al fine di poter effettuare un'analisi completa ed esaustiva del fenomeno relativo alla morosità.

Infine, con il documento per la consultazione 29 aprile 2010, DCO 10/10, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti per l'implementazione di un sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio, componendone altresì il quadro metodologico e organizzativo. In particolare, nel documento sono state definite le prime ipotesi di lavoro circa l'individuazione delle modalità di rilevazione dei dati e sono state evidenziate proposte in merito ai criteri per l'identificazione degli indicatori da monitorare, nonché della metodologia da adottare per la loro analisi. Inoltre, al fine di minimizzare l'onere degli operatori e di assicurare che la loro disponibilità alla messa a disposizione dei dati e delle informazioni sia costante, certa e sicura, l'Autorità ha proposto di avviare il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio gradualmente e per fasi, anche per poter considerare tutte le

rilevazioni già esistenti e selezionare un set minimo di dati in grado di dare una rappresentazione stabile del funzionamento del mercato. In particolare, in coerenza con le previsioni del documento DCO 10/10, successivamente alla consultazione è stata realizzata un'indagine conoscitiva volta a raccogliere dati e informazioni per verificare e perfezionare le ipotesi in tema di indicatori proposti. L'obiettivo è quello di effettuare un'ulteriore consultazione tesa a identificare il set di dati minimo da rilevare, specificandone altresì le modalità e le tempistiche di raccolta.

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

Connessione degli impianti di produzione – Aggiornamento del Testo integrato delle connessioni attive

Con la delibera 4 agosto 2010, ARG/elt 125/10, l'Autorità ha aggiornato il *Testo integrato delle connessioni attive* (TICA), introducendo nuovi elementi regolatori per:

- la definizione di interventi finalizzati a evitare l'occupazione della capacità di trasporto sulla rete nei casi in cui all'accettazione del preventivo non faccia seguito la concreta realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica;
- l'analisi più puntuale delle procedure che prima non trovavano regolazione nel TICA, in particolare il dettaglio procedurale relativo al coordinamento tra gestori di rete;
- la definizione e la razionalizzazione delle procedure che, pur non essendo direttamente correlate alla connessione tecnica di un impianto di produzione di energia elettrica con la rete, sono necessarie affinché la connessione possa essere attivata. In particolare, è stato introdotto un vero e proprio "pannello di controllo" unico, realizzato e gestito da Terna nell'ambito del progetto per il sistema Gestione anagrafiche uniche degli impianti (GAUDÌ) di produzione di energia elettrica;
- la definizione di principi finalizzati a garantire uno sviluppo più razionale del sistema elettrico, per promuovere l'accesso alla rete degli impianti di produzione di energia elettrica realizzati e di futura realizzazione.

Gli interventi più rilevanti sono quelli finalizzati a evitare l'occupazione della capacità di trasporto sulla rete nei casi in cui all'accettazione del preventivo non faccia seguito la concreta realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica. Infatti, il fenomeno della prenotazione della capacità di rete in assenza dell'effettiva realizzazione degli impianti di produzione, più volte segnalato dall'Autorità negli ultimi anni, costituisce una vera e propria barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono a ottenere la connessione in tempi rapidi anche se la rete è satura solo "virtualmente".
Al riguardo, prima dell'approvazione della delibera ARG/elt 125/10, con il documento per la consultazione 25 maggio

2010, DCO 15/10, l'Autorità aveva proposto due linee di intervento tra loro alternative:

- la prima consiste nella previsione che il diritto alla prenotazione della capacità di trasporto sulle linee elettriche si venga a consolidare soltanto a seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione dell'impianto di produzione;
- la seconda consiste nella definizione di una garanzia (deposito cauzionale o fideiussione bancaria) da presentare al gestore di rete, in aggiunta al versamento dei corrispettivi per la richiesta del preventivo e per la realizzazione della connessione.

La prima proposta, affinché possa essere implementata in modo efficace, richiede un maggiore coinvolgimento dei gestori di rete durante il procedimento autorizzativo unico, affinché in tale sede siano i medesimi gestori di rete a farsi parte attiva nella definizione delle soluzioni tecniche per la connessione, anche presentando, in relazione allo stato di avanzamento delle diverse iniziative, possibili modifiche delle soluzioni inizialmente definite.

La seconda proposta, nel corso della consultazione dell'Autorità, è stata ritenuta preferibile dalla quasi totalità dei produttori e dei gestori di rete intervenuti, in quanto di più semplice e immediata applicazione, vista anche l'urgenza degli interventi prospettati.

L'Autorità, quindi, con la delibera ARG/elt 125/10, partendo dalla seconda proposta contenuta nel documento per la consultazione, ha definito un corrispettivo a garanzia della prenotazione della capacità di rete, correlato alla durata del periodo di prenotazione, da rendere disponibile al gestore di rete con cadenza annuale sotto forma di fideiussione bancaria o di deposito cauzionale.

Tuttavia, tali interventi sono stati recentemente vanificati con la sospensione delle relative parti della delibera ARG/elt 125/10, disposta dal TAR Lombardia in sede cautelare. A seguito della sospensione prevista dal TAR Lombardia, l'Autorità, con la delibera 2 febbraio 2011, ARG/elt 9/11, ha previsto di sospendere l'efficacia del corrispettivo a garanzia della prenotazione della capacità di rete, per tutti i soggetti che hanno presentato o presenteranno richiesta di connessione, nelle more dei giudizi pendenti dinanzi al TAR Lombardia.

Dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete da impianti eolici

Negli ultimi anni l'Autorità ha definito una serie di disposizioni finalizzate a ottimizzare l'utilizzo della rete elettrica, e quindi a ridurre i costi complessivi di dispacciamento, favorendo l'incremento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili e garantendo la sicurezza della rete. Per quanto riguarda gli impianti eolici, con la delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 98/08, l'Autorità aveva previsto che gli impianti non ancora in esercizio e per i quali non era ancora stata accettata la soluzione tecnica minima di dettaglio, dovessero essere in grado di fornire servizi di rete tra cui: la regolazione della potenza attiva e reattiva, l'insensibilità agli abbassamenti di tensione e la riduzione di potenza.

Per gli altri impianti eolici, con la delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10, sono state definite procedure per la remunerazione dei costi sostenuti dai produttori, in caso di adeguamento volontario degli impianti per la fornitura di uno o più servizi di rete. In particolare, con la delibera 22 novembre 2010, ARG/elt 207/10, l'Autorità ha dato mandato a Terna di definire le procedure per l'individuazione delle unità, con un limite di spesa pari a 25 milioni di euro. La spesa effettiva per il 5% viene posta a riduzione dai premi spettanti a Terna, qualora presenti, per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento; la restante parte è a carico dei clienti finali, tramite i corrispettivi di dispacciamento. Inoltre, la delibera ARG/elt 5/10 ha introdotto nuovi strumenti incentivanti in materia di programmazione delle unità di produzione rilevanti (cioè di potenza superiore o uguale a 10 MVA) alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Ciò al fine di promuovere il miglioramento delle previsioni delle immissioni di energia elettrica da parte dei produttori, riducendo di conseguenza i costi di sistema.

Con riferimento invece alle unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, con la delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 4/10, l'Autorità ha dato mandato al GSE di effettuare previsioni aggregate per ogni zona di mercato, acquisendo via satellite, in tempo reale, i dati relativi alla disponibilità della fonte e alla conseguente produzione. Per tali unità di produzione, quindi, l'onere della previsione non ricade sui produttori poiché, nell'attuale assetto del sistema elettrico, questo è il massimo beneficio che si possa ottenere ai fini di una migliore gestione del dispacciamento.

Attualmente, a causa della saturazione reale delle reti in alcune zone d'Italia (soprattutto al Centro-Sud), alcuni impianti eolici subiscono riduzioni della produzione, imposte da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico. Al fine di salvaguardare gli investimenti effettuati nel settore delle fonti rinnovabili, l'Autorità fin dal 2007 aveva deciso di remunerare la mancata produzione eolica. Dal 2010, sempre con la delibera ARG/elt 5/10, sono state definite nuove modalità di remunerazione basate sulle stime elaborate da un soggetto terzo, il GSE, sulla base dei dati effettivi di vento, misurati in sito, durante le ore nelle quali viene richiesta la riduzione di produzione e utilizzando un modello che simula il funzionamento degli stessi impianti di produzione eolica. La nuova formula per il calcolo della mancata produzione eolica include un indice di affidabilità dell'utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna, senza che ciò comporti la possibilità di non onorarli. Infine, la formula per il calcolo della mancata produzione eolica include anche una franchigia, pari a 80 ore equivalenti l'anno, da applicarsi quando le unità di produzione eolica non risultino adeguate per l'erogazione dei servizi di rete richiesti, fatte salve le esenzioni concesse da Terna nei casi in cui non siano possibili gli adeguamenti. La mancata produzione eolica viene remunerata al prezzo zonale orario erogato da Terna nell'ambito del contratto di dispacciamento.

CIP6 – Aggiornamento del Costo evitato di combustibile (CEC)

L'art. 30, comma 15, della legge n. 99/09, ha previsto che a decorrere dall'anno 2009, con decreto del Ministero dello sviluppo economico su proposta dell'Autorità, viene aggiornato trimestralmente il valore della componente del Costo evitato di combustibile (CEC), di cui al provvedimento CIP6, da riconoscere in acconto ai produttori che accedono al provvedimento CIP6 fino alla fissazione del valore annuale di conguaglio. Ai sensi della legge n. 99/09, l'Autorità deve pertanto presentare una proposta al Ministro dello sviluppo economico per la definizione delle modalità di aggiornamento del CEC, utilizzando il prezzo medio del combustibile convenzionale che risulti coerente con la struttura dei costi del mercato del gas naturale; ciò sulla base di quanto già previsto con le delibere 21 ottobre 2008, ARG/elt 154/08, e 15 novembre 2006, n. 249/06, e modificando il valore del consumo specifico inizialmente definito dal provvedimento CIP6, al fine di tenere conto dell'evoluzione dell'efficienza di conversione.

Con la segnalazione 29 aprile 2010, PAS 8/10, l'Autorità ha formulato, ai sensi della legge n. 99/09, una proposta al Ministro dello sviluppo economico in merito ai valori a conguaglio del CEC per l'anno 2009; il Ministro ha recepito la proposta dell'Autorità con il decreto ministeriale 12 luglio 2010.

Inoltre l'Autorità, con la segnalazione 29 aprile 2010, PAS 9/10, ha formulato al Ministro dello sviluppo economico una proposta sui valori in acconto e a conguaglio del CEC per l'anno 2010 e sui meccanismi di calcolo dei valori a conguaglio del CEC, a decorrere dall'anno 2010. Al momento, il Ministro dello sviluppo economico ha unicamente quantificato i valori di acconto del CEC per il primo trimestre 2011, ponendoli pari a quelli di conguaglio dell'anno precedente.

Incentivazione degli impianti fotovoltaici

Il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con decreto 6 agosto 2010 ha introdotto il meccanismo incentivante per gli impianti di produzione fotovoltaici che entrano in esercizio dall'1 gennaio 2011. In particolare, all'art. 15 il decreto ministeriale prevede che l'Autorità provveda:

- a stabilire le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle tariffe incentivanti;
- a stabilire le modalità per la verifica del rispetto delle disposizioni del decreto;
- ad aggiornare e a integrare i propri provvedimenti in materia di connessioni, con particolare riguardo all'applicazione degli indennizzi previsti dall'art. 2, comma 12, lettera g), della legge 14 novembre 1985, n. 481, per i casi nei quali il mancato rispetto dei tempi per la connessione da parte del gestore di rete comporti la perdita del diritto a una determinata tariffa incentivante;
- a determinare le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché per la gestione delle attività previste dal decreto, trovino copertura nella componente tariffaria A_3;
- a determinare le modalità per l'attuazione dell'incremento della tariffa incentivante per i sistemi con profilo di scambio prevedibile, stabilendo in particolare le condizioni e le

modalità con cui il gestore di rete provvede a trasmettere, al soggetto che ha diritto alle tariffe incentivanti, i dati orari necessari alle verifiche.

Con la delibera 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10, l'Autorità ha quindi provveduto a stabilire le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché per la verifica del rispetto delle disposizioni del decreto.

Relativamente all'aggiornamento e all'integrazione dei propri provvedimenti in materia di connessioni, con particolare riguardo all'applicazione degli indennizzi e delle modalità per l'attuazione dell'incremento della tariffa incentivante per i sistemi con profilo di scambio prevedibile, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 20 ottobre 2010, DCO 34/10. Tramite questo, l'Autorità ha sottoposto all'attenzione dei soggetti interessati i propri orientamenti in relazione agli indennizzi. Nel medesimo documento ha inoltre rilevato che i sistemi con profilo di scambio prevedibile presentano profili che rendono impossibile una ragionevole applicazione delle proposte avanzate in materia di indennizzi, e ha conseguentemente comunicato, al Ministro dello sviluppo economico e al Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, la necessità di una revisione della materia o della cancellazione del profilo stesso di scambio prevedibile.

A seguito del processo di consultazione, con la delibera 3 dicembre 2010, ARG/elt 225/10, l'Autorità ha integrato la delibera ARG/elt 181/10, stabilendo le modalità di calcolo degli indennizzi, aggiuntivi rispetto a quelli previsti dal TICA, che il gestore di rete deve erogare al soggetto responsabile. In particolare l'indennizzo, qualora i giorni lavorativi di ritardo imputabili al gestore di rete siano al più pari a 25, è una maggiorazione dell'indennizzo automatico che il gestore di rete è tenuto a corrispondere ai sensi del TICA; mentre, qualora i giorni lavorativi di ritardo imputabili al gestore di rete siano superiori a 25, è proporzionale tra l'altro alla differenza tra il valore unitario dell'incentivo che si sarebbe ottenuto e il valore unitario dell'incentivo realmente ottenuto.

Meccanismo di controllo della vendita ai clienti finali di energia elettrica da fonti rinnovabili

Con il documento per la consultazione 27 luglio 2009, DCO 26/09, l'Autorità ha indicato alcuni orientamenti finalizzati a definire le condizioni per il controllo della vendita ai clienti finali di energia elettrica da fonti rinnovabili, al fine di individuare i meccanismi di mercato più adatti a promuovere la trasparenza e la concorrenza.

A seguito dell'emanazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico 31 luglio 2009, con il documento per la consultazione 14 luglio 2010, DCO 23/10, l'Autorità ha proposto la definizione di strumenti per il controllo delle offerte di vendita di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Tali strumenti sono finalizzati a garantire che la medesima generazione di energia elettrica non venga inclusa in più offerte di vendita e a promuovere la trasparenza e l'addizionalità di un'offerta di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili rispetto alle altre offerte commerciali che includono energia prodotta da fonti rinnovabili, i cui incentivi ai costi siano già sostenuti, direttamente o indirettamente, dai clienti finali.

Testo unico ricognitivo della produzione elettrica

L'Autorità ha aggiornato il *Testo unico ricognitivo della produzione elettrica*, raccogliendo in un unico documento la regolazione di interesse per la produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento, e comprendendo le principali disposizioni adottate in materia dall'Autorità. Con la predisposizione di questo documento si è voluto fornire uno strumento completo a quanti operano nel settore, rendendo disponibile una guida aggiornata dell'attuale quadro regolatorio e normativo; il documento ha finalità puramente ricognitive e il suo obiettivo principale è quello di soddisfare le esigenze di carattere conoscitivo ed esplicativo, più volte rappresentate dai numerosi soggetti interessati all'attività di produzione di energia elettrica.

Regolamentazione delle infrastrutture

Dispacciamento, trasmissione, distribuzione, misura – Sistema informativo integrato (SII)

Con la legge n. 129/10 è stato istituito, presso la società Acquirente unico, il Sistema informativo integrato (SII), un nuovo complesso di procedure e processi informatizzati attraverso i quali saranno gestiti in modo centralizzato i flussi di comunicazione tra i diversi operatori dei mercati liberalizzati. L'introduzione del SII avrà come effetto la riduzione della complessità del sistema oggi in vigore, basato su flussi di comunicazione tra ciascuna coppia di soggetti coinvolti nelle transazioni, coordinando e centralizzando i flussi informativi riguardanti la gestione della clientela finale. Una volta a regime, il SII sarà in grado di gestire tutti i flussi informativi relativi alla gestione dei clienti finali che comportano l'interazione tra diversi operatori del mercato. Lo *switching* nel settore elettrico sarà uno dei primi processi rinnovato con l'ausilio del SII. Le funzionalità del SII potrebbero, in futuro, comprendere la gestione di ulteriori processi quali, per esempio, le diverse funzioni relative alla gestione della morosità dei clienti finali. Il SII agevolerà l'individuazione dei clienti che in passato sono risultati morosi, riducendo considerevolmente il rischio creditizio fino a ora sopportato dagli operatori del sistema.

Con la delibera 25 novembre 2010, ARG/com 201/10, nell'ambito del procedimento avviato con il documento per la consultazione 21 maggio 2010, DCO 14/10, l'Autorità ha definito le regole per lo sviluppo del SII. In particolare, l'Autorità ha disciplinato gli aspetti organizzativi relativi al SII, le funzioni di coordinamento in capo all'Autorità e i criteri attraverso i quali l'Acquirente unico è remunerato in qualità di gestore del sistema.

Aggregazione incentivante delle misure

Con la delibera 4 agosto 2010, ARG/elt 129/10, l'Autorità ha introdotto nel *Testo integrato settlement* (TIS, delibera 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09) elementi di incentivazione volti a migliorare le performance delle imprese distributrici in qualità di soggetti dei quali Terna si avvale per l'attività di aggregazione delle misure. Le principali innovazioni proposte sono state sottoposte alla consultazione degli operatori nell'ambito del documento per la consultazione 28 dicembre 2009, DCO 41/09. Esse consistono in primo luogo nell'introduzione di un corrispettivo specifico applicato a ciascun utente del dispacciamento e versato da Terna alle società di distribuzione per la gestione dell'aggregazione dei prelievi dei punti non trattati su base oraria. Sono inoltre previsti elementi di incentivazione introdotti attraverso un sistema di premi e penalità, assegnati in funzione di parametri prestazionali che valutano la qualità dell'attività di aggregazione, con lo scopo di ridurre al minimo la necessità di ricorrere a rettifiche successive. In caso di inottemperanza dei tempi entro cui le imprese di distribuzione sono tenute a inviare le comunicazioni agli utenti del dispacciamento o in caso di incoerenza del contenuto di tali comunicazioni, l'Autorità ha previsto degli indennizzi automatici che le imprese di distribuzione saranno tenute a erogare agli utenti.

Aggiornamento del Codice di rete di Terna e delle regole di settlement in caso di modifiche societarie delle imprese distributrici

Con la delibera 14 ottobre 2010, ARG/elt 172/10, l'Autorità ha disposto che Terna integri il Codice di rete con l'aggiornamento delle regole di manutenzione del codice POD (il codice alfanumerico identificativo dei punti di prelievo), messe a punto con un apposito tavolo tecnico. Il codice POD è in vigore su tutto il territorio nazionale ed è utilizzato dalle imprese distributrici per tenere aggiornato il registro elettronico dei punti di prelievo del proprio ambito di concessione. In tal senso, il codice POD risulta essenziale: per l'erogazione del servizio di dispacciamento e di quello di trasporto; per garantire lo *swit-*

ching; per gestire i dati di misura funzionali all'attività di previsione e di fatturazione dei clienti finali; in ultima analisi per tutti i processi del mercato liberalizzato, della tutela del cliente finale e della promozione della diffusione capillare delle FER attraverso l'erogazione del servizio di scambio sul posto. Il medesimo provvedimento dà inoltre mandato a TERNA per la definizione dei criteri attuativi della disciplina di *settlement*, rispetto ai casi rilevanti di variazione dell'assetto proprietario della rete di distribuzione. Questo intervento è volto a risolvere eventuali problemi applicativi dell'attività di *settlement*, dovuti a eventi modificativi dell'assetto proprietario delle reti di distribuzione, quali, per esempio, fusioni o scissioni societarie per imprese distributrici, al fine di attribuire correttamente le partite economiche insorgenti anche in questi casi.

Mobilità elettrica

Nel corso del 2010, nell'ambito del tema della mobilità elettrica (vedi anche il paragrafo "Regolamentazione tariffaria" di questo Capitolo), relativamente ai profili di dispacciamento dell'energia elettrica e alle implicazioni sui modelli industriali adottati per sperimentare i servizi di ricarica per veicoli elettrici in luoghi pubblici, si segnalano la delibera 2 settembre 2010, ARG/elt 136/10, che ha avviato il procedimento, il documento per la consultazione 2 novembre 2010, DCO 37/10, *Disposizioni speciali per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura e del servizio di dispacciamento ai fini della sperimentazione dei sistemi di ricarica pubblica dei veicoli elettrici*, e l'omonima delibera ARG/elt 242/10. Quest'ultima ha fra l'altro previsto soluzioni sperimentali transitorie per la regolazione del *settlement* del servizio di dispacciamento per i punti di ricarica pubblica, tenendo conto del principio della minimizzazione degli oneri gestionali nei rapporti contrattuali dei vari soggetti attivi nella sperimentazione; ciò al fine di mantenere concorrenziale il servizio di ricarica pubblica e quindi di favorirne la diffusione, minimizzando l'introduzione di nuovi obblighi amministrativi e organizzativi dei soggetti coinvolti. Sotto il profilo della concorrenza nella fornitura di energia elettrica per tali servizi, era necessario definire regole specifiche relative al servizio di dispacciamento che rendessero possibile lo sviluppo di sperimentazioni con logica *multivendor* (pluralità di venditori). Ciò con un modello di business incentrato sul ruolo dell'impresa di distribuzione e di gestore del servizio esterno al sistema elettrico, ovvero con un modello che contemplasse l'accesso all'infrastruttura di ricarica da parte di più fornitori di energia elettrica, assecondando le libere scelte dei consumatori elettrici mobili, conducenti i veicoli elettrici.

Regolamentazione della qualità

Regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 19 dicembre 2007, n. 333/07, l'Autorità ha approvato il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il quadriennio 2008-2011* (TIQE). Gli obiettivi di miglioramento della continuità del servizio, previsti dalla regolazione incentivante della continuità per tale periodo, si riferiscono sia alla durata delle interruzioni senza preavviso lunghe (superiori a 3 minuti), come già avvenuto in occasione dei periodi di regolazione 2000-2003 e 2004-2007, sia, per la prima volta, al numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (queste ultime di durata compresa tra un secondo e 3 minuti).

Nel corso del 2010, l'Autorità ha svolto le attività di attuazione previste dal TIQE, in particolare:

- ha determinato, con la delibera 22 novembre 2010, ARG/elt 205/10, i recuperi di continuità del servizio per le 35 imprese distributrici già soggette a regolazione incentivante nel corso del 2009;
- ha intimato, con la delibera 25 maggio 2010, VIS 35/10, a 15 imprese distributrici l'adempimento degli obblighi di comunicazione degli indicatori di continuità del servizio, delle conseguenze della regolazione individuale per utenti in media tensione e della regolazione delle interruzioni prolungate, previste dagli articoli 16, 38 e 51 del TIQE;
- ha determinato, con le delibere 14 luglio 2010, ARG/elt 107/10, e 15 novembre 2010, ARG/elt 199/10, i livelli tendenziali di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica per gli anni 2010 e 2011, per 11 imprese che sono entrate in regolazione per la prima volta nel 2010[17].

Nell'ambito del programma previsto dalla delibera 19 maggio 2010, VIS 31/10, otto verifiche ispettive hanno riguardato altrettanti centri di telecontrollo di imprese distributrici già soggette al meccanismo di incentivi e penalità[18].

Le verifiche ispettive, effettuate presso le imprese distributrici Azienda Pubbliservizi Brunico, Azienda Servizi di Bressanone e Gelsia Reti, hanno riscontrato un valore dell'Indice sistema di registrazione (ISR) che esprime l'adeguatezza complessiva del sistema di registrazione delle interruzioni mediante una struttura "a punti", inferiore al limite consentito del 95%[19]. Pertanto, ai sensi del TIQE, sono stati calcolati gli indicatori presunti di durata e numero delle interruzioni. L'effetto di tale calcolo è stato il raggiungimento del tetto, pari a 92.262 €, delle penalità relative alla durata delle interruzioni.

Sono state eseguite inoltre quattro verifiche ispettive presso quattro imprese distributrici che, per effetto del meccanismo di gradualità della regolazione della continuità, sono interessate dalla regolazione incentivante a decorrere dal 2010. Le due verifiche ispettive nei confronti del Comune di Isera e del Comune di Molveno - Azienda Elettrica Comunale, hanno portato al riscontro di inesattezze negli indicatori di riferimento di continuità del servizio, comunicate all'Autorità entro il 31 maggio 2010, relativamente al triennio 2007-2009. Perciò l'Autorità, con la delibera ARG/elt 107/10, ha disposto il rinvio della decorrenza della regolazione per queste due imprese all'anno 2011, tramite l'adozione dei livelli quadriennali degli indicatori di continuità del servizio.

Relativamente alle altre due verifiche ispettive, con le delibere 15 novembre 2010, VIS 141/10 e VIS 142/10, l'Autorità ha avviato due procedimenti, rispettivamente nei confronti del Comune di Berchidda e di Amea-Paliano, per l'accertamento di violazioni in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Con la delibera ARG/elt 107/10, l'Autorità ha anche disposto il rinvio della decorrenza della regolazione all'anno 2011 per altre 41 imprese distributrici, per incompletezza o inesattezza dei dati comunicati, oppure per incongruenza fra più comunicazioni di dati. Inoltre, l'Autorità ha intimato a 17 imprese distributrici l'adempimento degli obblighi di comunicazione previsti dal TIQE. Con la successiva delibera ARG/elt 199/10, l'Autorità ha disposto il rinvio della decorrenza della regolazione all'anno 2011 per altre dieci imprese distributrici, per incompletezza o inesattezza dei dati comunicati, oppure per incongruenza fra più comunicazioni di dati. Infine, l'Autorità ha rinviato al successivo periodo regolatorio l'applicabilità della regolazione incentivante per otto imprese distributrici[20].

Sulla base dei dati trasmessi dalle imprese distributrici soggette alla regolazione incentivante, e a seguito delle verifiche ispettive su tali dati, con la delibera ARG/elt 205/10 l'Autorità ha poi chiuso il procedimento per la determinazione dei recuperi di

17 C.E.G. Società Cooperativa Elettrica Gignod, A.E.M. Comune di Chiomonte, Impresa Campo Elettricità I.C.EL., A.E.C. - Comune di Ossana, AMEA, Az. Elettrica Eredi di Brunner Josef, Consorzio Elettrico di Storo Società Cooperativa, Comune di Vermiglio, Azienda Elettrica Comunale - Vipiteno, Camuna Energia e SEA Soc. Elettrica di Favignana.

18 Tre centri di telecontrollo di Enel Distribuzione per Potenza, Udine e Viterbo e cinque per altre imprese distributrici: AMAIE - Sanremo, ATENA - Vercelli, Azienda Pubbliservizi Brunico, Azienda Servizi di Bressanone, Gelsia Reti - Seregno.

19 L'indice è risultato pari a 93% per Azienda Pubbliservizi Brunico e Gelsia Reti, con la conseguenza di una proporzionale riduzione degli incentivi per le suddette imprese. L'indice è risultato pari a 87% per Azienda Servizi di Bressanone, con l'effetto di ridurre gli incentivi e di incrementare le penalità per tale impresa. Inoltre, per Azienda Servizi di Bressanone si è registrato un indice di correttezza (IC) inferiore alle soglie previste, che ha comportato la non validità dei dati comunicati dall'impresa.

20 Si tratta dei Comuni di Berchidda e Amea-Paliano (per cui sono stati avviati procedimenti per l'accertamento di violazioni in materia di continuità), della Società Elettrica in Morbegno (che è stata sanzionata dall'Autorità con la delibera 6 settembre 2010, VIS 94/10, per violazione di obblighi in materia di qualità) e di altre cinque imprese distributrici (proprietarie di reti con un solo punto di connessione in media tensione, per effetto dell'art. 30 del TIQE).

continuità per l'anno 2009. L'Autorità ha assegnato incentivi per un totale di circa 101 milioni di euro a fronte dei miglioramenti della continuità del servizio, di cui 54 per il miglioramento inerente la durata delle interruzioni e 47 per il miglioramento riguardo al numero di interruzioni. D'altro canto, sono state disposte penalità per circa 35 milioni di euro a carico di imprese distributrici, di cui 13 per il mancato miglioramento inerente la durata delle interruzioni e 22 per il mancato miglioramento riguardo al numero di interruzioni. Infine, sono stati differiti ai due anni successivi (2010 e 2011) ulteriori 33 milioni di euro di penalità, che dovranno essere versati in caso di mancato raggiungimento dei livelli tendenziali per tali anni.

Come detto, la regolazione della qualità dei servizi elettrici è quadriennale e quest'anno si completa il corrente periodo regolatorio 2008-2011. In vista del nuovo periodo di regolazione, con la delibera 27 settembre 2010, ARG/elt 149/10, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015. Tale procedimento verrà sottoposto alla metodologia di Analisi di impatto della regolazione (AIR) per gli aspetti più rilevanti.

Regolazione della continuità: registrazione del numero effettivo di clienti disalimentati mediante l'utilizzo dei misuratori elettronici

Con la delibera 20 giugno 2006, n. 122/06, successivamente confluita nel TIQE, l'Autorità ha introdotto la disciplina relativa alla registrazione del numero reale di clienti alimentati in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico. Tale disciplina prevede l'adozione, da parte delle imprese distributrici, di un regime operativo ai fini della registrazione dei clienti in bassa tensione effettivamente interrotti. Tra i regimi ammissibili è stato previsto anche il c.d. "regime C", realizzabile tramite l'ausilio dei misuratori elettronici e del sistema di telegestione, che è ritenuto lo strumento più efficace per l'individuazione esatta del numero di clienti in bassa tensione disalimentati. Per questa ragione, con le delibere 18 dicembre 2006, n. 292/06, e 10 dicembre 2009, ARG/elt 190/09, l'Autorità aveva introdotto un incentivo economico (da erogare nel 2010 per le imprese con una percentuale minima di misuratori elettronici messi in servizio al 31 dicembre 2009), e successivamente un incentivo in misura ridotta (da erogare nel 2011 per le imprese con una percentuale minima di misuratori elettronici messi in servizio al 31 dicembre 2010), per la rilevazione dei clienti in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico mediante l'utilizzo degli stessi misuratori elettronici e dei sistemi preposti alla loro telegestione.

Le attività svolte nel corso del 2010 hanno riguardato due aspetti:

- il completamento della disciplina dei controlli, con particolare riferimento ai controlli presso le imprese distributrici;
- la verifica dei dati comunicati dalle imprese e l'erogazione dell'incentivo in misura piena.

Per il primo aspetto, dopo aver formulato nel documento per la consultazione 8 marzo 2010, DCO 2/10, le proprie proposte finali in merito alla predisposizione della *check-list* funzionale ai controlli che verranno effettuati presso le sedi delle imprese distributrici, l'Autorità ha provveduto (con la delibera 14 luglio 2010, ARG/elt 106/10) a integrare la delibera ARG/elt 190/09, con il Titolo III riguardante i controlli a campione presso le sedi delle imprese distributrici. Risulta così completato il quadro dei controlli, che viene sintetizzato nella tavola 2.5.

TAV. 2.5

Obiettivi, sedi e tipologie di controllo per le imprese distributrici di energia elettrica

ARTICOLO DELIBERA(A)	OBIETTIVO DEL CONTROLLO	SEDE DEL CONTROLLO	TIPO DI CONTROLLO
Art. 4	Controllo dell'avvenuta comunicazione dei dati previsti dall'art. 10 della delibera n. 292/06	Uffici dell'Autorità	Tutte le imprese
Art. 5	Controllo dell'avvenuta comunicazione degli indicatori di continuità del servizio di distribuzione	Uffici dell'Autorità	Tutte le imprese
Art. 6	Controllo del rispetto degli obblighi di messa in servizio dei misuratori elettronici	Uffici dell'Autorità	Tutte le imprese
Art. 9	Controllo della effettiva messa in servizio dei misuratori elettronici sui punti di prelievo BT	Sede dell'impresa	A campione
Art. 10	Controllo dell'avvenuta effettuazione degli aggiornamenti con cadenza continuativa della variazione di consistenza dell'utenza BT	Sede dell'impresa	A campione
Art. 11	Controllo che tutti i clienti BT effettivamente disalimentati siano stati registrati come disalimentati	Sede dell'impresa	A campione
Art. 12	Controllo che la registrazione dei clienti BT disalimentati e dotati di misuratore elettronico sia effettivamente avvenuta tramite i misuratori elettronici	Sede dell'impresa	A campione

(A) Articoli della delibera ARG/elt 190/09, come integrata dalla delibera ARG/elt 106/10.

Per il secondo aspetto, con la delibera 19 ottobre 2010, ARG/elt 179/10, l'Autorità ha disposto l'erogazione dell'incentivo per un totale di circa 1,6 milioni di euro, a 11 delle 13 imprese distributrici che avevano confermato la richiesta di incentivo in misura piena[21]. Inoltre, a seguito delle verifiche effettuate presso gli Uffici, l'Autorità ha invece disposto di non erogare l'incentivo al Consorzio Elettrico di Pozza di Fassa per avere messo in servizio, alla data del 31 dicembre 2009, una percentuale di misuratori elettronici inferiore al minimo previsto (85% del numero totale dei punti di prelievo in bassa tensione) e alla Soc. Coop. Idroelettrica di Forni di Sopra per non aver comunicato i dati di continuità del servizio elettrico relativi all'anno 2008.

Regolazione individuale della continuità per utenze alimentate in media tensione

Un altro elemento cardine della regolazione della qualità dei servizi elettrici per il quadriennio 2008-2011 è la regolazione individuale per utenze in media tensione, disciplinata dal Titolo 5 del TIQE. Nell'ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, l'Autorità, alla luce dell'esperienza maturata nel vigente periodo di regolazione, ha pubblicato il documento per la consultazione 15 novembre 2010, DCO 40/10, *Opzioni per l'estensione degli standard specifici di continuità del servizio per i clienti alimentati in media tensione alle interruzioni brevi e approfondimenti sui contratti per la qualità.* Il DCO 40/10 ha principalmente sviluppato:

- proposte in materia di estensione degli standard individuali di continuità del servizio per gli utenti in media tensione (ora vigenti per le interruzioni lunghe) alle interruzioni brevi;
- proposte di semplificazione di alcuni aspetti generali della regolazione individuale del numero di interruzioni;
- un approfondimento sui contratti per la qualità al fine di favorirne la diffusione, proponendo inoltre che le imprese distributrici studino un modello di contratto per la qualità standard, condiviso con le rappresentanze dei consumatori, per la stipula di accordi individuali con riferimento inizialmente alle interruzioni lunghe e brevi.

Regolazione della qualità del servizio di trasmissione

Con la delibera 27 dicembre 2007, n. 341/07, l'Autorità ha introdotto uno schema di incentivi e penalità a carico di Terna

21 ASM Voghera, A2A Reti Elettriche (ex ASM Distribuzione Elettricità), ASM Tione - Azienda Servizi Municipalizzati, ATENA, Azienda Pubbliservizi Brunico, Comune di Roncone - Servizi Elettrici, Odoardo Zecca, S.N.I.E., SEA, SECAB, Società Cooperativa Elettrica Gignod.

per ridurre le disalimentazioni della RTN, con riferimento agli incidenti rilevanti e alle disalimentazioni ordinarie. Con la stessa delibera l'Autorità ha inoltre introdotto un meccanismo di valorizzazione economica, a favore delle imprese distributrici e a carico di Terna, dell'energia elettrica fornita mediante servizi di mitigazione delle interruzioni, offerti dalle imprese distributrici (principalmente la rialimentazione dei clienti in media e in bassa tensione da parte delle imprese distributrici, mediante manovre effettuate sulle reti di media tensione).

Con la delibera 30 marzo 2010, ARG/elt 32/10, l'Autorità ha disposto il rinvio della decorrenza della valorizzazione economica dei servizi di mitigazione all'1 luglio 2010, nonché avviato un procedimento per garantire un'efficace applicazione del meccanismo regolatorio di valorizzazione di tali servizi. Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 19 aprile 2010, DCO 7/10, recante *Proposta di modifiche alla regolazione per il periodo 2008-2011 a seguito dell'estensione della Rete di trasmissione nazionale*. Il DCO 7/10 ha proposto modifiche alla regolazione della qualità del servizio di trasmissione in materia di:

- perimetro di rete su cui trova applicazione la regolazione incentivante per il periodo di regolazione 2008-2011;
- valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità e relativa decurtazione in caso di episodi di mancato adempimento di ordini di apertura e chiusura di linee attraverso sistemi di teleconduzione o telecontrollo, in occasione di disalimentazioni;
- pubblicazione di indicatori di monitoraggio della disponibilità e indisponibilità degli elementi di rete.

L'Autorità è poi intervenuta per modificare il quadro regolatorio vigente con la delibera 28 giugno 2010, ARG/elt 99/10. Le modalità di applicazione dei principali meccanismi di regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, a seguito dell'estensione della RTN con l'acquisizione della rete ex Enel, ora denominata TELAT, sono sintetizzate nella tavola 2.6.

TAV. 2.6

Meccanismi di regolazione della qualità del servizio di trasmissione e relative modalità di applicazione

MECCANISMO REGOLATORIO	ARTICOLI	APPLICABILITÀ SU RTN "STORICA"	APPLICABILITÀ SU RTN TELAT
Premi-penalità per continuità	Da 3 a 9[A]	Sì	No (apr. 2009 – dic. 2011), in via transitoria
Servizi di mitigazione	10[A]	Sì	Sì 40% (lug. 2010 – dic. 2011) in via transitoria
Compartecipazione e rimborsi ai clienti MT e BT	11[A]	Sì	Sì
Versamento al Fondo per eventi eccezionali	50[B]	Sì	Sì

(A) Allegato A alla delibera n. 341/07.
(B) Allegato A alla delibera n. 333/07.

Inoltre, la delibera ARG/elt 99/10 ha definito le modalità provvisorie di calcolo dei mancati adempimenti a ordini di manovra in occasione di disalimentazioni e dell'energia dei servizi di mitigazione, da applicarsi sino alla successiva definizione nell'ambito del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete. Per giungere a tale definizione, l'Autorità ha disposto che Terna le sottoponesse per approvazione, entro il 31 ottobre 2010, una proposta di aggiornamento dell'Allegato A.54 e un nuovo allegato al Codice di rete in materia di servizi di mitigazione, conformi alle disposizioni della delibera ARG/elt 99/10.

A completamento del quadro regolatorio, con la delibera ARG/elt 211/10 l'Autorità ha verificato positivamente la proposta di aggiornamento dell'Allegato A.54 al Codice di rete, recante *Classificazione e registrazione delle disalimentazioni degli utenti direttamente e indirettamente connessi con la RTN*, e la proposta

di Allegato A.66 al Codice di rete, recante *Procedura per la determinazione dei servizi di mitigazione alle imprese distributrici*, predisposte da Terna e inviate all'Autorità il 19 novembre 2010.

Qualità della tensione sulle reti di distribuzione

Nel corso degli ultimi anni l'Autorità ha affrontato gli aspetti di qualità della tensione con un insieme di iniziative. Nell'ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 30 novembre 2010, DCO 42/10, riguardante *Nuove iniziative in materia di qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica*. Tale documento ha principalmente proposto nuove iniziative in materia di:

- pubblicazione, anche comparativa, di dati relativi alle interruzioni transitorie, cioè le interruzioni di durata inferiore o uguale a un secondo;
- comunicazione individuale agli utenti in media tensione relativamente ai buchi di tensione;
- implementazione di un sistema di monitoraggio della qualità della tensione sull'intera rete in media tensione;
- pubblicazione della performance di rete relativamente ai buchi di tensione sulle reti in media tensione;
- monitoraggio della performance delle reti in bassa tensione relativamente alle variazioni lente di tensione, mediante i misuratori elettronici.

In relazione alle variazioni di tensione sulle reti in bassa tensione, con la segnalazione al Parlamento e al Governo 2 febbraio 2011, PAS 5/11, l'Autorità ha poi formulato proprie osservazioni in merito agli effetti che una disposizione della legge 8 marzo 1949, n. 105, tuttora comporta sullo svolgimento del servizio di distribuzione dell'energia elettrica; l'Autorità ha sottolineato la necessità di abrogare tale disposizione primaria che ostacola il pieno recepimento delle indicazioni provenienti dall'armonizzazione europea. Quest'ultima prevede, già dal 1989, l'unificazione dei livelli nominali di tensione a 230 V per la tensione di fase tra fase e neutro, e a 400 V per la tensione concatenata tra fase e fase. D'altro canto, l'art. 1 della legge n. 105/49, stabilisce che «*i valori normali delle tensioni delle reti di distribuzione comprese fra 100 e 1.000 volt sono fissati in 125 e 220 V nei circuiti monofasi e in 125-220 V e 220-380 V (rispettivamente tensioni di fase e tensioni concatenate) nei circuiti trifasi*».

Effetto principale della legge è che le imprese distributrici di energia elettrica in Italia sono tenute a esercire le reti di bassa tensione trifasi a quattro conduttori alla tensione normale di 220 V tra fase e neutro. L'adeguamento della tensione nominale al valore armonizzato europeo di 230 V comporta un vantaggio in termini di riduzione delle perdite di potenza e dei possibili rischi di malfunzionamento degli apparecchi elettrici per valori di tensione significativamente inferiori al valore nominale; inoltre, semplificherebbe le attività di sviluppo delle apparecchiature elettriche da parte delle imprese italiane, eliminando pure un elemento di incertezza per i progettisti degli impianti di utenza alimentati in bassa tensione di maggiore estensione e complessità. L'Autorità ha infine segnalato come nel dispositivo di legge di abrogazione della legge n. 105/49 sia necessario disporre che la norma CEI 8-6 venga assunta quale norma di riferimento per le tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione pubblica in bassa tensione.

PAGINA BIANCA

3.
Regolamentazione nel settore del gas

PAGINA BIANCA

Regolamentazione tariffaria

Nel corso del 2010 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha integrato e modificato il quadro della regolazione tariffaria della distribuzione gas e ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014. Nello svolgimento di tali attività ha tenuto conto della necessità di mantenere meccanismi di incentivazione allo sviluppo efficiente delle infrastrutture, in coerenza con l'obiettivo generale di garantire la sicurezza del sistema gas nazionale e di promuovere l'evoluzione verso un mercato concorrenziale.

Analogamente a quanto realizzato nella regolazione tariffaria del settore elettrico, sono stati effettuati numerosi interventi regolatori finalizzati a perseguire, tra gli altri, gli obiettivi di sviluppo efficiente delle infrastrutture e la maggiore efficienza dei soggetti regolati.

A tal fine è proseguita l'attività di analisi, volta a verificare i dati trasmessi dalle imprese distributrici per la determinazione delle tariffe di riferimento. Sulla base degli esiti di tale analisi e del contenzioso relativo al *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012*, l'Autorità ha approvato le tariffe, applicabili alla clientela finale nell'anno 2011, per il servizio di distribuzione del gas naturale e per il servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale; ha inoltre ritenuto opportuno procedere alla rideterminazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2009.

È stata, invece, rimandata a successivo provvedimento la definizione delle tariffe di riferimento per l'anno 2010, che verrà comunque adottata in tempo utile ai fini della determinazione degli importi di perequazione di quell'anno.

Relativamente alle procedure di certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto, ai sensi delle disposizioni in materia di *unbundling* del Terzo pacchetto energia, si rinvia al Capitolo 2.

Per quanto riguarda l'attività di misura sulle reti di trasporto del gas, nel mese di settembre 2010 l'Autorità ha chiuso l'istruttoria conoscitiva finalizzata ad approfondire la tematica relativa all'impatto che le inadeguatezze e l'insufficiente manutenzione del parco misuratori della rete di trasporto hanno sul gas non contabilizzato.

Trasporto

Ai sensi della delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09, entro il 30 ottobre di ogni anno le imprese di trasporto trasmettono all'Autorità le proposte tariffarie relative all'anno successivo. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, con la delibera 30 novembre 2010, ARG/gas 218/10, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie relative sia ai corrispettivi di trasporto e

dispacciamento del gas naturale, sia al corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2011.

Misura del trasporto gas

Con riferimento all'attività legislativa in corso, inerente la misura sulle reti di trasporto del gas, di cui alla legge 20 novembre 2009, n. 166, con la delibera 25 febbraio 2010, PAS 5/10, l'Autorità ha espresso parere favorevole in merito alla proposta di schema di decreto del Ministro dello sviluppo economico, ai sensi dell'art. 7, comma 1, della legge n. 166/09, recante le modalità di realizzazione e di gestione dei sistemi di misura alle interconnessioni, esclusi le produzioni e i clienti finali, formulando allo stesso tempo alcune proposte migliorative, funzionali a un sistema di misura armonizzato sulla rete di trasporto[1].

Con la delibera 6 settembre 2010, VIS 93/10, l'Autorità ha chiuso l'istruttoria conoscitiva avviata con la delibera 3 febbraio 2009, VIS 8/09, finalizzata ad approfondire la tematica relativa all'impatto delle inadeguatezze e dell'insufficiente manutenzione del parco misuratori della rete di trasporto sul gas non contabilizzato (vedi anche il Capitolo 6). L'istruttoria faceva seguito a quanto emerso dalla precedente istruttoria conoscitiva, avviata con la delibera 15 aprile 2008, VIS 41/08, che aveva consentito di accertare come le problematiche riconducibili alla misura determinassero un impatto, in termini di gas non contabilizzato, di un ordine di grandezza superiore rispetto agli impatti derivanti da elementi di carattere procedurale. Nel corso dell'istruttoria sono stati acquisiti in più fasi dati e informazioni relativi alle apparecchiature di misura installate nella rete di trasporto del gas naturale, nonché alle modalità di gestione e manutenzione delle suddette apparecchiature. A tal fine sono state coinvolte nelle richieste le imprese di trasporto del gas, in particolare la società Snam Rete Gas in qualità di impresa maggiore di trasporto, nonché alcuni utenti del trasporto e titolari degli impianti di misura.

Dalle analisi delle informazioni, effettuate con il supporto del Dipartimento di meccanica, strutture, ambiente e territorio (Dimsat) dell'Università di Cassino, è stato possibile ricostruire la situazione tecnica, in termini sia prestazionali sia funzionali, della strumentazione di misura attualmente utilizzata sulla rete di trasporto del gas. Detta ricostruzione è, fra l'altro, un presupposto per l'attuazione della nuova regolazione del servizio di misura sulle reti di trasporto, fissata dall'Autorità alla fine del 2009 nell'Allegato B alla delibera ARG/gas 184/09 (*Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale* – RMTG). In particolare, gli esiti del resoconto tecnico, allegato alla delibera VIS 93/10, costituiscono un contributo ai nuovi compiti attribuiti all'impresa maggiore di trasporto dagli artt. 3, 8 e 9 della RMTG, tra i quali:

- la predisposizione e l'attuazione del piano di adeguamento e di manutenzione degli impianti di misura;
- il coordinamento e la vigilanza dei soggetti responsabili dell'attività di misura.

Inoltre, nell'ambito dell'istruttoria l'Autorità ha ricevuto segnalazioni di anomalie nello svolgimento del servizio di misura sulla rete di trasporto gas, riguardanti in generale:

- malfunzionamenti dei gruppi di misura;
- carenze nella manutenzione degli impianti;
- assetti degli impianti di misura non adeguati;
- mancato aggiornamento dei dati di qualità del gas;
- sfasamenti temporali rispetto al Giorno gas.

L'Autorità si è quindi riservata di effettuare ulteriori approfondimenti legali in merito alle problematiche emerse presso i clienti finali, per eventualmente avviare dei procedimenti sanzionatori. Con riferimento alle problematiche già riscontrate nei punti di consegna alimentati da impianti di coltivazione di Eni e nei punti di riconsegna che alimentano impianti di distribuzione, sono state invece avviate delle istruttore formali[2], intimando la risoluzione, entro il 31 dicembre 2010, delle anomalie accertate.

Anche con riferimento alle problematiche riscontrate presso i punti di interconnessione con reti regionali di trasporto, infine, l'Autorità ha avviato un'istruttoria formale[3] nei confronti delle società Retragas, Metanodotto Alpino, Metan Alpi Energia, Gas Plus Trasporto, oltre a comunicare le risultanze dell'istruttoria conoscitiva conclusa al Ministero dello sviluppo economico.

1 Il decreto 18 giugno 2010 reca le modalità di realizzazione e di gestione dei sistemi di misura relativi alle stazioni per le immissioni di gas naturale nella Rete di trasporto nazionale, per le esportazioni di gas attraverso la Rete di trasporto nazionale, per l'interconnessione dei gasdotti appartenenti alle reti nazionale e regionale di trasporto con le reti di distribuzione e gli stoccaggi di gas naturale.

2 Istruttorie formali avviate con le delibere 24 novembre 2010, VIS 162/10 e VIS 163/10.

3 Istruttoria formale avviata con la delibera 24 novembre 2010, VIS 164/10.

GNL

Ai sensi della delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08, entro il 31 maggio di ogni anno le imprese di rigassificazione trasmettono all'Autorità le proposte tariffarie relative all'anno termico successivo. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, con la delibera 19 luglio 2010, ARG/gas 108/10, l'Autorità ha approvato la proposta tariffaria per il servizio di rigassificazione della società GNL Italia e determinato d'ufficio la tariffa di rigassificazione per la società Terminale GNL Adriatico, entrambe relative all'anno termico 2010-2011. Con la medesima delibera l'Autorità, in vista della completa transizione verso la disciplina tariffaria del servizio di misura del trasporto gas, introdotta alla fine del 2009[4], ha determinato sulla base dei medesimi criteri, di cui alla delibera ARG/gas 92/08, il corrispettivo transitorio CM^G a copertura dei ricavi di riferimento relativi al servizio di misura erogato dalle imprese di rigassificazione.
Con la delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 118/10, l'Autorità ha anche approvato la proposta di aggiornamento della tariffa per i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio presso il terminale della società Terminale GNL Adriatico, per l'anno termico 2010-2011.

Stoccaggio

Con la delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10, l'Autorità ha concluso il procedimento avviato nel 2009[5] e sottoposto ad Analisi di impatto della regolazione (AIR), approvando i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio del gas naturale, per il periodo di regolazione 2011-2014. Nella definizione dei nuovi criteri di regolazione tariffaria, l'Autorità ha previsto che si tenesse conto di una serie di esigenze di carattere generale, tra le quali:

- la necessità di mantenere meccanismi di incentivazione allo sviluppo efficiente delle infrastrutture di stoccaggio del gas naturale, in coerenza con l'obiettivo generale di garantire la sicurezza del sistema gas nazionale e di promuovere lo sviluppo di un mercato concorrenziale;
- la necessità di garantire la continuità con i provvedimenti già adottati dall'Autorità in materia di condizioni per l'accesso e l'erogazione del servizio di stoccaggio;
- l'esigenza di procedere, ove possibile, con un'ulteriore convergenza dei criteri di regolazione tariffaria nei settori dell'energia elettrica e del gas;
- l'esigenza di tenere conto delle possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale.

I meccanismi di regolazione tariffaria definiti per il terzo periodo di regolazione prevedono in particolare di:

- fissare il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto per il servizio di stoccaggio del gas naturale, pari al 6,7%;
- adottare l'anno solare, anziché l'anno termico, come riferimento per la determinazione e l'applicazione delle tariffe di stoccaggio;
- confermare il meccanismo di incentivo allo sviluppo di nuovi investimenti, applicato nel secondo periodo di regolazione;
- confermare l'adozione di una tariffa unica nazionale, accompagnata da un meccanismo di perequazione che garantisca il recupero dei ricavi spettanti a ogni impresa;
- introdurre un'apposita quota di ricavo per la copertura dei costi di ripristino dei siti di stoccaggio, prevedendo al contempo che l'insieme delle quote di ricavo riconosciute dal sistema tariffario costituisca un fondo da considerare come posta rettificativa ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto;
- applicare coefficienti di recupero di produttività (*X-factor*) differenziati per ciascuna impresa di stoccaggio, dimensionati in modo da riassorbire il *profit sharing* in un periodo di 8 anni o fissati pari a zero nel caso in cui nell'anno di riferimento le imprese di stoccaggio presentino costi operativi effettivi superiori ai costi riconosciuti.

Con l'intento di rendere maggiormente efficace il meccanismo di incentivazione allo sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio del gas naturale, l'Autorità ha inoltre ritenuto opportuno avviare, nell'ambito della medesima delibera, un procedimento per l'individuazione di meccanismi per incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti in sviluppo della capacità di stoccaggio. Ai sensi della delibera ARG/gas 119/10, nell'ottobre scorso le imprese di stoccaggio hanno presentato all'Autorità le proposte

4 Con la delibera ARG/gas 184/09.
5 Con la delibera 15 giugno 2009, ARG/gas 72/09.

relative ai corrispettivi tariffari per il servizio di stoccaggio e al corrispettivo transitorio di misura per l'anno 2011. Con la delibera 22 novembre 2010, ARG/gas 202/10, in esito alla verifica delle informazioni pervenute, l'Autorità ha approvato i corrispettivi d'impresa presentati dalle imprese di stoccaggio e ha conseguentemente provveduto a determinare sia i corrispettivi unici nazionali per l'attività di stoccaggio, sia il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto del gas, relativamente all'anno 2011. L'Autorità ha, inoltre, approvato le proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione e di erogazione per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile, nonché le proposte di maggiorazione del corrispettivo di punta di erogazione per la capacità di erogazione conferita durante la fase di iniezione. Con la medesima delibera, l'Autorità ha anche determinato il valore per l'anno 2011 del contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio, di cui all'art. 2, comma 558, della legge finanziaria 2008, da destinare alle Regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio; ciò stabilendo al contempo il valore della componente tariffaria US_2, destinata a recuperare il gettito necessario a coprire gli oneri derivanti dal suddetto contributo compensativo.

A seguito dell'approvazione del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, che ha introdotto, tra l'altro, apposite misure per lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio (vedi il Capitolo 1 e *infra*), l'Autorità ha approvato, con la delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11, i criteri per la definizione dei corrispettivi per l'accesso sia alla nuova capacità di stoccaggio realizzata ai sensi del decreto stesso, sia alle misure transitorie per l'anticipazione degli effetti nel mercato dello sviluppo della nuova capacità di stoccaggio, previste dagli artt. 9 e 10 del decreto[6].

In un'ottica di continuità regolatoria, l'Autorità ha definito i criteri per il calcolo dei suddetti corrispettivi in coerenza con i criteri tariffari per il servizio di stoccaggio stabiliti nella delibera ARG/gas 119/10 e, in particolare, ha disposto che:

- ai fini del calcolo dei corrispettivi per l'accesso alla nuova capacità di stoccaggio, venga considerato l'insieme dei costi relativi al servizio di stoccaggio complessivamente offerto dal soggetto che realizza la nuova capacità;
- ai fini del calcolo dei corrispettivi per l'accesso alle misure transitorie, vengano considerati i corrispettivi unitari di spazio, punta di erogazione e punta di iniezione che costituiscono la tariffa unica nazionale di stoccaggio, valorizzando la punta di erogazione attraverso il medesimo coefficiente previsto per la prestazione minima di punta di erogazione.

Distribuzione

Nel corso dell'anno 2010 è proseguita l'attività di attuazione della riforma introdotta con la delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, di approvazione della *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RTDG), che costituisce la seconda parte del *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012*.

Nella prima metà dell'anno si sono svolti gli approfondimenti disposti dagli artt. 2 e 4 della delibera 21 dicembre 2009, ARG/gas 197/09, con la quale l'Autorità aveva determinato d'ufficio, in via provvisoria, le tariffe di riferimento per tutte le località in relazione alle quali, nel corso di una precedente indagine conoscitiva[7], erano emerse incongruenze nei dati relativi agli incrementi patrimoniali o in quelli dei contributi percepiti.

I risultati di tale attività di approfondimento sono stati recepiti con le delibere tariffarie approvate a fine luglio; con la delibera 28 luglio 2010, ARG/gas 114/10, sono state infatti approvate per l'anno 2009 le tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale e di gas diversi dal gas naturale, nonché le opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate. La stessa delibera riporta nell'Allegato B la relazione conclusiva sugli approfondimenti svolti ai sensi della delibera ARG/gas 197/09. Sulla base degli esiti di tale approfondimento, le imprese/località approvate in tariffa d'ufficio provvisoria con la delibera ARG/gas 197/09 sono state approvate definitivamente con modalità ordinaria, laddove gli approfondimenti siano risultati soddisfacenti, oppure d'ufficio, laddove gli approfondimenti abbiano evidenziato persistenti lacune.

6 Considerato che la nuova capacità di stoccaggio verrà realizzata in un arco temporale di 5 anni, il decreto legislativo n. 130/10 ha previsto l'introduzione di misure volte a consentire ai soggetti investitori di ottenere anticipatamente effetti equivalenti a quelli che si avrebbero qualora la nuova capacità di stoccaggio fosse immediatamente operativa.

7 Si tratta dell'indagine conoscitiva, avviata con la delibera 30 giugno 2009, ARG/gas 79/09, effettuata sui dati trasmessi dalle imprese distributrici di gas naturale e di gas diversi dal gas naturale ai sensi della RTDG, i cui risultati, riportati nella delibera 21 dicembre 2009, VIS 169/09, avevano mostrato varie incongruenze nei dati ed errori nella loro trasmissione.

Sempre in data 28 luglio 2010 è stata approvata anche la parallela delibera ARG/gas 115/10, che ha determinato le tariffe 2010 calcolandole in via incrementale rispetto alle tariffe 2009 approvate con la delibera ARG/gas 114/10, considerando il valore dei nuovi investimenti sostenuti nel 2008 e decurtando il valore delle dismissioni operate nel medesimo anno[8].

Nei mesi successivi, sono pervenute agli Uffici dell'Autorità alcune istanze di analisi da parte di imprese distributrici corredate dalla documentazione contabile mancante, oltre alla segnalazione di alcune anomalie nei dati. A seguito di un ulteriore riesame, l'Autorità ha considerato che la nuova procedura di determinazione delle tariffe, avendo richiesto l'invio di un'ingente mole di dati e l'elaborazione di un complesso sistema di algoritmi per tenere conto delle diverse tipologie e tipicità presenti nella distribuzione di gas, aveva generato una tale novità e complessità da comportare:

- un successivo affinamento dei dati da parte delle imprese di distribuzione;
- una reiterata azione di verifica dei dati medesimi;
- un affinamento dei sistemi di calcolo per intercettare le diverse esigenze non considerate in sede di prima applicazione, ma giudicate meritevoli di accoglimento in seguito ai successivi approfondimenti.

Di fatto, si è valutato che tale attività abbia indotto, in alcuni casi, errori materiali nella trasmissione delle informazioni o errori interpretativi rispetto ai questionari e alle informazioni inviate. In qualche caso, poi, la correzione degli errori interpretativi e di lettura dei questionari ha determinato il passaggio di alcune imprese e località dalla tariffa d'ufficio al calcolo puntuale della tariffa.

Nel frattempo sono state pubblicate anche le sentenze del TAR Lombardia nn. 6912, 6913, 6914, 6915 e 6916 (depositate in data 11 ottobre 2010), che hanno accolto parzialmente alcuni dei ricorsi avviati da imprese di distribuzione avverso la RTDG e altri provvedimenti connessi (vedi il Capitolo 6). In merito a tali sentenze l'Autorità ha presentato ricorso presso il Consiglio di Stato.

L'Autorità ha considerato che l'ottemperanza alle sentenze del TAR Lombardia avrebbe richiesto l'adozione di provvedimenti di modifica della regolazione tariffaria e lo svolgimento, su alcuni aspetti, di una preventiva consultazione. Tuttavia, nelle more di tali azioni, si poneva comunque l'esigenza di garantire certezza agli operatori per i quali si erano riscontrati gli errori nei provvedimenti di determinazione tariffaria. Infatti, l'attesa del compimento dei passaggi formali per il recepimento delle sentenze del TAR Lombardia avrebbe costituito un pregiudizio grave per l'attività di tali operatori, specie in considerazione dell'approssimarsi della scadenza per il regolamento dei saldi di perequazione per l'anno 2009.

Di conseguenza, l'Autorità ha ritenuto opportuno procedere alla rideterminazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2009, al fine di completare l'iter dei meccanismi perequativi per tale anno. È stata invece rimandata a successivo provvedimento la definizione delle tariffe per l'anno 2010, da adottarsi comunque in tempo utile ai fini della determinazione degli importi di perequazione di quell'anno. Tale decisione è stata attuata tramite l'approvazione della delibera 5 novembre 2010, ARG/gas 195/10.

Infine, a valle dell'attività annuale di raccolta dei dati aggiornati delle imprese, è stata approvata la delibera 14 dicembre 2010, ARG/gas 235/10, che ha provveduto a:

- avviare il procedimento per riesercitare il potere di regolazione tariffaria in conformità con le sentenze del TAR Lombardia, Sez. III, 11 ottobre 2010, nn. 6912, 6914, 6915 e 6916[9];
- approvare, per l'anno 2011, le tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale e le opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate;
- approvare, per l'anno 2010, le opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate.

In particolare, quest'ultima delibera ha considerato che, al fine di ottemperare alle sentenze del TAR Lombardia, fosse necessario avviare un procedimento per valutare le dovute modifiche alla regolazione tariffaria vigente, anche allo scopo di poter effettuare una preventiva consultazione sugli interventi conseguenti alle principali censure. Per coerenza con il procedimento avviato, si è ritenuto di dover sospendere la determinazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2011, in attesa dello svolgimento del procedimento di cui sopra.

Al fine di consentire un'ordinata attuazione del servizio di distribuzione e misura del gas, e in particolare di dare certezza ai consumatori in relazione ai corrispettivi per il servizio e di garanti-

8 Si ricorda che le tariffe 2009 sono calcolate sulla base dei valori patrimoniali aggiornati all'anno 2007.

9 La sentenza n. 6913/10 rigetta interamente il ricorso presentato.

re alle imprese distributrici flussi di ricavi dimensionati in funzione dei costi sostenuti per l'erogazione del servizio, si è ritenuto opportuno procedere, invece, all'aggiornamento annuale, per l'anno 2011, delle tariffe obbligatorie per il gas naturale e delle opzioni tariffarie per i gas diversi dal gas naturale, dal momento che tali tariffe sono applicate alla clientela finale.

Per non rischiare di far mancare la necessaria liquidità alle imprese distributrici, infine, si è ritenuto opportuno approvare gli importi di perequazione bimestrale d'acconto per l'anno 2011, sulla base di un calcolo provvisorio delle tariffe di riferimento per il medesimo anno.

Tariffa sociale gas

Coerentemente con le disposizioni del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185[10], che ha consentito il completo superamento del precedente sistema di tutela sociale disciplinato dalla delibera 29 settembre 2004, n. 170/04, l'Autorità ha definito le modalità operative del meccanismo di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati per la fornitura di gas naturale, con la delibera 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09.

Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del regime di compensazione, l'Autorità ha istituito, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, la componente G_S, posta a carico dei clienti diversi dai clienti domestici, nel I trimestre 2011 pari a 0,1135 c€/m^3.

Il sistema di gestione del bonus gas è attivo dal 15 dicembre 2009, con applicazione retroattiva a tutto l'anno 2009. Alla data del 15 marzo 2011 le istanze di bonus gas presentate presso i Comuni e ammesse all'agevolazione sono circa 700.000. Le compensazioni erogate per gli anni 2009 e 2010 hanno complessivamente un valore stimato in circa 75 milioni di euro.

Gli importi della compensazione per gli anni 2009, 2010 e 2011 sono riportati nella tavola 3.1. Il valore della compensazione per l'anno 2011 è stato definito contestualmente all'aggiornamento tariffario dello scorso dicembre.

TAV. 3.1

Ammontare della compensazione per i clienti in stato di disagio economico

€/anno per punto di prelievo

COMPENSAZIONE ANNO 2009	ZONA CLIMATICA(A) A/B	C	D	E	F
Famiglie fino a 4 componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	25	25	25	25	25
Riscaldamento	35	50	75	100	135
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	60	75	100	125	160
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	40	40	40	40	40
Riscaldamento	45	70	105	140	190
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	85	110	145	180	230
ANNO 2010					
Famiglie fino a 4 componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	26	26	26	26	26
Riscaldamento	36	52	77	103	138
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	62	78	103	129	164
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	41	41	41	41	41
Riscaldamento	46	72	108	143	195
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	87	113	149	184	236
ANNO 2011					
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	29	29	29	29	29
Riscaldamento	41	58	86	115	154
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	70	87	115	144	183
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	46	46	46	46	46
Riscaldamento	52	81	121	160	218
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	98	127	167	206	264

(A) I Comuni italiani sono suddivisi in sei zone climatiche a seconda delle temperature medie: dalla A (zone mediamente più calde) alla F (zone mediamente più fredde).

10 Convertito nella legge 28 gennaio 2009, n. 2,

Criteri e modalità di applicazione delle componenti tariffarie GS_T e RE_T.

Con la delibera 25 giugno 2010, ARG/com 93/10, l'Autorità ha istituito le componenti tariffarie GS_T e RE_T, da applicare ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale; esse sono destinate a finanziare, rispettivamente, il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore del gas in stato di disagio (bonus gas), di cui al comma 93.1, lettera d), della RTDG e il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico, nonché lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, di cui al comma 93.1, lettera a), della RTDG.

L'istituzione di tali componenti si è resa necessaria in quanto i suddetti clienti, fino alla data del 30 giugno 2010, non avevano contribuito né alla copertura degli oneri relativi al bonus gas, né alle misure per il risparmio energetico, contrariamente a quanto previsto dalla normativa.

Pertanto, con la medesima delibera ARG/com 93/10 l'Autorità ha avviato un procedimento per individuare i criteri e le modalità di applicazione delle componenti GS_T e RE_T da applicare ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale, e ha disposto che:

- tali componenti tariffarie venissero comunque adottate retroattivamente, a partire dall'1 luglio 2010, in ragione dei criteri e delle modalità di applicazione individuati in esito al procedimento;
- il valore delle componenti tariffarie fosse dimensionato in maniera tale da garantire un gettito pari a quello che si otterrebbe dall'applicazione delle aliquote delle componenti tariffarie GS e RE ai consumi dei clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto del gas naturale.

Nell'ambito del suddetto procedimento è stato diffuso il documento per la consultazione 2 settembre 2010, DCO 31/10.

Con la delibera 18 ottobre 2010, ARG/gas 177/10, l'Autorità ha definito i criteri e le modalità di applicazione delle componenti tariffarie GS_T e RE_T prevedendo che le medesime:

- siano espresse in €/S(m^3) e applicate dall'impresa di trasporto, a partire dall'1 gennaio 2011, ai quantitativi di gas riconsegnati all'utente del servizio di trasporto nei punti di riconsegna che alimentano i clienti finali direttamente allacciati alle reti regionali di gasdotti, quali componenti addizionali delle tariffe di trasporto di cui alla RTTG;
- il dimensionamento sia effettuato in modo da recuperare, entro l'anno solare 2011, il gettito di cui ai commi 4.4 e 4.5 della delibera ARG/com 93/10, non riscosso nel periodo 1 luglio – 31 dicembre 2010.

Il provvedimento prevede inoltre che le componenti tariffarie GS_T e RE_T siano aggiornate trimestralmente e che il valore delle stesse venga determinato in occasione dell'aggiornamento tariffario periodico degli oneri di sistema, previsto per il primo trimestre 2011.

Con la delibera 14 dicembre 2010, ARG/com 236/10, i valori delle componenti tariffarie GS_T e RE_T, per il trimestre gennaio-marzo 2011, sono stati fissati rispettivamente pari a 0,1714 €/S(m^3) e a 0,5138 €/S(m^3).

Regolamentazione non tariffaria

Nell'anno appena trascorso, gli interventi dell'Autorità relativi al mercato all'ingrosso del gas hanno principalmente riguardato l'attuazione sia della normativa che ha introdotto le piattaforme per la negoziazione e lo scambio delle partite di gas, sia della normativa volta a garantire la competitività dei clienti industriali e a incrementare la flessibilità del sistema del gas naturale attraverso il potenziamento della capacità di stoccaggio.

Gli interventi correlati al mercato della vendita al dettaglio nel settore del gas naturale possono sintetizzarsi distinguendo tra quelli relativi alla regolazione dei regimi di tutela (servizio di tutela e fornitore di ultima istanza), all'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura e al completamento della disciplina volta alla minimizzazione del rischio creditizio. Infine, l'Autorità ha continuato a implementare l'attività di monitoraggio del mercato, anche attraverso la raccolta di alcuni dati previsti dalla regolazione.

In materia di regolamentazione delle infrastrutture, oltre all'aggiornamento della disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, resasi necessaria per adeguare i relativi Codici di rete alle nuove disposizioni, particolare attenzione è stata dedicata in corso d'anno all'introduzione di un meccanismo di bilanciamento del gas naturale, basato su criteri di mercato e sull'indispensabile adeguamento della regolazione vigente in materia. Sono state inoltre avanzate nuove proposte per il completamento della disciplina del servizio di misura del gas naturale.

L'attività di regolazione della qualità e della sicurezza dei servizi gas ha riguardato principalmente: la qualità dei servizi di distribuzione e di vendita (sicurezza, continuità e qualità commerciale); la qualità del servizio di trasporto (sicurezza, continuità e qualità commerciale); la qualità del gas; la qualità del servizio di stoccaggio e la sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas.

Promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso

Gasdotti internazionali

Con la delibera 13 dicembre 2010, ARG/gas 229/10, sono state disciplinate, nell'ambito del Codice di rete della società Snam Rete Gas, le procedure funzionali all'accesso alla rete nazionale dei gasdotti per le infrastrutture di importazione e per i terminali di rigassificazione di nuova realizzazione. Le procedure sono state definite in applicazione delle disposizioni della delibera 21 gennaio 2010, ARG/gas 2/10, e del decreto del Ministro delle attività produttive 28 aprile 2006.

L'assetto definito dai richiamati interventi normativi prevede che l'accesso alla rete nazionale dei gasdotti per le nuove infrastrutture avvenga sulla base di una procedura aperta a tutti i soggetti interessati a nuova capacità di trasporto che posseggano i requisiti previsti dalla normativa ministeriale e dell'Autorità. In esito alle richieste pervenute, l'impresa mag-

giore di trasporto provvede alla valutazione della capacità da realizzare e ai successivi conferimenti di capacità ai richiedenti. La definizione delle procedure di accesso per le infrastrutture di nuova realizzazione costituisce un elemento essenziale a supporto dello sviluppo di nuove capacità di importazione, secondo criteri trasparenti e non discriminatori.

Piattaforme per la negoziazione e lo scambio di gas naturale

Il 2010 ha registrato la significativa novità dell'introduzione, da parte del Gestore dei mercati energetici (GME), di piattaforme per la negoziazione e lo scambio di partite di gas. Essa fa seguito alle disposizioni della legge 23 luglio 2009, n. 99/09, che affida al GME in esclusiva la gestione economica del mercato del gas naturale. Ciò ha permesso di centralizzare, nell'ambito dei sistemi predisposti dal GME, la negoziazione dei quantitativi di gas, soggetti agli obblighi di offerta o di cessione introdotti dal decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, che in precedenza avveniva sulla base di procedure espletate da ciascun soggetto obbligato, date le disposizioni attuative definite dal Ministero dello sviluppo economico e dall'Autorità.

Gli obblighi di offerta sopra richiamati riguardano una quota dei volumi di importazione autorizzati successivamente all'entrata in vigore del decreto legge n. 7/07 e gli obblighi di cessione di aliquote (*royalties*) della produzione nazionale del gas naturale dovute allo Stato.

L'avvio della piattaforma di negoziazione è stato inizialmente previsto ai fini dell'offerta delle quote di importazione: con il decreto 19 marzo 2010 il Ministro dello sviluppo economico ha infatti previsto che l'obbligo di offerta fosse ottemperato presso una piattaforma appositamente gestita e organizzata dal GME. Nella fase di avvio la piattaforma consente la contrattazione, organizzata sulla base dello schema della contrattazione continua, di partite di gas. Nella fase attuale i contratti negoziati nell'ambito della piattaforma sono bilaterali, ma è previsto che in un secondo momento il GME assuma il ruolo di controparte centrale nell'ambito.

In base al richiamato decreto ministeriale, il funzionamento della piattaforma è disciplinato in un regolamento predisposto dal GME, approvato dal ministero una volta acquisito il parere dell'Autorità. Questa ha espresso il prescritto parere, ai fini della prima introduzione della piattaforma, con la delibera 23 aprile 2010, PAS 7/10.

In materia di offerta delle quote di importazione nell'ambito della piattaforma del GME, l'Autorità è intervenuta anche con la delibera 27 aprile 2010, ARG/gas 58/10, con la quale sono state definite le modalità di articolazione in prodotti standard (annuali e mensili) dei quantitativi soggetti all'obbligo di offerta, nonché il relativo periodo per il quale l'offerta deve essere mantenuta.

Con il decreto 6 agosto 2010 del Ministro dello sviluppo economico, la funzionalità della piattaforma del GME è stata estesa all'obbligo di cessione delle aliquote della produzione nazionale. In quest'ambito l'Autorità è intervenuta nella fase di predisposizione dell'intervento ministeriale esprimendo, con la delibera 4 agosto 2010, PAS 16/10, il proprio parere allo schema di decreto e alle conseguenti modifiche del regolamento della piattaforma. La cessione delle aliquote avviene in un compartimento dedicato della piattaforma, organizzato secondo modalità di negoziazione ad asta. Con la delibera 9 agosto 2010, ARG/gas 132/10, l'Autorità ha poi definito le procedure che i titolari di concessioni di coltivazione devono seguire ai fini dell'offerta delle aliquote di competenza nell'ambito della piattaforma.

In materia di cessione del gas naturale si segnala pure che, con la delibera 27 settembre 2010, ARG/gas 150/10, l'Autorità ha approvato le modifiche alla disciplina del mercato regolamentato delle capacità e del gas, gestito da Snam Rete Gas, con l'introduzione di una sessione che consente transazioni di gas tra utenti relativamente alla settimana precedente. Detta introduzione fa seguito alle disposizioni adottate dall'Autorità con la delibera 2 novembre 2009, ARG/gas 165/09, con la quale è stato anche approvato un servizio di stoccaggio su base mensile e settimanale.

Emergenza del sistema gas

Il 23 luglio 2010 un evento franoso, verificatosi in territorio svizzero lungo il tracciato del gasdotto Transitgas, ha reso necessaria la chiusura di questo gasdotto che trasporta fino al punto di entrata della rete nazionale dei gasdotti di Passo Gries il gas naturale proveniente dal Nord dell'Europa (principalmente dall'Olanda e dalla Norvegia). A seguito del protrarsi dell'indisponibilità dell'infrastruttura, il 2 settembre 2010 il Ministero dello sviluppo economico ha emanato indirizzi agli utenti a salvaguardia della continuità della sicurezza degli approvvigiona-

menti, con l'obiettivo di pervenire a un completo riempimento degli stoccaggi pur in presenza della parziale interruzione delle importazioni; lo stesso ministero ha inoltre previsto l'obbligo, per i titolari di capacità di stoccaggio, di assicurare il pieno utilizzo delle capacità di iniezione loro assegnate. Il ministero ha contestualmente segnalato all'Autorità l'opportunità di valutare interventi al fine di agevolare gli adempimenti in capo ai titolari di capacità di stoccaggio.

In linea con le finalità indicate dal ministero, l'Autorità è intervenuta con le disposizioni transitorie e urgenti in materia di corrispettivi di bilanciamento per la gestione dei servizi di trasporto e di stoccaggio, volte a incentivare gli utenti, per la rimanente durata della fase di iniezione in stoccaggio, a massimizzare l'utilizzo delle proprie capacità, ovvero a rendere disponibili a terzi le capacità che, anche in esito alla situazione degli approvvigionamenti, non avrebbero utilizzate (delibera 13 settembre 2010, ARG/gas 142/10). Successivamente, con la delibera 30 settembre 2010, ARG/gas 164/10, l'Autorità ha integrato il precedente intervento, estendendone l'applicazione al primo periodo della fase di erogazione, al fine di permettere di continuare il riempimento degli stoccaggi, ove ciò fosse stato possibile, sulla base dell'equilibrio di disponibilità all'immissione e ai consumi.

Provvedimenti attuativi ai sensi del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130

La legge n. 99/09 ha delegato il Governo (art. 30, comma 6) a definire un pacchetto di interventi volti a garantire la competitività dei clienti industriali finali dei settori dell'industria manifatturiera italiana, caratterizzati da un elevato e costante utilizzo di gas, anche attraverso la revisione del sistema dei c.d. "tetti antitrust" previsti ai commi 2 e 3 dell'art. 19 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, i quali – come noto – non hanno prodotto i risultati attesi in termini di apertura del mercato.

Le misure proconcorrenziali, formulate nel decreto legislativo n. 130/10, sostituiscono i vincoli definiti dai tetti antitrust, ormai scaduti, introducendo disposizioni volte a incrementare la flessibilità del sistema gas mediante il potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio, storicamente insufficienti per le esigenze del mercato e dunque vero collo di bottiglia per il suo sviluppo. In altre parole, le finalità della legge delega sono perseguite attraverso un sistema di obblighi/incentivi posti in capo all'operatore dominante, proprietario della quasi totalità della capacità di stoccaggio del nostro Paese, per aumentare l'offerta di servizi di stoccaggio di gas naturale. Tale sistema consente ai soggetti industriali e termoelettrici di partecipare allo sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio, con l'obiettivo, per esempio, di rendere possibile l'approvvigionamento di volumi di gas significativi all'estero nei periodi di maggior disponibilità o di minor prezzo.

Il decreto legislativo n. 130/10 affida all'Autorità gran parte dell'iter attuativo delle norme in esso riportate. Con la delibera 4 novembre 2010, ARG/gas 193/10, l'Autorità ha dapprima disciplinato le misure transitorie volte ad anticipare i benefici, per i soggetti investitori selezionati secondo le procedure fissate nel decreto legislativo n. 130/10, derivanti dalla realizzazione di nuova capacità di stoccaggio. L'anticipo dei benefici prevede che i soggetti investitori industriali possano accedere a un servizio, offerto dal Gestore dei servizi energetici (GSE), che permette di consegnare il gas naturale nel periodo estivo (presso gli *hub* di Zeebrugge e/o TTF, oppure presso il Punto di scambio virtuale – PSV), per averlo poi riconsegnato nel successivo periodo invernale (presso il PSV). Gli investitori industriali possono utilizzare tale servizio fino alla progressiva entrata in esercizio delle nuove capacità di stoccaggio e per un periodo comunque non superiore a 5 anni, per quantità massime corrispondenti alle quote della nuova capacità di stoccaggio non ancora entrata in esercizio e loro assegnata. Le stesse misure prevedono anche la possibilità, per i medesimi soggetti investitori industriali, di corrispondere al GSE, in luogo della consegna del gas naturale nel periodo estivo nei mercati esteri, il relativo controvalore, secondo quanto definito all'art. 9, comma 6, del decreto legislativo n. 130/10. La delibera ARG/gas 193/10 fissa pure i criteri con i quali il GSE approvvigiona il gas necessario per l'erogazione dei servizi appena descritti, nonché le modalità con le quali gli stessi sono resi disponibili mediante il c.d. "servizio di stoccaggio virtuale", prestato in parte da operatori individuati con un'apposita procedura concorsuale, in parte dal soggetto che aderisce all'attuazione delle misure disciplinate all'art. 5, comma 1, del decreto legislativo n. 130/10 (ovvero la società Eni).

Successivamente all'accettazione da parte del Ministro dello sviluppo economico, avvenuta con il decreto 31 gennaio 2011, del piano di sviluppo della nuova capacità di stoccaggio pre-

sentato da Eni, l'Autorità [11] ha definito le procedure di assegnazione della nuova capacità di stoccaggio per i clienti industriali e termoelettrici, secondo le riserve di cui all'art. 5, comma 1, lettera b), del decreto legislativo n. 130/10.
L'Autorità ha altresì definito i criteri per il calcolo dei corrispettivi relativi al piano di sviluppo della nuova capacità di stoccaggio (delibera ARG/gas 29/11) e successivamente ne ha approvato i valori presentati dalla società Stogit (delibera 30 marzo 2011, ARG/gas 39/11). Ha infine accettato la proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio della società Stogit, relativa alle modalità contrattuali e alla disciplina del rapporto tra i soggetti investitori finanziatori della nuova capacità di stoccaggio e il soggetto che realizzerà tale capacità, ovvero la società Stogit stessa (delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 47/11).

Promozione della concorrenza nel mercato della vendita al dettaglio

Servizio di tutela

Sulla base della normativa primaria di riferimento, l'Autorità ha definito uno specifico assetto di tutele del prezzo per i clienti finali, attualmente disciplinato 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), adottato con la delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09. Tali tutele di prezzo si articolano in:

- una tutela di categoria, consistente nell'obbligo, posto in capo a ciascun esercente la vendita, di offrire le condizioni economiche stabilite dall'Autorità a ogni punto di riconsegna dei clienti domestici, ovvero relativo a un condominio con uso domestico e consumi inferiori a 200.000 S(m^3)/anno, unitamente ad altre proposte definite dal medesimo esercente;
- una tutela transitoria c.d. "individuale", che consiste in un obbligo, posto in capo all'esercente la vendita, di continuare ad applicare le condizioni economiche stabilite dall'Autorità a clienti finali non domestici, diversi dai clienti che hanno diritto alla tutela di categoria e con consumi annui non superiori a 200.000 S(m^3)/anno, fino a che non abbiano concluso un nuovo contratto sul mercato libero e comunque non oltre il termine transitorio definito dall'Autorità.

Esiste inoltre un ulteriore regime di tutela, previsto dalla normativa vigente, con riferimento ai clienti che si trovano senza un fornitore: esso consiste in un obbligo per i fornitori di ultima istanza (individuati con apposite aste pubbliche definite dall'Autorità) di fornire i clienti finali domestici e gli altri clienti finali con consumi inferiori a 200.000 S(m^3)/anno che si vengono a trovare, anche temporaneamente e per cause indipendenti dalla loro volontà, senza un esercente la vendita. Tali forniture devono realizzarsi applicando le condizioni economiche previste dal TIVG.
Nel corso dell'anno 2010 l'Autorità è intervenuta, rispetto al quadro sopra delineato, in merito a temi specifici relativi alla tutela transitoria individuale e al fornitore di ultima istanza.

Inoltre, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 22 luglio 2010, ARG/gas 110/10, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 22 luglio 2010, DCO 24/10, nel quale ha evidenziato l'elemento di criticità che ritiene maggiormente rilevante nell'attuale assetto di tutele descritto per il gas naturale, proponendo apposite soluzioni sul tema. L'elemento di criticità più rilevante è individuato nel fatto che, a livello legislativo, non si è provveduto a definire sistemi di default tali da assicurare la continuità delle forniture di gas naturale. In particolare nel settore del gas, diversamente da quanto accade nel settore elettrico, oltre al fornitore di ultima istanza (ossia a un soggetto che "volontariamente" assume tale ruolo), non è stato identificato esplicitamente per tutti i clienti finali un soggetto obbligato a effettuare l'attività di vendita nei casi in cui il cliente finale risulti privo di un fornitore. Per questi casi l'Autorità ha prospettato l'introduzione di un meccanismo di tutela della vulnerabilità senza garanzia di prezzo strutturato, secondo il modello offerto dal servizio di salvaguardia per il settore dell'energia elettrica (c.d. "salvaguardia gas"). Tale meccanismo richiede la contestuale riperimetrazione del servizio di tutela della vulnerabilità con garanzia di prezzo assicurato dal fornitore di ultima istanza (vedi oltre).

Proroga del termine di rimozione della tutela individuale

Con la delibera 6 maggio 2010, ARG/gas 64/10, l'Autorità ha prorogato il termine di cessazione dell'applicazione transitoria della tutela individuale, prevista dalla delibera ARG/gas 64/09. In particolare, ai sensi dell'art. 5 della citata delibera ARG/gas 64/09, era stata prevista la possibilità di continuare a usufruire delle condizioni economiche definite dall'Autorità:

- fino al 30 settembre 2009, nel caso di clienti non domestici con consumi superiori ai 200.000 S(m^3)/anno;
- fino al 30 settembre 2010, per i restanti clienti non domestici.

La delibera ARG/gas 64/10 ha spostato il termine dal 30 settembre 2010 al 30 settembre 2011, anche in considerazione della richiesta pervenuta dalle associazioni delle piccole e medie imprese circa la mancanza di condizioni concorrenziali per il segmento dei clienti finali di piccola dimensione rappresentato dalle medesime associazioni, nonché per la necessità di implementare una chiara campagna informativa nei confronti dei clienti finali coinvolti nella rimozione della tutela, al fine di tenere conto dell'evoluzione del contesto normativo del settore del gas naturale. A tale proposito, infatti, la legge 4 giugno 2010, n. 96, recante *Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alla Comunità europea - Legge comunitaria 2009*, ha previsto che anche i clienti non civili [12] con consumi inferiori o pari a 50.000 Sm^3/anno siano considerati clienti vulnerabili, e pertanto meritevoli di apposita tutela in termini di condizioni economiche loro applicate e di continuità e sicurezza della fornitura.

Fornitore di ultima istanza

L'individuazione del fornitore di ultima istanza relativamente all'anno termico 2010-2011 è stata effettuata nell'ambito delle previsioni di cui alla legge n. 99/09. L'art. 30, commi 5 e 8, della legge n. 99/09, prevede infatti che l'Acquirente unico garantisca la fornitura ai clienti finali domestici con consumi annui fino a 200.000 S(m^3) in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio e che, entro 60 giorni dall'entrata in vigore della medesima legge, il Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità, definisca gli indirizzi ai quali si dovrà attenere l'Acquirente unico per assicurare la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti di gas per i clienti finali per i quali è prevista la garanzia della fornitura. Con il decreto 6 agosto 2010, il Ministro dello sviluppo economico ha disposto che, per l'anno termico 2010-2011, competa all'Acquirente unico individuare i singoli fornitori di ultima istanza attraverso procedure concorsuali stabilite dall'Autorità sulla base delle procedure relative agli anni termici precedenti.

Con la delibera 9 agosto 2010, ARG/gas 131/10, l'Autorità è quindi intervenuta in materia, definendo i criteri per l'indi-

12 L'art. 2 della direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE, fornisce le seguenti definizioni:

- cliente civile è un cliente che acquista gas naturale per il proprio consumo domestico;
- cliente non civile è un cliente che acquista gas naturale non destinato al proprio uso domestico.

viduazione dei singoli fornitori di ultima istanza e confermando la disciplina precedentemente prevista circa: i requisiti minimi di partecipazione alle procedure, le garanzie da versare al momento della partecipazione all'asta, la disciplina dell'incarico e le procedure di subentro, comprese quelle di subentro al precedente fornitore di ultima istanza, nonché gli obblighi di comunicazione dei soggetti selezionati ai fini del monitoraggio. Infine, nella medesima delibera, sono state individuate quattro macroaree di prelievo, tempi e modalità per l'espletamento, da parte dell'Acquirente unico, delle procedure concorsuali.

Ai sensi del citato provvedimento, l'Acquirente unico, successivamente alla pubblicazione sul proprio sito internet del regolamento per le procedure, ha effettuato la selezione dei fornitori di ultima istanza del gas naturale per l'anno termico 2010-2011 e ne ha pubblicato gli esiti. In particolare, per ciascuna macroarea è stata pubblicata la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come fornitori di ultima istanza e il relativo quantitativo annuo di gas offerto (Tav. 3.2).

TAV. 3.2

Fornitori di ultima istanza per l'anno termico 2010-2011

MACROAREA DI PRELIEVO	N.	OPERATORE	QUANTITÀ (m^3)
Area nordoccidentale:	1	Eni Gas & Power	30.000.000
Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	2	Enel Energia	30.000.000
Area nordoccidentale:	1	Eni Gas & Power	30.000.000
Lombardia, Trentino Alto Adige, Friuli Venezia Giulia, Veneto, Emilia Romagna	2	Enel Energia	30.000.000
Area centrale:	1	Eni Gas & Power	30.000.000
Toscana, Umbria e Marche	2	Enel Energia	30.000.000
Area centro-sud meridionale:	1	Eni Gas & Power	30.000.000
Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata, Lazio, Campania Calabria e Sicilia	2	Enel Energia	30.000.000

Completamento dell'assetto di tutela

Tenuto conto dell'attuale perimetro delle tutele previste dalla vigente normativa sopra descritta, nel documento per la consultazione DCO 24/10 l'Autorità ha definito alcune proposte in tema di completamento dell'assetto di tutele al momento esistenti. L'obiettivo dell'Autorità è quello di garantire che in ogni situazione sia possibile identificare un soggetto responsabile dei prelievi di ciascun punto di riconsegna attivo. In particolare, le proposte in tema di completamento dell'ambito di tutela sono volte:

- all'istituzione di un nuovo regime di garanzia della vulnerabilità senza tutela di prezzo, applicabile ai clienti finali che non rientrano nel regime di tutela della vulnerabilità garantito dal fornitore di ultima istanza;
- alla necessità di definire un'opportuna disciplina nei casi in cui i predetti regimi di tutela non siano attivabili.

Le proposte introdotte sarebbero definite con riferimento ai clienti finali, non rientranti nel regime di tutela garantito dal fornitore di ultima istanza, che si trovano senza fornitore per cause diverse rispetto a situazioni di morosità del cliente finale. Nel caso invece di situazioni di morosità del cliente finale, il medesimo documento per la consultazione definisce soluzioni specifiche, prevedendo una disciplina di chiusura della fornitura tale per cui se i punti non vengono disconnessi restano alimentati dall'impresa distributrice con la quale sono connessi. La disciplina di chiusura si applicherebbe altresì alle situazioni in cui il fornitore di ultima istanza o il regime complementare non siano disponibili, per esempio a causa della non partecipazione alle procedure concorsuali, di carattere volontario, degli operatori.

Aggiornamenti delle condizioni economiche di fornitura

Ai sensi del TIVG, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare con cadenza trimestrale la componente CCI (a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso) e l'elemento QTVt (il corrispettivo a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato) e con cadenza annuale le altre componenti delle condizioni economiche di fornitura.
Con riferimento agli aggiornamenti trimestrali, l'Autorità è intervenuta ad aggiornare le citate componenti: per il trimestre gennaio-marzo 2010, con le delibere 29 dicembre 2009, ARG/gas 207/09 e ARG/gas 209/09; per il trimestre aprile-maggio 2010, con la delibera 26 marzo 2010, ARG/gas 42/10; per il trimestre giugno-settembre, con la delibera 25 giugno 2010, ARG/gas 95/10; per il trimestre ottobre-dicembre 2009, con la delibera 28 settembre 2010, ARG/gas 153/10; per il trimestre gennaio-marzo 2010, con la delibera 14 dicembre 2010, ARG/gas 233/10. Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, vedi il Capitolo 3, vol. 1.
L'art. 6 del TIVG stabilisce i criteri di aggiornamento della componente di commercializzazione all'ingrosso CCI calcolata, nel trimestre t-esimo, come somma dei seguenti elementi:

- QCI, pari al corrispettivo fisso a copertura degli oneri di commercializzazione del gas all'ingrosso e fissato pari a 0,930484 €/GJ;
- QE, pari al corrispettivo variabile a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre t-esimo. Ai sensi della delibera 18 giugno 2010, ARG/gas 89/10, con riferimento all'anno termico 1 ottobre 2010 – 30 settembre 2011, il valore iniziale del QE (parametro QE_0) viene moltiplicato per un coefficiente K, pari a 0,925.

L'aggiornamento dell'elemento a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato QTVt è invece previsto dall'art. 8 del TIVG. In particolare, tale elemento risulta aggiornato trimestralmente al fine di tenere conto dei criteri per il trattamento delle partite di gas naturale non oggetto di misura (gas di autoconsumo, perdite di rete, svaso/invaso della rete e gas non contabilizzato) nel servizio di trasporto.
Con riferimento, invece, agli aggiornamenti con cadenza annuale:

- il livello della componente QS, relativa al servizio di stoccaggio, è stato confermato dall'1 aprile 2010 al 31 dicembre 2010 ai livelli precedenti con la delibera ARG/gas 42/10, per tenere conto della proroga prevista dalla delibera 23 febbraio 2010, ARG/gas 21/10, per il periodo 1 aprile 2010 – 31 dicembre 2010, della validità delle proposte tariffarie per il servizio di stoccaggio del gas naturale, approvate con la delibera 30 marzo 2009, ARG/gas 38/09. Inoltre, con la delibera ARG/gas 233/10, è stato aggiornato il valore della componente QS, con riferimento all'anno 2011, per tenere conto dei livelli sia dei corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio, sia del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas, riguardanti il medesimo anno 2011, approvati con la delibera ARG/gas 202/10;
- il livello della componente QT, relativa al servizio di trasporto, è stato modificato con la delibera ARG/gas 233/10 con riferimento ai valori: dell'elemento QTF, per tenere conto delle proposte tariffarie inerenti i corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale nell'anno 2011, approvate ai sensi della delibera ARG/gas 218/10; dell'elemento QTV, ai fini dell'aggiornamento sia del coefficiente riferito alle perdite di rete, al gas non contabilizzato e all'autoconsumo, sia del valore della componente relativa al servizio di trasporto fino al PSV.

Infine, sono state apportate le seguenti variazioni alla componente QOA a copertura degli oneri aggiuntivi riguardanti la fornitura di gas naturale, di cui all'art. 11 del TIVG:

- con la delibera ARG/gas 42/10 è stato eliminato l'elemento C_{CONR} relativo alla compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili, sostenuti dalle imprese di vendita in conseguenza della rimozione della c.d. "soglia di invarianza" nel calcolo della componente di commercializzazione all'ingrosso, istituito con la delibera dell'Autorità 30 marzo 2009, ARG/gas 40/09;
- con la delibera ARG/gas 95/10 è stata azzerato l'elemento CFGUI relativo alla copertura degli oneri attinenti i costi di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio, eventualmente non coperti dalle componenti previste nella delibera 4 dicembre 2003, n. 138/03, a vantaggio dei fornitori grossisti di ultima istanza e istituito con la delibera dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/gas 39/08;

- con la delibera ARG/gas 233/10 è stato introdotto, a partire dall'1 gennaio 2011, l'elemento CV_{FG} per la copertura degli oneri del fattore di garanzia per il servizio di rigassificazione.

L'eliminazione dell'elemento C_{CONR} è stata effettuata tenendo conto delle comunicazioni della Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), con riferimento sia all'esito delle verifiche delle istanze ricevute ai sensi della delibera 30 luglio 2009, ARG/gas 106/09, sia all'ammontare del gettito derivante dal corrispettivo variabile C_{CONR} disponibile presso la medesima CCSE.

L'azzeramento dell'elemento C_{FGUI} è stato effettuato tenendo conto dell'ammontare da riconoscere all'attività svolta dai fornitori grossisti di ultima istanza e del gettito disponibile sul relativo Fondo, comunicato dalla CCSE. L'ammontare da riconoscere ai fornitori grossisti di ultima istanza è stato definito, a titolo di acconto, con la delibera 18 febbraio 2010, ARG/gas 18/10. In particolare, con tale provvedimento l'Autorità ha stabilito le modalità di verifica degli extra costi sostenuti dai fornitori grossisti di ultima istanza, per assicurare l'approvvigionamento indiretto di gas naturale, nel periodo 1 ottobre 2006 – 31 marzo 2007, ai clienti domestici e ai clienti con consumi inferiori a 200.000 S(m^3)/anno, i cui venditori erano rimasti privi di gas naturale. Secondo la delibera ARG/gas 18/10, gli extra costi possono dunque essere verificati anche mediante la richiesta di ulteriore idonea documentazione, rinviando a successivo provvedimento la definizione delle somme definitive da riconoscere, prevedendo al contempo che, nelle more delle suddette verifiche, fosse riconosciuto ai fornitori grossisti di ultima istanza, a titolo di acconto, un ammontare pari al 50% degli extra costi dichiarati dal medesimo soggetto. Nella stessa delibera, l'Autorità ha altresì definito le modalità di riconoscimento, ai fornitori di ultima istanza individuati per il periodo 1 ottobre 2008 – 30 settembre 2009, delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio loro spettanti, e ha stabilito che tale riconoscimento debba avvenire attingendo il gettito necessario dal Fondo oneri fornitori grossisti di ultima istanza. La procedura di riconoscimento degli extra costi sostenuti dai fornitori grossisti di ultima istanza si è conclusa con la delibera 2 novembre 2010, ARG/gas 189/10, con cui l'Autorità ha fissato il definitivo ammontare da riconoscere sulla base della documentazione presentata dal fornitore grossista di ultima istanza.

Morosità

Con riferimento al tema della morosità, tramite il documento per la consultazione DCO 24/10, l'Autorità ha definito alcune proposte finalizzate al completamento della disciplina vigente; ciò con il duplice obiettivo di contemperare le esigenze di riduzione del rischio creditizio per l'esercente la vendita e di limitare comportamenti fraudolenti e opportunistici di alcuni clienti finali, attribuendo direttamente a essi le conseguenze della loro condotta ed evitando la socializzazione degli oneri derivanti a scapito dei clienti virtuosi.

Gli interventi delineati nel documento per la consultazione DCO 24/10 richiedono, da un lato, l'introduzione di nuove procedure in tema di sospensione della fornitura, anche attraverso l'estensione al settore del gas di alcune regole già vigenti per il settore elettrico, dall'altro, l'adeguamento di procedure esistenti nell'ambito del rapporto contrattuale tra impresa di distribuzione e utente del servizio di distribuzione.

Con riferimento al primo aspetto, gli interventi proposti prevedono: l'introduzione della facoltà di revoca della richiesta di *switching* da parte dell'esercente la vendita, in caso di morosità del cliente finale; l'adeguamento del deposito cauzionale versato dal cliente finale; il completamento delle procedure previste per la sospensione della fornitura. Rispetto a quest'ultimo tema, l'Autorità ha preso in considerazione la problematica specifica per tenere conto della non accessibilità dei misuratori, anche al fine di incentivare l'esecuzione della prestazione di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna per morosità del cliente finale, qualora tecnicamente possibile.

In aggiunta a quanto sopra delineato, nel documento per la consultazione DCO 24/10 è stata proposta una definizione più puntuale delle modalità di risoluzione del rapporto contrattuale tra impresa di distribuzione e utente del servizio di distribuzione, anche nei casi di impossibilità tecnica di esecuzione di qualsiasi intervento di sospensione della fornitura. A tal fine è stata delineata una procedura che prevede la cessazione amministrativa a seguito dell'impossibilità di sospensione della fornitura per morosità e successivamente la definizione in modo certo delle responsabilità del prelievo.

Monitoraggio

Con riferimento all'anno 2010, l'Autorità ha continuato l'attività volta alla raccolta delle informazioni in tema di condizioni di fornitura applicate ai clienti finali (prezzi medi gas) che gli esercenti la vendita sono tenuti a inviare trimestralmente all'Autorità, secondo quanto stabilito dall'art. 19 del TIVG. Il medesimo art. 19 prevede, tra le informazioni che gli esercenti la vendita devono comunicare trimestralmente, l'indicazione del numero di punti attivi e delle quantità fornite al servizio di tutela. Tali informazioni costituiscono un riferimento per l'analisi dell'evoluzione del mercato della vendita al dettaglio. Infine, con riferimento a entrambi i mercati regolati, l'Autorità è intervenuta con il documento per la consultazione 29 aprile 2010, DCO 10/10, descrivendo i propri orientamenti per l'implementazione di un sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio, definendone altresì il quadro metodologico e organizzativo (vedi anche il Capitolo 2).

Regolamentazione delle infrastrutture

Aggiornamento dei Codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo n. 164/00, prevede che le imprese che erogano i predetti servizi definiscano i propri Codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificata la coerenza con i predetti criteri. Nel corso del 2010 i Codici dei servizi di trasporto e di stoccaggio sono stati aggiornati al fine di recepire le disposizioni introdotte dall'Autorità, in particolare:

- con le delibere 3 febbraio 2010, ARG/gas 11/10 e ARG/gas 12/10, oltre che 6 ottobre 2010, ARG/gas 165/10, sono state recepite rispettivamente nel Codice di trasporto di Snam Rete Gas e nei Codici di stoccaggio di Stogit ed Edison Stoccaggio le modalità applicative stabilite dalla delibera 9 ottobre 2009, ARG/gas 146/09; questa ha integrato le disposizioni in materia di corrispettivi di bilanciamento nei casi in cui l'operatore utilizzi delle prestazioni di stoccaggio in eccesso rispetto a quelle conferite per far fronte a situazioni per le quali è stato autorizzato allo stoccaggio strategico;
- con la delibera 2 settembre 2010, ARG/gas 137/10, sono state approvate le disposizioni del Codice di rete funzionali alla gestione dei quantitativi dovuti dagli utenti a copertura di autoconsumi, perdite e gas non contabilizzato, ai sensi delle delibere ARG/gas 184/09 e 14 dicembre 2009, ARG/gas 192/09; contestualmente l'Autorità ha definito gli obblighi di coordinamento informativo fra le imprese di trasporto funzionali alla corretta allocazione agli utenti dei predetti quantitativi;
- con la delibera 7 aprile 2010, ARG/gas 49/10, sono state introdotte, nel Codice di stoccaggio della società Edison Stoccaggio, le procedure per l'allocazione di capacità per periodi mensili, ai fini dell'erogazione del servizio di bilanciamento utenti previsto dalla delibera ARG/gas 165/09.

Accesso al servizio di rigassificazione

Con la delibera 15 aprile 2010, ARG/gas 54/10, l'Autorità ha apportato alcune modifiche alla disciplina di accesso al servizio di rigassificazione, contenute nella delibera 1 agosto 2005, n. 167/05. Le modifiche riguardano le disposizioni che si applicano nel caso in cui un utente al quale sia stata conferita capacità di rigassificazione per periodi pluriennali non l'abbia completamente utilizzata in un anno termico (art. 11 della

delibera n. 167/05). Tali disposizioni prevedono che l'utente renda disponibile, all'impresa di rigassificazione per il conferimento a terzi, una capacità corrispondente alla capacità non utilizzata, per tutti i restanti anni termici per i quali è titolare di capacità di rigassificazione.

Anche in considerazione dell'evoluzione del mercato del GNL, con il documento per la consultazione 14 dicembre 2009, DCO 39/09, l'Autorità aveva prospettato l'introduzione di alcuni elementi di flessibilità nel predetto obbligo. Valutando le osservazioni pervenute, l'Autorità ha previsto che nell'applicazione dell'obbligo di restituire la capacità non utilizzata si tenga conto di:

- margini operativi del 10% nell'utilizzo della capacità conferita;
- una deduzione (nella capacità non utilizzata da restituire) della capacità precedentemente resa disponibile a terzi, anche se non conferita.

Inoltre, affinché la capacità non utilizzata dall'utente possa essere realmente fruibile ai terzi, la delibera ha previsto che l'utente renda disponibile tale capacità con un preavviso minimo dell'ordine di 2 mesi, rispetto alla data di utilizzo.

Servizio di bilanciamento del gas naturale

Il documento per la consultazione 2 dicembre 2010, DCO 45/10, interviene in materia di bilanciamento del gas naturale, nell'ambito delle linee generali di evoluzione della regolazione del settore del gas naturale, già disegnate con il documento per la consultazione 26 luglio 2010, DCO 25/10.

Nel documento per la consultazione DCO 45/10, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti per l'introduzione di un sistema di bilanciamento basato su criteri di mercato, sviluppato, in una prima fase, secondo una forma semplificata che mantenga alcuni elementi dell'attuale sistema, e in particolare:

- il periodo rilevante per il bilanciamento pari al giorno gas;
- un'unica zona di bilanciamento, ossia un punto virtuale unico nel sistema di trasporto nazionale come punto rilevante per il bilanciamento;
- le attuali modalità di gestione del bilanciamento fisico, basate sulla variazione dei flussi di erogazione e di iniezione degli stoccaggi.

L'elemento innovativo del sistema prospettato dall'Autorità è costituito dal superamento dell'attuale meccanismo, il quale prevede che le risorse di stoccaggio attivate dal responsabile del bilanciamento per mantenere in equilibrio la rete di trasporto siano attribuite a ciascun utente come differenza fra i relativi prelievi e le immissioni. Il meccanismo semplificato proposto dall'Autorità prevede, invece, che le risorse di stoccaggio attivate dal responsabile del bilanciamento siano attribuite a ciascun utente sulla base di un meccanismo di mercato. Il responsabile di bilanciamento, quindi, compra e vende i quantitativi di gas necessari per il bilanciamento del sistema sulla base del merito economico delle offerte dei titolari di gas e di capacità di stoccaggio.

Tale meccanismo consente la definizione, in ciascun giorno, di un prezzo del gas per il bilanciamento. In base a questo prezzo vengono poi definiti i corrispettivi riconosciuti o applicati agli utenti, nel caso in cui le proprie immissioni non siano in equilibrio con i propri prelievi.

L'introduzione del meccanismo di bilanciamento prospettato incide significativamente sull'attuale regolazione del sistema del gas e in particolare su quella dei servizi di trasporto e di stoccaggio. Il documento sottoposto alla consultazione esamina nel dettaglio le possibili opzioni e le modifiche. Esse sono relative a:

- l'introduzione e le modalità di gestione di una piattaforma per il bilanciamento nella quale vengano giornalmente combinate le offerte degli utenti di stoccaggio e del responsabile del bilanciamento;
- le integrazioni alla disciplina del trasporto che riguardano la determinazione dei quantitativi di gas necessari per il bilanciamento del sistema e approvvigionati nell'ambito della piattaforma, nonché le modalità di gestione delle differenze fra prelievi e immissioni degli utenti,
- l'introduzione della facoltà, per gli utenti, di riprogrammare i propri prelievi e le proprie immissioni nel sistema del gas, al fine di perseguirne l'equilibrio e la definizione delle informazioni che le imprese di trasporto devono rendere disponibili in merito alla situazione di equilibrio del sistema;

- l'introduzione di un sistema di monitoraggio e di garanzie a copertura delle esposizioni che il sistema del gas naturale potrebbe accumulare nei confronti degli utenti, in relazione alle partite economiche insorgenti nel sistema di bilanciamento;
- le modifiche alla disciplina dei servizi di stoccaggio, relative all'allocazione e all'offerta di servizi di stoccaggio interrompibili.

L'introduzione di un sistema di bilanciamento basato su meccanismi di mercato, seppure nella forma semplificata delineata nel documento per la consultazione, permette di acquisire importanti elementi a vantaggio dell'efficienza e della concorrenzialità del sistema del gas naturale. Infatti, la valorizzazione del mercato del gas di bilanciamento consente anche agli utenti che non dispongono di stoccaggio di accedere in maniera trasparente ed efficiente a questa risorsa, superando le criticità che al riguardo erano state evidenziate nell'ambito dell'indagine conoscitiva in materia di attività di stoccaggio, condotta congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (delibera 28 maggio 2009, VIS 51/09).

Un altro elemento rilevante è costituito dal superamento delle attuali modalità delle allocazioni a stoccaggio, in base alle quali gli utenti conoscono con precisione la propria posizione solo dopo la chiusura dei bilanci di trasporto, con un ritardo di circa 3 mesi rispetto al giorno di flusso (vedi *infra*). Infatti, la tempestiva conoscenza della propria posizione in stoccaggio consente agli utenti di sfruttare in maniera efficiente questa risorsa, anche a vantaggio della liquidità del mercato *spot*.

Infine, nel documento per la consultazione sono individuati ulteriori passi propedeutici all'evoluzione, in una fase successiva, di un sistema di bilanciamento che permetta di utilizzare a tal fine anche le risorse di flessibilità offerte dai terminali di rigassificazione e dalle importazioni. La possibilità di utilizzare per il bilanciamento del sistema anche risorse diverse dallo stoccaggio, sulla base della convenienza relativa, costituisce un elemento di efficienza e di economicità a vantaggio del sistema.

Riforma del settlement delle partite del mercato di bilanciamento di gas naturale

Anche con il documento per la consultazione 13 dicembre 2010, DCO 46/10, l'Autorità ha illustrato una serie di proposte che si collocano nell'ambito della revisione del servizio di bilanciamento, il cui quadro d'insieme è stato tracciato nel documento per la consultazione DCO 25/10. Le principali innovazioni proposte nel documento per la consultazione DCO 46/10 riguardano la regolazione delle partite fisiche ed economiche relative al servizio di bilanciamento del gas naturale (c.d. *settlement*) e sono da considerarsi essenziali, e al contempo complementari, all'introduzione del sistema di bilanciamento di merito economico appena descritto (DCO 45/10). Il sistema attuale presenta rilevanti criticità in relazione alle contrapposte esigenze di certezza e tempestività delle posizioni economiche degli utenti. Queste ultime richiederebbero tempistiche il più rapide possibili ma, allo stesso tempo, la garanzia dell'equivalenza tra i prelievi dei clienti finali e i quantitativi attribuiti convenzionalmente (allocati) necessiterebbe invece di tempi più dilatati.

Con la consultazione, l'Autorità ha approfondito diverse tematiche relative all'implementazione delle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento, tema precedentemente trattato nel documento per la consultazione DCO 25/10. L'introduzione di due sessioni distinte consentirebbe di superare le criticità legate alla disciplina attuale, che prevede la chiusura definitiva del bilancio dei servizi di trasporto e di bilanciamento solamente a 3 mesi di distanza dal mese di competenza. L'Autorità ha inoltre presentato una serie di ulteriori proposte volte a favorire una tempestiva attuazione della riforma del *settlement*. In particolare:

- la revisione degli obblighi di rilevazione e archiviazione delle misure per i punti di riconsegna con consumi elevati;
- una metodologia più efficiente per il calcolo e l'aggiornamento del consumo annuo e dei profili di prelievo associati ai singoli punti di prelievo;
- la revisione degli obblighi informativi in capo ai diversi operatori, al fine di rendere più efficiente la redazione della "mappatura dei rapporti commerciali" tra i diversi operatori della filiera gas.

Determinazione dei quantitativi di gas da allocare giornalmente da parte delle imprese di trasporto

La delibera 10 marzo 2010, ARG/gas 27/10, si inserisce nell'ambito dei procedimenti già avviati con la delibera 26 maggio 2009, ARG/gas 62/09, e con il documento per la consul-

tazione 7 maggio 2009, DCO 11/09, volti a riformare le modalità di determinazione dei quantitativi di gas da allocare giornalmente agli utenti dei servizi di trasporto e di bilanciamento. In particolare, la delibera ARG/gas 27/10 definisce un apposito algoritmo che consente l'allocazione giornaliera delle partite di gas agli utenti della rete di trasporto, in sostituzione di quello precedentemente adottato dalle imprese di trasporto, che aveva prodotto anomalie e criticità nei propri esiti. L'algoritmo utilizzato consente di minimizzare la differenza tra i valori di ogni giorno del mese, relativi a ciascuna tipologia di prelievo e a ciascun utente della distribuzione, e i valori giornalieri ottenuti applicando il corrispondente profilo standard al quantitativo di gas mensile comunicato dall'impresa di distribuzione.

Estensione dell'ambito di applicazione del trattamento delle rettifiche tardive

La delibera 18 maggio 2010, ARG/gas 70/10, estende l'ambito di applicazione del trattamento delle rettifiche tardive attivato dalla delibera 27 novembre 2009, ARG/gas 182/09. In particolare, la delibera ARG/gas 182/09 aveva introdotto i criteri per il trattamento di eventuali rettifiche dei dati di misura che vengono rilevati successivamente alla chiusura del bilancio definitivo delle imprese di trasporto, limitatamente alle cabine REMI che alimentano un solo cliente finale. La successiva delibera ARG/gas 70/10 ha esteso l'ambito di applicazione anche alle rettifiche delle misure sulle cabine REMI che alimentano una rete di distribuzione, purché ai fini dell'attribuzione delle partite insorgenti dalla rettifica non sia necessaria una rideterminazione delle allocazioni tra più *shipper*, allo scopo di dare soluzione a quanti più casi possibili in attesa di un allargamento delle rettifiche tardive anche agli errori di allocazione.

Proposte per il completamento della disciplina del servizio di misura del gas naturale

Con il documento per la consultazione 19 aprile 2010, DCO 6/10, predisposto nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 5 giugno 2009, ARG/gas 69/09, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti per il completamento della disciplina del servizio di misura del gas.

Le principali innovazioni proposte dall'Autorità riguardano la soluzione di alcune criticità emerse con riferimento alle autoletture. In particolare, l'Autorità ha sottoposto a consultazione l'adozione di un algoritmo unico di validazione (AVC), più sofisticato di quello attualmente utilizzato dalle imprese di distribuzione, volto a ridurre i possibili errori manuali nei dati trattati durante le varie fasi del processo di autolettura. L'introduzione di tale algoritmo verrebbe altresì accompagnata dall'intensificarsi dei flussi informativi tra distributore e venditore, al fine di permettere ai venditori di incrementare l'efficienza del proprio sistema di fatturazione. Una volta implementate, le nuove norme consentirebbero al venditore di prevedere l'esito del processo di validazione con buona confidenza e in anticipo rispetto alle tempistiche di validazione previste dalla normativa vigente.

L'Autorità ha inoltre proposto l'introduzione di un limite al numero di autoletture trasmissibili mensilmente dal venditore all'impresa di distribuzione, in modo da ridurre gli oneri per il sistema dovuti alla complessità dei flussi informativi.

Disposizioni in materia di servizio di misura dei punti di riconsegna del gas naturale

Con la delibera 22 settembre 2010, ARG/gas 145/10, l'Autorità ha inteso modificare la normativa vigente e soprattutto il TIVG, in modo da razionalizzare gli obblighi relativi ai tentativi di raccolta delle misure presso i clienti finali, introducendo obblighi di intercorrenza minima e massima tra tentativi di raccolta consecutivi. In particolare prevede:

- per i punti di riconsegna con consumi fino a 500 S(m^3)/anno, un tentativo di raccolta nell'anno con intercorrenza massima di 13 mesi e minima di 6 mesi fra i due tentativi consecutivi;
- per i punti di riconsegna con consumi superiori a 500 S(m^3)/anno e fino a 5.000 S(m^3)/anno, due tentativi di raccolta nell'anno con intercorrenza massima di 7 mesi e minima di 3 mesi fra i due tentativi consecutivi;
- per i punti di riconsegna con consumi superiori a 5.000 S(m^3)/anno, un tentativo mensile con intercorrenza minima di 25 e massima di 35 giorni fra i due tentativi consecutivi.

Al fine di perseguire la semplificazione e l'efficacia regolatoria, con lo stesso provvedimento l'Autorità ha inoltre disci-

plinato più dettagliatamente le modalità di flusso e le tempistiche di trasmissione delle autoletture, come già proposto nell'ambito del documento per la consultazione DCO 6/10, riconoscendo nell'attività di autolettura una valenza rilevante dal punto di vista del sistema. Nello specifico, si è stabilito che il venditore trasmetta all'impresa di distribuzione l'ultima autolettura del cliente finale all'interno dell'eventuale periodo indicato in bolletta, entro il quinto giorno lavorativo successivo a quello in cui gli è stata trasmessa. Qualora l'autolettura venga trasmessa dal cliente finale al di fuori della finestra indicata in bolletta, il venditore è tenuto a inoltrare all'impresa di distribuzione esclusivamente l'ultima autolettura ricevuta entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo a quello in cui è stata effettuata l'autolettura stessa.

Monitoraggi dell'attuazione delle direttive circa il flusso informativo dei tentativi di raccolta delle misure dei prelievi di gas naturale ai sensi del TIVG

Al fine di verificare l'attuazione delle norme disposte con la delibera ARG/gas 69/09, l'Autorità ha selezionato alcune imprese di distribuzione del gas naturale alle quali è stato chiesto di fornire le evidenze e di descrivere le procedure attuate per la comunicazione alle imprese di vendita di gas naturale del flusso informativo dei tentativi di raccolta dei dati di misura del gas, ai sensi del TIVG, per alcuni mesi successivi alla decorrenza delle disposizioni. Il monitoraggio avviene mediante una modalità di verifica a distanza simile a quella utilizzata in precedenza per il flusso informativo dell'anagrafica per il settore elettrico.

Regolamentazione della qualità e della sicurezza

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

Con l'approvazione della *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RQDG), l'Autorità ha realizzato il passaggio obbligatorio e graduale, per tutti i distributori di gas naturale, a un sistema che prevede, in aggiunta agli incentivi, anche penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo obbligatorio, predefinito dall'Autorità stessa. Rilevanti, rispetto alla precedente disciplina, sono: l'introduzione dell'ambito provinciale di impresa come base di applicazione del sistema incentivante; i recuperi di sicurezza; il calcolo dei parametri di ambito provinciale a partire da quelli calcolati a livello di impianto di distribuzione. Allo scopo di minimizzare eventuali fenomeni discorsivi, legati all'accadimento di eventi puntuali e anomali, la disciplina prevede inoltre che il sistema incentivante i recuperi di sicurezza sia basato su un indicatore biennale mobile, sia per la determinazione del livello di partenza, sia per la misura dei recuperi annuali di sicurezza. Il sistema, infatti, premia i comportamenti virtuosi di chi eroga un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori rispetto ai livelli minimi definiti dall'Autorità.

Più nello specifico, il sistema di incentivi considera due componenti indipendenti: la prima incentiva la riduzione delle dispersioni di gas segnalate da terzi, con riferimento al percorso di miglioramento fissato con i citati provvedimenti; la seconda, invece, premia un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas, rispetto al minimo annuale obbligatorio definito dalla RQDG. A differenza del sistema volontario previgente, la nuova regolazione stabilisce però che la partecipazio-

ne al sistema incentivante i recuperi di sicurezza debba riguardare tutti gli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa distributrice. Inoltre, limitatamente alla componente della dispersione il meccanismo può determinare degli incentivi, ma anche delle penalità con riferimento a quegli impianti che non concorrono al raggiungimento dell'obiettivo d'ambito predefinito dall'Autorità. L'impresa distributrice, infine, qualora abbia diritto per l'ambito provinciale di impresa a incentivi per recuperi di sicurezza (correlati all'odorizzazione e alle dispersioni di gas) perde, per l'anno di riferimento, il diritto di riscuotere tali incentivi per l'intero ambito provinciale, nel caso:

- si verifichi un incidente a causa dell'impresa distributrice su un impianto di distribuzione appartenente all'ambito provinciale di impresa;
- si accerti una odorizzazione del gas distribuito non conforme alla normativa vigente su un impianto di distribuzione appartenente all'ambito provinciale di impresa;
- venga accertato, per l'impianto di distribuzione appartenente all'ambito provinciale di impresa, il mancato rispetto di uno o più obblighi di servizio, di cui all'art. 12 della RQDG.

Con la delibera 29 aprile 2010, ARG/gas 61/10, sono stati rideterminati, ai sensi dell'art. 32 della RQDG, i livelli di partenza e i livelli tendenziali di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale, per ogni ambito territoriale e per ogni anno del periodo di regolazione 2009-2012, per le imprese Dolomiti Reti, già Dolomiti Energia, ed E.On Rete, interessate da variazioni societarie.

Con la delibera 22 settembre 2010, ARG/com 147/10, in esito a una fase di consultazione avviata con il documento per la consultazione 7 giugno 2010, DCO 18/10, l'Autorità ha rafforzato alcune misure previste dalla RQDG. In particolare, relativamente al tema del pronto intervento gas, l'Autorità ha fra l'altro introdotto: l'obbligo per l'impresa distributrice di fornire al cliente finale, laddove necessario, le istruzioni sui comportamenti e i provvedimenti generali da adottare immediatamente per tutelare la propria e l'altrui incolumità, in attesa dell'arrivo sul luogo della squadra di pronto intervento; la definizione di operatore di centralino; la previsione dell'utilizzo del numero di pronto intervento anche per altri servizi, diversi da quello gas, al fine di tenere in considerazione le diverse organizzazioni aziendali.

Con la delibera 30 novembre 2010, ARG/gas 215/10, si sono determinati gli incentivi e le penalità complessivi per l'anno 2009, ai sensi dell'art. 32, commi 5 e 14, della RQDG, per le imprese di distribuzione del gas che hanno richiesto di partecipare, in via volontaria per l'anno 2009, al sistema incentivante i recuperi di sicurezza, secondo quanto previsto dall'art. 32, comma 32.1, della RQDG.

Con la medesima delibera si è deciso di rinviare a successivi provvedimenti dell'Autorità la determinazione degli incentivi e delle penalità complessivi per l'anno 2009, ai sensi dell'art. 32, commi 5 e 14, della RQDG, per Toscana Energia, in attesa degli esiti del procedimento avviato con la delibera 10 dicembre 2009, VIS 142/09.

Il medesimo provvedimento ha stabilito di rinviare, per la società Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas, la determinazione degli incentivi e delle penalità complessivi per l'anno 2009, in relazione ai tempi correlati ai necessari approfondimenti relativi alla segnalazione, da parte della medesima società, di una non corretta classificazione delle dispersioni di gas.

La delibera 30 novembre 2010, ARG/gas 216/10, ha determinato i livelli di partenza e tendenziali per gli anni 2010-2012, per ciascun ambito provinciale delle nove imprese distributrici di gas tenute a partecipare al sistema incentivante i recuperi di sicurezza dal 2010; queste nove imprese si aggiungono a quelle già individuate con la delibera 21 dicembre 2009, ARG/gas 199/09, e con la delibera ARG/gas 61/10, per le quali è stato possibile procedere a tale determinazione sulla base sia dei dati e delle informazioni trasmessi dalle stesse imprese all'Autorità, sia del valore degli indicatori per il biennio di riferimento 2008-2009.

La medesima delibera ha rinviato a successivi provvedimenti dell'Autorità, al termine dei necessari approfondimenti:

- la determinazione dei livelli di partenza e tendenziali per gli anni 2010-2012, per ciascun ambito provinciale dell'insieme delle rimanenti imprese distributrici di gas naturale tenute a partecipare al sistema incentivante i recuperi di sicurezza dal 2010;
- la determinazione dei livelli di partenza e tendenziali per gli anni 2010-2012, per ciascun ambito provinciale, dell'insieme delle imprese distributrici di gas naturale che partecipano, dal 2009, al sistema incentivante i recuperi di sicurezza, insieme che risulti eventualmente aggiuntivo, per

effetto di variazioni impiantistiche, rispetto agli ambiti provinciali già individuati per tali imprese con le delibere ARG/gas 199/09 e ARG/gas 61/10.

Infine, con la delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 26/11, l'Autorità ha determinato per Toscana Energia i livelli di partenza e tendenziali di sicurezza per il periodo di regolazione 2009-2012, nonché i recuperi di sicurezza per l'anno 2009 del servizio di distribuzione del gas naturale, ai sensi della delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

In tema di qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas, con la delibera 27 gennaio 2010, ARG/gas 7/10, l'Autorità ha approvato le disposizioni generali in tema di ricostruzione dei consumi di gas naturale a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura, nonché alcune integrazioni e modifiche all'art. 41 della RQDG, con valenza a partire dall'1 aprile 2010. Con la delibera ARG/com 147/10 sono state approvate modifiche e integrazioni alla Sezione III della RQDG, con particolare riferimento alla gestione degli appuntamenti e alla raccolta della misura, quest'ultima ai sensi del TIVG, con decorrenza rispettivamente dall'1 gennaio 2011 e dall'1 luglio 2011. Le principali novità in materia di qualità commerciale possono essere così sintetizzate:

- è stato introdotto uno standard generale per l'indicatore relativo al tempo a disposizione del venditore per la definizione dell'appuntamento con il cliente finale, con lo scopo di meglio individuare compiti e responsabilità delle controparti nell'ottica dell'incremento della tutela dei diritti del cliente finale;
- sono state definite alcune regole relative al computo dei tempi; nello specifico si è ribadito che il tempo necessario per la fissazione dell'appuntamento deve essere calcolato dal distributore senza sospensioni. Al fine di evitare la generazione di presupposti per l'erogazione di indennizzi automatici a carico del distributore a causa di ritardi dovuti all'attività del venditore, è stata però introdotta la facoltà di annullare la richiesta di prestazione, dandone informazione al venditore che dovrà tempestivamente ripresentare la richiesta. La possibilità riconosciuta a favore del distributore con riguardo agli annullamenti delle richieste e degli appuntamenti, dovrà essere sempre esercitata nei confronti dei venditori in modo imparziale e non discriminatorio;
- è stato posto in capo al distributore il compito di fissare direttamente l'appuntamento con il cliente finale sia per le prestazioni che richiedono l'ottenimento di atti autorizzativi, sia per la riattivazione in seguito a sospensione per pronto intervento, in considerazione del fatto che il cliente finale presenta la richiesta direttamente al distributore;
- è stato esteso l'ambito degli appuntamenti posticipati sia alle verifiche del gruppo di misura o della pressione di fornitura, sia alla messa a disposizione di dati tecnici;
- è stato introdotto, a carico del distributore e con riferimento ai clienti finali alimentati in bassa pressione, uno standard specifico relativo alla raccolta del dato di misura registrato da un misuratore accessibile (in relazione al quale l'accesso ai fini della visualizzazione dei consumi è consentito senza necessità della presenza di alcuna persona fisica). Tale norma persegue l'obiettivo di garantire la qualità commerciale del servizio di misura in ragione degli interessi che sottende e in considerazione della remunerazione dell'attività di misura stessa, a mezzo della tariffa di distribuzione. Lo standard introdotto è stato infatti definito come il tempo intercorrente tra la data di effettuazione del tentativo di raccolta della misura del gas, in relazione a un punto di riconsegna con misuratore accessibile, e la data di effettuazione del tentativo di raccolta successivo, in relazione al medesimo punto, nel rispetto del periodo di intercorrenza massima e di quello di intercorrenza minima, previsti dall'art. 14, comma 14.1, del TIVG (come recentemente modificato dalla delibera ARG/gas 145/10);
- relativamente allo standard specifico di cui al precedente alinea, è stato previsto un indennizzo automatico del valore di 30 € che il distributore deve riconoscere al cliente finale tramite l'esercente la vendita;
- sono stati conseguentemente previsti obblighi di registrazione a carico degli operatori, ma si è allo stesso tempo riconosciuto agli stessi una congrua tempistica di adeguamento alle modifiche introdotte alla regolazione vigente.

Con la delibera ARG/com 147/10 sono state inserite modifiche e integrazioni anche al *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV), approvato con la delibera 18 novembre 2008, ARG/com

164/08; esso disciplina la qualità commerciale della vendita di energia elettrica e di gas. In particolare, per entrambi i settori è stato introdotto, con decorrenza dall'1 luglio 2011, uno standard specifico di 2 giorni inerente la trasmissione della richiesta dal venditore al distributore, per conto del cliente finale, con il riconoscimento a quest'ultimo di un indennizzo automatico del valore di 30 € per il mancato rispetto della tempestività nell'inoltro della richiesta (attività rilevante per il cliente finale che necessita dell'effettuazione di una prestazione da parte del distributore). Per questo nuovo standard specifico sono stati previsti i relativi obblighi di registrazione e di comunicazione, ai fini del monitoraggio del rispetto dello standard.

Standard di comunicazione tra gli operatori del settore del gas

Gli standard di comunicazione tra gli operatori del settore del gas sono stati istituiti dall'Autorità fin dal 2006. Nel 2008 si è delineato il sistema di trasmissione delle informazioni attraverso alcune funzionalità minime, tra le quali l'utilizzo del vettore *Extensible Markup Language* (XML) e sono state approvate le Istruzioni operative che riportano: la sequenza minima obbligatoria dei messaggi; i contenuti di ogni scambio informativo; alcune regole complementari necessarie al buon esito del processo per le prestazioni di qualità commerciale regolate dalla RQDG. La disciplina è stata ulteriormente perfezionata con l'integrazione delle Istruzioni operative del 2009, sia per allineare i flussi già approvati con quanto introdotto dalle delibere ARG/gas 64/09 e ARG/gas 69/09, sia per disciplinare anche la prestazione di verifica della pressione di fornitura su richiesta del cliente finale.

Con la delibera ARG/com 147/10 sono state introdotte ulteriori modifiche e integrazioni alle disposizioni in tema di standard di comunicazione, scaturite dalla consultazione (DCO 18/10), che ha affrontato aspetti più di dettaglio, connessi con la standardizzazione dei flussi di comunicazione utili per la gestione degli appuntamenti[13].

Qualità del gas e qualità del servizio di trasporto del gas

La qualità del servizio di trasporto del gas è attualmente regolata dalla delibera 1 ottobre 2009, ARG/gas 141/09, con la quale l'Autorità ha approvato la Parte I – *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013* (RQTG) del *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013* (TUTG). Con la delibera ARG/gas 184/09 sono state successivamente approvate la Parte II – *Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale* (RTTG) – e la Parte III – *Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale* (RMTG).

Per quanto riguarda la qualità del gas, l'Autorità ha regolato la materia con la delibera 6 settembre 2005, n. 185/05 e s.m.i., individuando obblighi di servizio e livelli generali di disponibilità della misura del Potere calorifico superiore (PCS), nonché obblighi di registrazione e di comunicazione annuale all'Autorità di alcuni dati minimi rilevanti. Con la delibera 2 settembre 2009, VIS 85/09, è stato avviato un procedimento nei confronti di Snam Rete Gas, al fine di accertare la violazione della regolazione della disponibilità delle misure del PCS del gas naturale; tale procedimento si è concluso con la delibera 2 febbraio 2011, VIS 12/11, con la quale, pur tenendo conto di alcune azioni correttive realizzate dalla suddetta società per migliorare il servizio di misura e scongiurare per il futuro analoghe infrazioni, è stata irrogata – ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481 – una sanzione amministrativa pecuniaria pari a 580.000 € (vedi il Capitolo 6).

Con la delibera 11 novembre 2010, ARG/gas 197/10, è stato avviato il procedimento per la revisione della regolazione in materia, con l'obiettivo di affinare la disciplina alla luce degli esiti di un primo significativo periodo di attuazione e di implementare la parte inerente i controlli degli impianti di misura dei parametri di qualità del gas.

Qualità del servizio di stoccaggio del gas

Con la delibera 22 novembre 2010, ARG/gas 204/10, è stata approvata la Parte I – *Regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014* (RQSG) – del *Testo Unico della regolazione della qualità e*

13 Le Istruzioni operative e il documento relativo ai tracciati XML sono stati modificati con la determina del Direttore DCQS n. 1/11 al fine di ricomprendere i flussi relativi alla gestione degli appuntamenti, ai sensi della delibera ARG/com 147/10.

delle tariffe del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 (TUSG). La Parte II del TUSG, recante la *Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014* (RTSG), è stata emanata con la delibera ARG/gas 119/10. Entrambi i procedimenti sono stati sottoposti ad AIR, ai sensi della delibera 3 ottobre 2008, GOP 46/08, e si sono svolti in modo parallelo e coordinato.

La procedura AIR è stata applicata in maniera commisurata all'effettiva necessità di consultazione del nuovo provvedimento, ovvero in analogia con precedenti procedimenti particolarmente complessi (in quanto relativi a più aspetti o a più servizi); l'esame delle opzioni alternative è stato condotto soltanto per gli aspetti ritenuti più rilevanti.

La *Relazione AIR*, pubblicata sul sito internet, ha illustrato gli obiettivi, le motivazioni e i contenuti delle opzioni e delle proposte di regolazione avanzate dall'Autorità nell'ambito del procedimento sulla qualità del servizio di stoccaggio, nel corso del quale sono stati emanati due documenti per la consultazione:

- il documento 29 aprile 2010, DCO 11/10, sulla regolazione degli aspetti generali della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale;
- il documento 27 settembre 2010, DCO 32/10, sugli orientamenti finali circa gli aspetti generali della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale, che contiene anche lo schema di provvedimento.

Sono stati inoltre effettuati, tramite una richiesta di informazioni, una ricognizione preliminare delle prassi operative adottate da Stogit e da Edison Stoccaggio in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale, nonché una serie di incontri tecnici con i diversi soggetti interessati. L'Autorità ha condotto pure un'analisi di *benchmarking* internazionale sulla regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale in alcuni Paesi europei (Regno Unito, Francia e Germania).

La RQSG è suddivisa in sezioni che disciplinano rispettivamente aspetti di sicurezza, continuità e qualità del servizio di stoccaggio; gli obblighi di registrazione e di comunicazione a carico delle imprese di stoccaggio sono stati formulati in modo tale da favorire la funzione di vigilanza, da parte dell'Autorità, sui dati che verranno comunicati, al fine di assicurare una piena attuazione della nuova regolazione, per la quale è stata comunque prevista una gradualità di decorrenza. Infatti, le disposizioni relative alla sicurezza e alla qualità commerciale del servizio di stoccaggio sono entrate in vigore a partire dall'1 aprile 2011, ovvero con l'inizio del nuovo anno termico 2011-2012.

La disciplina contenuta nella delibera ARG/gas 204/10 dovrà essere recepita nei Codici di stoccaggio attraverso la procedura di aggiornamento degli stessi, aggiornamento indispensabile in considerazione del fatto che essi costituiscono l'architettura normativa degli impegni vigenti tra l'impresa di stoccaggio e l'utente del servizio e che quanto in essi stabilito è da ritenersi complementare e funzionale all'effettiva applicazione della RQSG.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas: gli accertamenti documentali degli impianti di utenza

Negli ultimi anni il tema della sicurezza post contatore (cioè della sicurezza degli impianti di utenza posti a valle del punto di riconsegna) ha assunto una rilevanza notevole per l'Autorità, alla quale il decreto legislativo n. 164/00 aveva affidato il compito di definire un regolamento degli accertamenti.

Dall'1 ottobre 2004, l'Autorità ha emanato il regolamento delle attività di accertamento documentale della sicurezza degli impianti di utenza a gas (delibera 18 marzo 2004, n. 40/04). Tale regolamento prevede che il distributore di gas, prima di attivare la fornitura, accerti che l'impianto del cliente sia dotato della documentazione prevista dalla legislazione vigente in tema di sicurezza. La documentazione certifica la corretta realizzazione dell'impianto di utilizzo del gas da parte dell'installatore abilitato e il suo accertamento è finalizzato a garantire la sicurezza dell'impianto stesso, nonché a consentire l'individuazione dell'installatore che lo ha realizzato. Il regolamento ha l'obiettivo di garantire e promuovere la sicurezza dell'utilizzo degli impianti di utenza e la riduzione degli incidenti riconducibili all'uso di tutti i tipi di gas distribuiti a mezzo di reti (prevalentemente metano, ma anche GPL). Il regolamento dell'Autorità ha inoltre favorito la conoscenza della legislazione vigente in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas e ha dato un nuovo impulso a corsi di aggiornamento degli installatori e del personale tecnico incaricato degli accertamenti.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, entrato in vigore dal 27 marzo 2008, ha introdotto una sostanziale revisione della legislazione in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas e ha reso necessarie modifiche della delibera n. 40/04. La delibera 17 novembre 2010, ARG/gas 200/10, ha avviato un procedimento per la revisione della delibera n. 40/04 in tema di verifica degli impianti interni d'utenza alimentati a gas, alla luce di un primo significativo periodo di attuazione della medesima delibera, nonché al fine di semplificare il quadro regolatorio in relazione alle innovazioni legislative in materia di installazione degli impianti all'interno degli edifici. La delibera ARG/gas 200/10 ha inoltre stabilito che il Comitato italiano gas (CIG) possa dare un valido contributo, anche in virtù di quanto stabilito nel nuovo Protocollo di intesa sottoscritto con l'Autorità (delibera 8 novembre 2010, GOP 61/10) per lo svolgimento di attività quali, tra l'altro, analisi e valutazioni inerenti le procedure di accertamento documentale degli impianti interni di utenza alimentati a gas per mezzo di rete.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas: l'assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

La delibera 25 maggio 2010, ARG/gas 79/10, ha disposto l'estensione dell'assicurazione dei clienti finali civili del gas distribuito a mezzo di gasdotti locali e di reti di trasporto fino al dicembre 2013 (abrogando la precedente delibera 12 dicembre 2003, n. 152/03). Oltre 20 milioni di consumatori domestici potranno così beneficiare di nuovi servizi da richiedersi in caso di incidenti o danni causati dall'uso del gas distribuito attraverso la rete cittadina. La nuova polizza rafforza e amplia le tutele a favore dei clienti domestici grazie, per esempio, al raddoppio della copertura assicurativa per responsabilità civile verso terzi, alla messa in funzione di un *call center* di pronto intervento, alla possibilità di ottenere un anticipo dei risarcimenti e all'attivazione di una speciale assistenza per eventuali cure sanitarie o per la perdita della casa. La rafforzata copertura prevista dall'Autorità comporterà un costo per i clienti finali di gas di soli 70 c€ all'anno per i prossimi 3 anni. Le amministrazioni condominiali e i consumatori singoli possono comunque stipulare volontariamente assicurazioni integrative in aggiunta a quella obbligatoria di protezione-base, già disposta dall'Autorità e compresa in tariffa.

In particolare, il nuovo contratto, che copre tutti i consumatori e chiunque si trovi coinvolto in incidenti causati dall'uso del gas (infortuni, incendi e responsabilità civile), prevede alcuni significativi miglioramenti. Tra questi, un considerevole incremento dei massimali: 11 milioni di euro per sinistro per la responsabilità civile verso terzi (6,5 milioni di euro la polizza precedente), 154.000 € per danni a immobili (110.000 € la polizza precedente), 63.000 € per danni a cose (45.000 € la polizza precedente), 195.000 € in caso di morte o invalidità permanente totale (130.000 € la polizza precedente). Inoltre, chi subisce un sinistro di rilevanti dimensioni potrà usufruire di aiuti di primo intervento chiamando il numero verde messo a disposizione dalla compagnia di assicurazione, che si farà carico di trovare, entro 2 giorni dalla richiesta, un alloggio sostitutivo per i primi 15 giorni, garantendo su richiesta anche altri servizi. Chi subisce un danno potrà attivare una procedura accelerata per l'accertamento quantitativo, nominando un proprio perito (in caso di danni a cose) e/o un proprio medico (in caso di danni alla salute), al fine di ottenere una celere liquidazione degli importi dovuti. A tutela della continuità della copertura del periodo fino al 31 dicembre 2013, la polizza non potrà essere disdetta unilateralmente dalla compagnia di assicurazione. A beneficio dei consumatori sono anche state introdotte penali automatiche a carico della compagnia di assicurazione in caso di ritardi ingiustificati delle liquidazioni dei danni (+15% in favore degli aventi diritto) e di non corretta rendicontazione al CIG dello stato delle pratiche.

Misuratori del gas teleletti e telegestiti e attività di normazione a cura del Comitato italiano gas

Con la delibera 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08, l'Autorità ha introdotto obblighi di messa in servizio, da parte di ogni impresa di distribuzione del gas naturale, di misuratori elettronici del gas, caratterizzati da requisiti funzionali minimi, per le famiglie e i clienti industriali allacciati alle reti di distribuzione del gas naturale esercite in bassa pressione.

Nel corso del 2010 sono stati approvati i corrispettivi, comunicati all'Autorità dalle imprese di distribuzione, per la fornitura opzionale del segnale emettitore di impulsi ai clienti finali dotati di misuratori di classe uguale o superiore a G10. Inoltre, con la delibera 11 ottobre 2010, ARG/gas 168/10, l'Autorità ha richiesto maggiore trasparenza alle imprese di distribuzione

nella fornitura di tale segnale, sia nella fase di preventivazione (con l'obbligo di comunicazione al cliente finale dell'elenco e del costo dei materiali di fornitura, dei costi di installazione e messa in servizio e di ogni ulteriore voce di costo), sia nella fase di consuntivazione (disponendo la contabilizzazione separata dei costi e dei ricavi).

È proseguita l'attività di normazione a cura del CIG. La norma UNI/TS 11291 è stata aggiornata con la pubblicazione, il 9 settembre 2010 e il 20 gennaio 2011, delle Parti 6 e 7 riguardanti i requisiti dei misuratori di classe inferiore a G10 e del sistema di telegestione (le Parti da 1 a 5 e la Parte 8, riguardanti i protocolli di comunicazione e i requisiti dei misuratori di classe superiore o uguale a G10 sono disponibili dal 24 febbraio 2010). È inoltre in corso di sviluppo una nuova Parte della norma UNI/TS 11291, la 9, riguardante i test funzionali e l'interoperabilità, che servirà per certificare la rispondenza dei misuratori alle Parti da 1 a 8 della stessa norma UNI/TS 11291.

4.
Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali

PAGINA BIANCA

Tutela dei consumatori

Nell'anno 2010 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha proseguito la sua attività nella direzione di una sempre più intensa tutela di consumatori e utenti del mercato elettrico e di quello del gas. Gli interventi di regolazione sono stati finalizzati sia all'effettivo rafforzamento della capacità del cliente finale di effettuare scelte consapevoli tra le diverse offerte presenti sul mercato, sia alla progressiva armonizzazione della regolazione settoriale riguardo agli aspetti commerciali, pur nel rispetto delle differenze strutturali che caratterizzano i settori dell'energia elettrica e del gas.

In tema di armonizzazione delle regole di trasparenza delle bollette elettriche e gas, l'Autorità ha adottato un Glossario con i principali termini di utilizzo comune, così da consentire una migliore comprensione, da parte dei clienti finali, delle singole voci che compongono le bollette di energia elettrica e di gas. È stato inoltre approvato un Codice di condotta commerciale della vendita unico per i due settori, con l'estensione degli strumenti di confrontabilità dei prezzi anche al settore gas e alle offerte congiunte di gas ed elettricità (c.d. "contratti *dual fuel*").

Nel corso del 2010 è proseguita ed è stata potenziata l'attività dello Sportello per il consumatore di energia, la cui gestione è affidata all'Acquirente unico, ai sensi delle disposizioni della legge 23 luglio 2009, n. 99. Secondo quest'ultima, l'Autorità si avvale delle società Gestore dei servizi energetici (GSE) e Acquirente unico per rafforzare le attività di tutela dei consumatori di energia, anche per i compiti in materia di diritto di informazione e valutazione dei reclami, attribuitale dalla legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481.

Il 2010 ha registrato anche ulteriori sviluppi delle funzionalità del Trova offerte, lo strumento che l'Autorità ha messo a disposizione dei clienti finali per meglio orientarsi tra le caratteristiche delle diverse offerte commerciali e cogliere i vantaggi che possono essere ottenuti con la stipulazione di un nuovo contratto. Il Trova offerte, pubblicato sul sito dell'Autorità, è un sistema avanzato di ricerca automatizzata delle offerte commerciali delle imprese di vendita. Tale ricerca è stata estesa, dal mese di aprile 2010, alle offerte commerciali per la fornitura di gas naturale e alle offerte congiunte di gas ed elettricità.

Per assicurare un livello di informazione sempre più completa e trasparente, l'Autorità ha continuato ad aggiornare l'*Atlante dei diritti del consumatore di energia elettrica e gas*, uno strumento di consultazione, disponibile anche online, che permette al consumatore domestico di conoscere e verificare in modo sistematico i diversi aspetti del servizio, le regole previste dall'Autorità per tutelarlo, nonché i propri diritti.

Il Pesa consumi, un sistema di calcolo interattivo in grado di fornire all'utente informazioni personalizzate relative all'impatto economico dello spostamento dei propri consumi (variando gli orari di uso dei diversi elettrodomestici, tra le diverse fasce orarie, a parità di consumi totali), è un ulteriore strumento messo a punto dall'Autorità per favorire la corretta informazione dei consumatori.

Con riferimento esclusivo al settore gas, l'Autorità ha apportato alcune modifiche alle condizioni contrattuali applicabili ai clienti finali serviti nel regime di tutela, in materia di rateizzazione del pagamento dei corrispettivi per la vendita di gas.

Proseguono inoltre la messa a punto e l'attuazione, da parte dell'Autorità in collaborazione con il Ministero dello sviluppo economico e le associazioni dei consumatori, di progetti informativi e formativi, finanziati dall'ammontare derivante dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità.

Infine, l'Autorità ha adottato ulteriori misure a tutela dei consumatori (che sono più nel dettaglio illustrate nei Capitoli 2 e 3) quali: le agevolazioni tariffarie per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nella provincia de L'Aquila e in altri comuni della regione Abruzzo il 6 aprile 2009, l'erogazione della compensazione volta al contenimento del rischio creditizio per il mercato dell'energia elettrica al dettaglio e la relativa istituzione di un sistema di indennizzo a favore degli esercenti la vendita per morosità dei clienti finali.

Mercato elettrico e del gas

Trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità e di gas

Con la direttiva per l'armonizzazione e la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di energia elettrica e di gas distribuito a mezzo di rete urbana (delibera 28 dicembre 2009, ARG/com 202/09), è stato definito un nuovo schema di bolletta, comune per le forniture di energia elettrica e per quelle di gas, nonché per le forniture congiunte di energia elettrica e gas. Lo schema è in vigore per tutte le imprese di vendita e per tutti i documenti di fatturazione emessi a partire dall'1 gennaio 2011, con riferimento ai clienti finali elettrici (anche multi sito) alimentati in bassa tensione, ai clienti finali di gas naturale (anche multi sito) con consumi complessivi non superiori a 200.000 S(m^3) e ad altri clienti finali di gas, limitatamente a quanto previsto al Titolo VI della medesima delibera.

Lo schema di bolletta, ricordiamo, è composto da un quadro sintetico e da un quadro di dettaglio. Il primo contiene solo le principali informazioni: caratteristiche della fornitura, riepilogo dei consumi del periodo e dell'importo da pagare, scadenza del pagamento, recapiti telefonici per i reclami e il servizio guasti. Il secondo fornisce dettagliate spiegazioni circa la spesa per i consumi, differenziando le varie voci che la compongono. In particolare, la distinzione tra servizi di vendita (liberalizzati) e servizi di rete (tariffati) consente alle aziende di vendita di chiarire le diverse componenti previste nei contratti sottoscritti dai clienti e ai consumatori di controllare e verificare meglio la corretta applicazione del contratto.

Per consentire una migliore comprensione da parte dei clienti finali delle singole voci che compongono il prezzo dell'energia, la delibera ARG/com 202/09 aveva previsto l'adozione di un Glossario con i principali termini di utilizzo comune. Tale strumento, messo a punto definitivamente con la delibera 11 ottobre 2010, ARG/com 167/10, dopo la consultazione dei soggetti interessati, delle associazioni dei consumatori domestici e non domestici e delle associazioni

degli operatori, è rivolto ai clienti finali di energia elettrica (alimentati in bassa tensione) e di gas (con consumi annui fino a 200.000 S(m^3)), al fine di rendere più comprensibili i termini utilizzati nelle bollette, fornendo per ogni voce una spiegazione semplice.

Dall'1 gennaio 2011 gli esercenti la vendita sono tenuti a provvedere alla pubblicazione del Glossario sul proprio sito internet e a indicare, almeno una volta l'anno, nei documenti di fatturazione inviati ai clienti finali, l'indirizzo internet e/o le ulteriori modalità per prendere visione del Glossario. Quest'ultimo è altresì pubblicato sul sito internet dell'Autorità.

Codice di condotta commerciale unico per la vendita di energia elettrica e di gas

Con la delibera 8 luglio 2010, ARG/com 104/10, in esito a un'ampia consultazione, l'Autorità ha approvato il Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali, prevedendone l'entrata in vigore a partire dall'1 gennaio 2011. L'introduzione di un Codice di condotta commerciale unico persegue, in primo luogo, il fine di risolvere le criticità riscontrate e segnalate sia dai clienti finali e dalle loro associazioni, sia dagli esercenti, tenendo inoltre conto dell'evoluzione del mercato della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale.

Tale intervento risponde agli obiettivi di semplificazione e armonizzazione dei predetti provvedimenti, e rappresenta un'opportunità per meglio orientare le disposizioni dei Codici di condotta commerciale alle previsioni delle direttive comunitarie 2009/72/CE e 2009/73/CE del Palamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009. Il Codice di condotta commerciale raccoglie infatti le regole di correttezza che gli esercenti la vendita sono tenuti a rispettare nella fase di contatto con un potenziale cliente finale di gas naturale e di energia elettrica. Nello specifico, gli strumenti di tutela del Codice di condotta commerciale trovano applicazione nel caso di clienti finali, anche non domestici, alimentati in bassa tensione o caratterizzati da consumi annui di gas naturale non superiori a 200.000 S(m^3). Le previsioni del Codice di condotta commerciale, che hanno innovato il quadro regolatorio previgente, riguardano:

- l'introduzione nel contratto di una sezione relativa alle condizioni economiche di fornitura in cui siano esposti non solo i costi per l'acquisto dell'energia, ma anche i costi connessi con il trasporto e la misura;
  la previsione che gli agenti commerciali, cioè il personale impiegato per la commercializzazione delle nuove offerte, da un lato forniscano informazioni trasparenti circa gli effetti del passaggio al mercato libero, dall'altro si rendano identificabili anche inserendo il proprio nome e/o codice identificativo in una "Nota informativa" che sono tenuti a consegnare al cliente insieme con il contratto, anche nel caso in cui questo sia stato concluso per telefono;
- l'estensione al settore elettrico delle previsioni per le clausole contrattuali minime e obbligatorie , già previste per il gas naturale, che devono essere comprese nei contratti di mercato libero e il cui contenuto viene definito dalle parti;
- la limitazione della disponibilità dell'offerta delle condizioni contrattuali regolate nel settore del gas naturale ai soli clienti finali che beneficiano del regime di maggior tutela, assicurando la piena coerenza tra condizioni economiche e condizioni contrattuali regolate;
- la fissazione di un termine di preavviso, non inferiore ai 3 mesi, per la variazione unilaterale di clausole contrattuali, a mezzo di apposita e autonoma informativa diversa dalla bolletta, in modo da agevolare la ricerca di un diverso fornitore e l'esercizio del diritto di recesso in coerenza con le tempistiche previste per lo *switching*;

Le clausole contrattuali minime obbligatorie il cui contenuto è negoziato tra le parti sono quelle relative a: l'identità e l'indirizzo del venditore e del cliente, oltre che l'indirizzo della fornitura; l'indicazione del servizio che sarà fornito dal venditore; la data d'inizio del servizio, la durata del contratto e le modalità di rinnovo; il prezzo del servizio e le sue possibili variazioni nel tempo, il costo delle eventuali prestazioni aggiuntive e tutti gli altri oneri o spese a carico del cliente; le garanzie richieste al cliente, per esempio il deposito cauzionale o la domiciliazione del pagamento delle bollette; le garanzie offerte ai clienti per eventuali verifiche tecniche del contatore; le modalità di fatturazione e quelle di pagamento del servizio; le conseguenze dei ritardi nel pagamento; gli eventuali standard di qualità aggiuntivi rispetto a quelli già contemplati dall'Autorità e gli indennizzi automatici previsti in caso di mancato rispetto; le modalità da seguire per presentare richieste d'informazioni e reclami nonché, se considerate, le procedure a disposizione dei clienti per risolvere eventuali controversie senza il ricorso alla magistratura competente; solo per l'energia elettrica, il mandato per la sottoscrizione dei contratti di trasmissione, distribuzione e dispacciamento, e gli obblighi che ne conseguono per il venditore e per il cliente.

- l'integrazione nel Codice di condotta commerciale unico delle previsioni, ai sensi dell'art. 3, comma 3.2, della delibera 26 ottobre 2007, n. 272/07, relative all'utilizzo del marchio[2] del fornitore di energia;
- la riduzione del set di informazioni, che l'esercente la vendita deve fornire ai clienti finali nel caso in cui il contatto tra il venditore e il cliente avvenga mediante tecniche di comunicazione a distanza.

Inoltre, secondo le previsioni del Codice di condotta commerciale, gli esercenti la vendita devono mettere a disposizione dei clienti finali le informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita, nonché sull'impatto ambientale della produzione.

Il Codice di condotta commerciale prevede, altresì, che l'esercente la vendita riconosca indennizzi automatici, a favore del cliente finale, per il mancato rispetto del termine di preavviso in caso di variazione unilaterale delle clausole contrattuali e della periodicità di emissione delle fatture, definita liberamente nel contratto. Questi indennizzi automatici, già previsti dal Codice di condotta commerciale per la vendita di gas naturale, saranno in vigore a partire dall'1 settembre 2011 e comunque non prima della conclusione della procedura di consultazione avviata con il documento per la consultazione 12 gennaio 2011, DCO 1/11, *Indennizzi automatici per il mancato rispetto della periodicità di emissione delle fatture di energia elettrica e di gas naturale da parte del venditore per causa imputabile al distributore.*

Approvando la proposta formulata in sede di consultazione, l'Autorità ha stabilito:

- di predisporre una scheda riepilogativa della spesa annua anche nelle offerte per la fornitura di gas naturale;
- di dotare i consumatori finali di adeguati strumenti di confronto anche per il settore del gas;
- di uniformare la regolazione dei due settori.

Sono state definite, quindi, per ogni ambito tariffario, schede di confronto per le offerte di gas, sulla base di criteri di uniformità finalizzati al calcolo della spesa annua[3].

Come già illustrato nella *Relazione Annuale 2010*, con l'applicazione dei nuovi prezzi biorari la spesa complessiva contenuta nella scheda di riepilogo per l'energia elettrica può variare a seconda di come sono allocati, nelle diverse fasce orarie, i consumi del cliente. Pertanto, con lo stesso provvedimento è stata modificata la struttura delle schede di riepilogo, in modo da fornire al cliente uno strumento che gli consenta di effettuare un corretto e significativo confronto tra l'offerta che l'esercente gli sta proponendo e la spesa cui andrebbe incontro nell'ambito del servizio di maggior tutela. Naturalmente detta spesa dipenderà dal profilo del consumo e dei prezzi, dato che nel servizio di maggior tutela possono essere applicati il prezzo monorario (che continuerà a esistere fino alla completa riprogrammazione dei misuratori), i prezzi biorari transitori (applicabili fino a dicembre 2011) e i prezzi biorari a regime[4].

Sempre al fine di semplificare e snellire le schede di riepilogo, è stato deciso di visualizzare i diversi livelli di spesa associati a quattro livelli di consumo annuo (1.200 kWh, 2.700 kWh, 3.500 kWh e 4.500 kWh), rappresentativi del cliente domestico residente con 3 kW di potenza impegnata, del cliente domestico non residente con 3 kW di potenza impegnata, del cliente domestico con 4,5 kW di potenza impegnata.

Nel caso del contratto di fornitura congiunta (*dual fuel*), l'esercente la vendita è tenuto a compilare una scheda di riepilogo dei corrispettivi per i clienti finali domestici, secondo i criteri precedentemente illustrati, per le forniture singole di energia elettrica e di gas naturale.

---

2 In particolare tale disposizione prescrive che, qualora in contratti, documenti di fatturazione, comunicazioni e corrispondenza con i clienti finali del mercato libero e del servizio di maggior tutela venga utilizzato un unico marchio per identificare il soggetto erogatore del servizio o dell'attività, debba essere riportata, nell'immediata prossimità del marchio e con la dovuta evidenza, l'indicazione del servizio o dell'attività per cui il documento oppure l'informazione viene fornito, distinguendo tra maggior tutela e mercato libero.

3 I criteri di uniformità individuati prevedono: il valore P = 0,03852 GJ/S(m^3) per il coefficiente di conversione dei corrispettivi espressi in unità energetiche (€/GJ) in corrispettivi espressi in unità volumetriche (€/S(m^3)); l'assunzione per il coefficiente C, per la correzione alle condizioni standard dei quantitativi utilizzati come livelli di consumo di riferimento, di un valore pari a 1; la definizione di sei livelli di consumo, espressi in S(m^3)/anno, pari a 120, 450, 700, 1.400, 2.000, 5.000.

4 Il calcolo della spesa annua è, quindi, effettuato per almeno tre diversi profili di consumo:

- un primo profilo tipo di un cliente che realizza il 33,4% dei suoi consumi in F1 (ore di punta) e il 66,6% in F2 (ore intermedie); tale ripartizione dei consumi garantisce l'uguaglianza, con riferimento alle condizioni economiche definite dall'Autorità, tra la spesa calcolata in base al prezzo monorario e quella calcolata in base ai prezzi biorari;
- un secondo profilo di un cliente che realizza la gran parte dei suoi consumi in fascia F23 (ore fuori punta), e in particolare il 10% in F1 e il 90% in F23;
- un terzo profilo di un cliente che realizza la gran parte dei suoi consumi in F1, in particolare il 60% in F1 e il 40% in F23.

L'Autorità ha inoltre considerato non necessario predisporre schede di riepilogo dei clienti non domestici elettrici, ritenendo che le stesse finalità siano raggiunte con la presentazione delle condizioni economiche dell'offerta all'interno dei contratti.

Individuazione di indicatori da utilizzare nella pubblicazione comparativa delle performance di risposta ai reclami

In data 16 marzo 2011, con il documento per la consultazione DCO 6/11 l'Autorità ha formulato una serie di proposte riguardo agli indicatori da utilizzare per la pubblicazione comparativa delle performance della risposta ai reclami ricevuti dal venditore, prevista dalla delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, e s.m.i. (*Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* – TIQV).

La pubblicazione comparativa dei dati di qualità del servizio dei venditori mira ad aumentare il livello di tutela dei clienti finali, a migliorare i processi di gestione dei reclami e a promuovere una scelta sempre più consapevole del fornitore di energia elettrica o di gas.

Il TIQV prevede che l'Autorità effettui, con cadenza semestrale, la pubblicazione comparativa della performance relativa alla risposta ai reclami scritti, tenendo conto dei dati e delle informazioni comunicati da ciascun venditore e provvedendo a distinguere:

- i dati relativi ai reclami di esclusiva competenza del venditore (c.d. "reclami semplici") da quelli per i quali occorre richiedere dati tecnici al distributore;
- i dati relativi a clienti finali del mercato libero da quelli relativi a clienti finali in regime di tutela.

Con il DCO 6/11 l'Autorità ha avanzato le seguenti proposte, riguardanti:

- la previsione di una graduatoria da pubblicare con cadenza semestrale, basata su un punteggio globale, frutto della somma di tre indicatori opportunamente pesati[5];
- la costruzione di graduatorie finali, basate su un punteggio globale calcolato per il singolo operatore e per ciascuna tipologia di reclami, nonché la loro pubblicazione comparativa, distinta per settore (elettrico e gas), per tipologia di mercato (libero e tutelato), per reclami (semplici e complessi) e per clienti;
- la possibilità di aggiungere ulteriori elementi che contribuiscano a formare il punteggio finale, quali, a titolo esemplificativo, l'attivazione di procedure di conciliazione per la risoluzione delle controversie, oppure la messa a disposizione da parte del venditore, sul proprio sito, di un modulo prestampato per l'inoltro dei reclami e di tutta la documentazione contrattuale relativa a ogni offerta commercializzata.

Strumenti di confronto dei prezzi per il servizio elettrico e del gas

Con la delibera 16 ottobre 2008, ARG/com 151/08, l'Autorità aveva attivato un sistema di ricerca delle offerte commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e di gas (Trova offerte), in considerazione delle previsioni della legge n. 481/95. Quest'ultima le assegna, infatti, la funzione di pubblicizzare e diffondere la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi, al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte, da parte degli utenti intermedi o finali.

Le offerte messe a confronto sono quelle delle imprese che hanno aderito volontariamente al sistema Trova offerte, iscrivendosi nell'elenco delle aziende che soddisfano alcuni requisiti di affidabilità stabiliti dall'Autorità. L'elenco, istituito con la delibera 11 giugno 2007, n. 134/07, è consultabile nel sito internet dell'Autorità. Poiché l'iscrizione non è obbligatoria, occorre ricordare che sul mercato potrebbero esserci le proposte di altre imprese, non presenti nel Trova offerte.

Tra le offerte pubblicate, la maggior parte delle quali ha validità

5 Gli indicatori sono così definiti:

- IR è l'indice di "reclamosità" che permette di valutare la quantità di reclami pervenuti a ciascun venditore, assegnando un punteggio più alto al venditore che ha ricevuto meno reclami;
- ICR è l'indicatore riferito alla capacità di risposta ai reclami, costruito come rapporto tra il numero di reclami cui è stata data risposta nel semestre di riferimento e il numero di reclami ricevuti nel medesimo semestre, moltiplicando poi tale rapporto per 100;
- ITR è l'indicatore di tempestività nella risposta, costruito ponendo al numeratore il numero dei reclami cui è stata data risposta nel semestre di riferimento ed entro il limite massimo (NRT), e al denominatore la somma tra tale numero e quello dei reclami cui è stata data risposta nel semestre di riferimento, ma oltre il tempo massimo, moltiplicando poi per 100 tale rapporto;
- 0,6 e 0,2 sono i pesi assegnati a ciascun indicatore nel calcolo del punteggio globale.

estesa a tutto il territorio nazionale, prevalgono quelle a prezzo "bloccato"; esse prevedono che i corrispettivi per la componente energia rimangano fissi per l'intera durata del contratto. Seguono per numerosità quelle che offrono uno sconto sulle condizioni economiche del servizio di maggior tutela (sul corrispettivo energia soltanto, oppure sul corrispettivo energia e sul corrispettivo dispacciamento). Queste ultime utilizzano come prezzo di riferimento della componente energia le condizioni economiche fissate dall'Autorità (aggiornate ogni 3 mesi) su cui applicano sconti che variano fra il 5% e il 10%. Altre offerte sono a prezzo "tutto compreso", prevedono cioè l'applicazione di un corrispettivo unico, comprensivo delle componenti di vendita e di quelle di rete. Ulteriori offerte, infine, sono indicizzate e utilizzano criteri diversi da quelli dell'Autorità.

Il Trova offerte è stato pubblicato nell'aprile 2009 con funzionalità limitate alla ricerca di offerte commerciali per la fornitura di energia elettrica; nell'aprile 2010 la ricerca è stata estesa alle offerte commerciali per la fornitura di gas naturale e alle offerte congiunte. Il sistema conta attualmente 23 imprese accreditate, tra le quali rientrano gli operatori attivi sull'intero territorio nazionale, le principali imprese attive su scala regionale o sovraregionale e alcune imprese attive a livello locale, coprendo complessivamente una quota significativa del mercato libero domestico. A partire dalla data di prima pubblicazione del sistema, il numero delle visite è stato consistente: si è rilevata una media superiore ai 1.300 accessi quotidiani alla pagina iniziale del percorso di ricerca, con numerosi picchi giornalieri superiori ai 5.000 accessi.

Per ricerche effettuate nel mese di marzo 2011 utilizzando il profilo di consumo medio del cliente domestico tipo , nelle maggiori città italiane risultano visualizzate mediamente 30 offerte commerciali per il servizio elettrico, in prevalenza a prezzo bloccato, con potenziali risparmi calcolati sulla spesa al lordo delle imposte fino a più o meno 40 €/anno (–9,5%) rispetto alla fornitura a condizioni regolate, e di oltre 100 €/anno (–35%) rispetto all'offerta commerciale meno economica. Per il servizio gas risultano visualizzate mediamente 15 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con potenziali risparmi calcolati sulla spesa al lordo delle imposte fino a oltre 70 €/anno rispetto alla fornitura a condizioni regolate (–6%) e di quasi 300 €/anno (–21%) rispetto all'offerta commerciale meno economica. La ricerca per offerte congiunte visualizza non più di 2-3 risultati, con molte località in cui offerte di questo tipo non risultano disponibili; la spesa annua associata alle offerte congiunte risulta comunque normalmente superiore, di circa 130 €/anno (+8,7%), a quella ottenuta sommando la spesa associata alle offerte più convenienti per la fornitura singola di energia elettrica e di solo gas naturale, disponibili nella medesima località.

Il Trova offerte potrà essere oggetto di sviluppi resi necessari dal miglioramento del servizio, oppure dall'evoluzione del quadro normativo o regolatorio; a tale proposito è prevista l'implementazione di una funzionalità che consenta, per ciascuna delle offerte relative al servizio elettrico incluse nella lista, la visualizzazione delle informazioni in merito alla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia fornita, alla luce dei criteri indicati nel decreto del Ministero dello sviluppo economico 31 luglio 2009. È inoltre in progettazione l'attivazione di alcune funzionalità che consentano agli utenti che lo desiderano di ricevere, in seguito a registrazione di un recapito di posta elettronica, informazioni personalizzate.

La disponibilità di un consistente patrimonio di dati storici permetterà inoltre all'Autorità di svolgere analisi e monitoraggi sull'evoluzione e le caratteristiche del mercato, anche per articolazioni territoriali. È quindi previsto lo svolgimento, a partire dal 2011, di indagini demoscopiche allo scopo sia di rilevare le aspettative e il grado di soddisfazione degli utenti del sistema, sia di individuare possibili interventi in grado di accrescere la fruibilità del sistema e la sua efficacia nella promozione della concorrenza.

La gestione dello Sportello per il consumatore di energia è affidata all'Acquirente unico, in forza della delibera 4 agosto 2009, GOP 35/09, e della previsione contenuta nella legge n. 99/09 (art. 27, comma 2), secondo le quali l'Autorità si avvale del GSE e dell'Acquirente unico per rafforzare le proprie attività di tutela dei consumatori di energia, anche con riferimento agli obblighi di pubblicizzazione e gestione dei reclami previsti dalla legge n. 481/95.

Servizio elettrico: abitazione di residenza anagrafica con 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.

Nel corso dell'anno 2010, lo Sportello per il consumatore di energia ha potenziato la propria attività attraverso il lavoro del *call center* e dell'Unità reclami. In particolare, in base a uno specifico regolamento di funzionamento definito dall'Autorità con la delibera 14 maggio 2008, GOP 28/08, l'Unità reclami gestisce i reclami scritti dei clienti che non hanno ricevuto una risposta soddisfacente a quelli già presentati ai loro fornitori o che non hanno ricevuto alcuna risposta. Il *call center*, invece, costituisce per il consumatore un canale di immediato accesso alle informazioni relative alle modalità di svolgimento dei servizi elettrici e del gas, alle opportunità della liberalizzazione e ai suoi diritti. Esso funge, altresì, da punto di diffusione delle informazioni nell'ambito delle iniziative a favore dell'interesse generale dei clienti o di determinate categorie, messe in atto dall'Autorità anche in accordo con altri soggetti istituzionali (per esempio, il bonus elettrico, il bonus gas, i prezzi biorari, l'assicurazione gas ecc.).

Attività di informazione svolta dal call center dello Sportello per il consumatore di energia

Rinviando per l'analisi dell'attività di valutazione in materia di reclami, segnalazioni e istanze al paragrafo "Gestione dei reclami, istanze, segnalazioni, conciliazioni e arbitrati" del Capitolo 6, di seguito si tratterà dell'attività svolta dal call center dall'1 aprile 2010 al 31 marzo 2011. Detta attività è sintetizzata nella tavola 4.1, che riporta per i due settori il dettaglio delle chiamate al call center, e dalla tavola 4.2, che evidenzia i principali argomenti oggetto delle chiamate stesse.

In relazione al numero delle chiamate pervenute nel corso del periodo 1 aprile 2010 – 31 marzo 2011, è stato registrato un incremento del 97,5% rispetto all'anno precedente; per quanto riguarda il numero delle chiamate gestite con operatore e con risponditore automatico, nel corso dello stesso arco temporale si è assistito a un aumento del 116,5% rispetto al periodo 1 aprile 2009 – 31 marzo 2010.

Nello svolgimento della propria attività, il call center ha rispettato gli standard di qualità previsti per i call center dei venditori dalla delibera ARG/com 164/08, conseguendo i seguenti risultati: accessibilità del servizio 99,6% rispetto a uno standard richiesto del 90%; tempo medio di attesa 91 secondi rispetto al livello standard richiesto di 240 secondi; livello di servizio 90,9% rispetto allo standard richiesto di 80%.

Dal dicembre 2009, inoltre, il call center ha aderito al protocollo "Mettiamoci la faccia", promosso dal Ministero per l'innovazione pubblica, il cui obiettivo è la rilevazione della customer satisfaction per i servizi offerti dall'Amministrazione pubblica. I risultati relativi al periodo 1 aprile 2010 – 31 marzo 2011 evidenziano i seguenti livelli di soddisfazione: soddisfatto l'84%, sufficiente il 13% e insoddisfatto il 3%. *Si fa presente che tali livelli di soddisfazione sono stati espressi dal 42,2% degli utenti che hanno contattato il call center.*

I quesiti rivolti al call center dai clienti finali domestici e non domestici hanno avuto a oggetto richieste di informazioni e di chiarimenti inerenti principalmente il bonus elettrico e il bonus gas, nonché le modalità e le tempistiche di presentazione dei reclami. In particolare per quanto riguarda il bonus gas la tavola 4.2 evidenzia che l'alto flusso di chiamate, iniziato nel mese di agosto 2010, rimane in media costante nel quarto trimestre 2010 e nei mesi di gennaio e febbraio 2011, giungendo al proprio picco nel mese di marzo 2011. Si evidenzia, tra l'altro, come tali volumi delle telefonate si siano trasformati nelle settimane successive in picchi di reclami relativi al bonus gas (si veda il Capitolo 6).

Per quanto attiene, invece, la tematica dei prezzi biorari, il picco delle chiamate si è raggiunto nei mesi di giugno e luglio 2010, nell'imminenza, quindi, e nel primo periodo di applicazione per i clienti finali domestici di energia elettrica serviti nel servizio di maggior tutela, delle condizioni economiche differenziate per fasce orarie e per raggruppamenti, entrate in vigore dall'1 luglio 2010.

TAV. 4.1

Chiamate pervenute al call center dell'Acquirente unico e dello Sportello per il consumatore di energia

	PERVENUTE ORE 8-18	CHIAMATE FUORI ORARIO	TOTALE PERVENUTE	CON OPERATORE	CHIAMATE CON RISPONDITORI AUTOMATICI	TOTALI	ABBANDONATE SENZA RISPOSTE OPERATORE	ATTESA MEDIA (secondi)	MEDIA CONVERSATA (secondi)
Aprile 2010	56.240	1.952	58.192	52.413	1.346	53.759	3.827	75	160
Maggio	34.832	1.683	36.515	33.568	1.292	34.860	1.264	66	163
Giugno	45.834	2.281	48.115	43.959	1.417	45.376	1.875	73	164
Luglio	37.983	4.491	42.474	36.493	1.244	37.737	1.490	82	185
Agosto	60.141	5.272	65.413	52.413	1.627	54.040	7.728	101	134
Settembre	85.451	5.459	90.910	72.229	1.362	73.591	13.222	143	151
Ottobre	74.651	7.161	81.812	66.562	1.040	67.602	8.089	89	166
Novembre	67.694	10.033	77.727	61.704	2.851	64.555	5.990	91	206
Dicembre	64.027	7.443	71.470	58.275	2.137	60.412	5.752	89	182
Gennaio 2011	60.891	9.068	69.959	55.207	2.311	57.518	5.684	174	204
Febbraio	73.622	9.854	83.476	64.903	2.796	67.699	8.719	126	218
Marzo	87.765	10.412	98.177	77.135	3.267	80.402	10.630	135	234
TOTALE	749.131	75.109	824.240	674.861	22.690	697.551	74.270	104	181

TAV. 4.2

Principali argomenti delle chiamate gestite con operatore dal call center dell'Acquirente unico

	BONUS GAS	BONUS ELETTRICO	PREZZI BIORARI	MERCATI	RECLAMI	ASSICURA-ZIONE GAS	TOTALI CAMPIONE
Aprile 2010	24.816	10.429	6.693	3.733	6.742	0	52.413
Maggio	13.719	4.231	6.255	3.225	6.138	0	33.568
Giugno	11.624	5.625	16.166	3.820	6.724	0	43.959
Luglio	12.017	4.518	10.242	3.623	6.093	0	36.493
Agosto	28.381	6.129	4.602	3.904	9.397	0	52.413
Settembre	39.716	9.735	7.544	4.703	10.531	0	72.229
Ottobre	37.667	10.456	6.483	3.043	8.197	716	66.562
Novembre	32.966	10.248	5.602	3.290	8.582	1.016	61.704
Dicembre	31.818	9.671	5.119	2.704	8.183	780	58.275
Gennaio 2011	28.772	11.006	4.375	2.628	7.674	752	55.207
Febbraio	25.813	21.485	4.353	2.729	9.820	703	64.903
Marzo	44.198	14.337	2.973	3.173	11.649	805	77.135
TOTALE	331.507	117.870	80.407	40.575	99.730	4.772	674.861

Procedimenti individuali a tutela dei clienti finali del mercato elettrico e del gas

A seguito della ricezione di reclami e di segnalazioni, ricevuti dagli Uffici dell'Autorità e dallo Sportello per il consumatore di energia nel corso del 2010, l'Autorità ha inviato alle medesime società numerose richieste di informazioni, che sono risultate in gran parte inevase o la cui risposta è risultata essere pervenuta oltre i termini indicati.

Con le delibere 7 luglio 2010, VIS 52/10, 14 luglio 2010, VIS 64/10 e VIS 65/10, 14 dicembre 2010, VIS 194/10, l'Autorità ha intimato a quattro società di vendita di energia elettrica e di gas di adempiere l'obbligo di cui al punto 4 della delibera GOP 28/08, secondo cui gli esercenti sono tenuti a fornire riscontro alle richieste di informazioni inoltrate loro dallo Sportello per il consumatore di energia nei tempi definiti dallo stesso. Per un dettaglio si rinvia al Capitolo 6.

Mercato del gas

Modifiche delle condizioni contrattuali in materia di rateizzazione del pagamento dei corrispettivi per la vendita di gas

A seguito della ricezione di reclami e domande di chiarimenti da parte di clienti finali e associazioni di consumatori, relative alla prassi di alcuni operatori di richiedere, in caso di rateizzazione (già disciplinata con la delibera 18 ottobre 2001, n. 229/01), il pagamento contestuale di più rate in un'unica bolletta e di accordare una periodicità diversa da quella di fatturazione, l'Autorità ha adottato la delibera 9 giugno 2010, ARG/gas 85/10, la quale ha chiarito che:

- l'esercente deve riconoscere al cliente finale un piano di rateizzazione del pagamento dei corrispettivi per la vendita di gas con rate non cumulabili e con una periodicità corrispondente a quella di fatturazione, salvo un diverso accordo fra le parti;
- la predetta previsione trova applicazione anche ai conguagli tariffari;
- ai clienti finali è riconosciuta la facoltà di richiedere la rinegoziazione, entro un dato termine, delle condizioni del piano di rateizzazione in corso con il proprio fornitore, qualora questo preveda una periodicità delle rate diversa da quella di fatturazione;
- gli esercenti sono tenuti a informare i clienti finali della facoltà di richiedere la rinegoziazione, in modo da potersene avvalere.

Tuttavia, alla luce del contenzioso instaurato da taluni esercenti e dalle loro associazioni di categoria, nonché della conseguente sospensione della delibera ARG/gas 85/10 disposta dal giudice amministrativo, l'Autorità, tenendo conto dei rilievi mossi dal TAR Lombardia, ha adottato la delibera 22 novembre 2010, ARG/gas 206/10, a valle di una consultazione con il documento per la consultazione 11 ottobre 2010, DCO 33/10. Le principali previsioni, in vigore dall'1 marzo 2011, della delibera ARG/gas 206/10 riguardano:

- l'affermazione del carattere di non cumulabilità delle rate, nonché della periodicità delle rate pari a quella di fatturazione;
- la conferma del diritto alla rateizzazione anche in caso di conguaglio dovuto a una variazione dei corrispettivi dei servizi di distribuzione e/o di vendita, pure in esecuzione di decisioni di organi giurisdizionali; in questo caso l'esercente la vendita ha la facoltà, se i conguagli coprono più anni, di fissare un numero di rate pari al numero di bollette emesse in un singolo anno solare di fornitura, nel rispetto di tutte le altre previsioni;

- la possibilità di un diverso accordo tra le parti, purché l'adesione del cliente finale sia chiaramente ed espressamente manifestata e lo stesso sia informato preventivamente delle condizioni di rateizzazione stabilite dalla delibera n. 229/01;
- l'applicazione delle previsioni dettate in materia di conguaglio per i consumi effettivi nel caso in cui una medesima fattura contenga anche un conguaglio relativo a variazione dei corrispettivi dei servizi di distribuzione e/o di vendita, riferito a un periodo superiore a un anno di fornitura, per non pregiudicare eccessivamente la capacità del cliente finale di far fronte a pagamenti superiori a quelli ordinariamente sostenuti;
- l'obbligo, in capo agli esercenti la vendita, di informare in tempo utile i predetti clienti finali della facoltà di rinegoziare il piano secondo la periodicità di fatturazione;
- la facoltà – riconosciuta a tutti i clienti finali che hanno già in corso con il proprio fornitore, alla data dell'1 marzo 2011, un piano di rateizzazione con periodicità di rate inferiore a quella di fatturazione – di richiedere la rinegoziazione delle condizioni secondo una periodicità delle rate pari a quella di fatturazione, entro il 31 maggio 2011;
- l'abrogazione della delibera ARG/gas 85/10 a far data dall'1 marzo 2011.

Rapporti con le associazioni dei consumatori e progetti finanziati dal Fondo sanzioni

I rapporti tra l'Autorità e le associazioni dei consumatori del Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) si svolgono all'interno di un quadro di relazioni formalizzate dal Protocollo di intesa, approvato con la delibera 1 aprile 2009, GOP 15/09, e sottoscritto il 13 maggio 2009, che conferma gli impegni di consultazione, di informazione e di approfondimento sulle tematiche di interesse comune, tra i quali rientrano gli incontri periodici del Forum dei consumatori. Il Protocollo di intesa ha tra i propri obiettivi: migliorare l'informazione dei clienti finali tramite la diffusione delle informazioni utili per la comprensione del nuovo assetto dei mercati energetici, nonché promuovere l'educazione al consumo attraverso attività orientate a favorire la consapevolezza dei clienti finali relativamente ai propri diritti e all'uso consapevole dell'energia.

Con la delibera 1 dicembre 2009, GOP 56/09, relativa alle attività da realizzare nell'ambito del nuovo Protocollo di intesa per il periodo 2009-2010, sono state approvate le seguenti azioni:

- la predisposizione di una guida operativa dei diritti dei consumatori nei settori dell'energia elettrica e del gas, rivolta agli operatori delle associazioni dei consumatori che svolgono attività di informazione e assistenza al pubblico destinata alla pubblicazione internet ed eventualmente cartacea;
- l'elaborazione di una guida alla consultazione del sito internet dell'Autorità quale strumento di ausilio per l'indi-

viduazione e la ricerca delle fonti regolatorie e di ulteriori informazioni;

- il monitoraggio delle condizioni contrattuali proposte nel mercato, per la fornitura di energia elettrica e di gas, anche in forma congiunta, così da individuare da un lato eventuali difformità rispetto al quadro regolatorio vigente o casi di non sufficiente trasparenza e, dall'altro, *best practices* contrattuali esistenti.

Sulla base di questi orientamenti, nel corso del 2010 sono stati definiti, in appositi bandi, i requisiti dei progetti e le relative procedure per l'approvazione e l'erogazione dei finanziamenti. In esito alla procedura valutativa delle proposte conseguentemente presentate dalle associazioni, sono stati approvati i progetti per la realizzazione delle attività di monitoraggio dei contratti elettrici, della guida al sito internet e della Guida ai diritti dei consumatori. I progetti approvati vengono realizzati con il coinvolgimento, complessivamente, di 13 associazioni del CNCU. Il completamento delle attività previste dai progetti è programmato per la fine del mese di aprile 2011; lo stato di avanzamento dei progetti è monitorato dall'Autorità mediante la valutazione di rapporti intermedi sui progetti medesimi.

Con la delibera 19 giugno 2009, ARG/com 75/09, l'Autorità ha inoltre garantito la continuità dell'attività di formazione e di aggiornamento del personale delle associazioni di consumatori del CNCU sui Protocolli di intesa in materia di soluzione extragiudiziale delle controversie (procedure conciliative). Questi sono stati stipulati tra le associazioni stesse e le maggiori imprese di vendita di energia elettrica e gas naturale, nelle more della definizione del quadro normativo. Al riguardo è opportuno rilevare che nell'anno 2010 si è concluso il ciclo di corsi di formazione e di aggiornamento, per un totale di 8 seminari relativi a 7 Protocolli di intesa. I seminari hanno visto la partecipazione di 132 corsisti e si aggiungono ai precedenti cicli di formazione e aggiornamento finanziati in precedenza per circa 400 partecipazioni.

Con riferimento, invece, ai singoli progetti a vantaggio dei consumatori, la legge 24 dicembre 2007, n. 244 (legge finanziaria per il 2008), ha previsto che l'ammontare riveniente dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità sia destinato a un fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e di gas. Tali progetti devono essere approvati dal Ministero dello sviluppo economico su proposta dell'Autorità. Con la delibera 16 ottobre 2009, GOP 44/09, l'Autorità ha proposto al Ministero dello sviluppo economico l'approvazione di tre distinte categorie di progetti: progetti di conciliazione stragiudiziale (PCS), progetti per la qualificazione degli sportelli delle associazioni (PQS) e progetti di divulgazione territoriale (PDT), rispettivamente finalizzati a promuovere:

- la formazione di personale delle associazioni in grado di gestire procedure stragiudiziali di soluzione delle controversie tra clienti finali dei servizi elettrico e gas e imprese di vendita (PCS1), ed erogazioni di contributi forfettari a favore delle associazioni stesse per le conciliazioni andate a buon fine (PCS2);
- la qualificazione degli sportelli territoriali delle associazioni di consumatori e di un *call center* informativo dedicato ai temi dell'energia (PQS);
- iniziative per la divulgazione, ai consumatori presenti sul territorio, delle opportunità connesse con la liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, con la tutela degli utenti e con la diffusione di informazioni puntuali sulle tariffe sociali e sulla tariffa bioraria (PDT).

Il Ministero dello sviluppo economico ha complessivamente impegnato a tal fine, a favore della Cassa conguaglio per il settore elettrico in quanto soggetto attuatore, la somma di 2.291.493 €. Tale somma consente di finanziare interamente i progetti PCS e PQS, mentre occorrerà attendere la disponibilità della residua somma di 298.507 € per poter avviare il progetto PDT. In data 4 marzo 2011 il Ministero dello sviluppo economico ha richiesto al Ministero dell'economia e delle finanze ulteriori 1.519.808 €, relativi al periodo 1 novembre 2010 – 31 dicembre 2010.

La spesa prevista per finanziare i progetti PCS1 e PCS2 ammonta a 890.000 € (rispettivamente 500.000 e 390.000 €). Successivamente alla pubblicazione dei relativi bandi di gara curati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico il 31 marzo 2010, i progetti sono stati aggiudicati nel mese di luglio 2010. Le attività del progetto PCS1, che si protrarranno per tutto il 2011, sono state avviate nell'ottobre 2010 e sino al mese di marzo 2011 risultano svolti 11 corsi di formazione che hanno interessato, complessivamente, 226 unità di personale

delle associazioni dei consumatori. Su tale attività l'Autorità ha effettuato 5 ispezioni a campione, volte a verificare la rispondenza dei corsi alle specifiche previste dal bando di gara. I contributi ai costi per le conciliazioni effettuate dalle associazioni (PCS2) andate a buon fine alla data del 10 marzo 2011 ammontano complessivamente a circa 7.800 €.

Con la delibera 2 marzo 2011, GOP 12/11, l'Autorità ha approvato il bando per il progetto PQS, predisposto dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico sulla base degli indirizzi definiti dall'Autorità medesima con la delibera 2 febbraio 2011, GOP 4/11. Conseguentemente la Cassa conguaglio per il settore elettrico ha pubblicato il bando di gara per il Progetto PQS in data 4 marzo 2011, con scadenza per la presentazione dei progetti prevista per il 18 aprile 2011.

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

La qualità dei servizi commerciali di vendita di energia elettrica e di gas è disciplinata dal TIQV, introdotto con la delibera ARG/com 164/08. Il TIQV definisce, tra l'altro, le regole per assicurare la massima tempestività nella gestione dei reclami scritti, delle richieste scritte di informazione e delle rettifiche di fatturazione, stabilendo pure indennizzi automatici a favore dei consumatori. È anche prevista una disciplina specifica per la rettifica dei casi di doppia fatturazione, a seguito del cambio di fornitore.

Nel corso del 2010, con la delibera 22 settembre 2010, ARG/com 147/10, sono state apportate alcune modifiche al TIQV attinenti l'introduzione di uno standard specifico di qualità commerciale della vendita (2 giorni lavorativi), relativo al tempo massimo di trasmissione, dal venditore all'impresa di distribuzione, della richiesta di prestazione o della conferma della richiesta di verifica presentata dal cliente finale. In caso di mancato rispetto di tale standard, è stato fissato l'obbligo per il venditore di corrispondere al cliente finale, in occasione della prima fatturazione utile, un indennizzo automatico pari a 30 €. Tali modifiche entrano in vigore dall'1 luglio 2011.

La regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali è anch'essa disciplinata dal TIQV. Nel corso del 2010, nei mesi di maggio e novembre, per dare attuazione alla regolazione sono state pubblicate sul sito internet dell'Autorità la terza e la quarta graduatoria dei *call center*. Le graduatorie rappresentano la sintesi della verifica semestrale della regolazione, che è strutturata sulla base dell'assegnazione di un punteggio globale, calcolato partendo da una serie di punteggi parziali attribuiti ai singoli *call center* per diversi aspetti inerenti i livelli di qualità effettivamente offerti ai consumatori; le prestazioni valutate riguardano l'accesso[7], la qualità dei servizi[8] e la sod-

7 Con accesso si intende: la disponibilità delle linee telefoniche, i periodi di accessibilità per le chiamate, l'ampiezza degli orari e i numeri di giorni di apertura dei *call center*, la gratuità delle chiamate anche dalla rete mobile.

8 Con qualità dei servizi si intende: i tempi medi di attesa prima di riuscire a parlare con un operatore, la percentuale di chiamate con risposta di un operatore, la possibilità per il cliente di essere richiamato da parte dell'operatore, la segnalazione del numero di chiamate che precedono in coda o del tempo stimato di attesa, la semplicità dell'albero di navigazione in fase di accesso, l'eventuale presenza di un portale internet, l'adozione di iniziative con le associazioni dei consumatori.

disfazione dei clienti[9], così da consentire una valutazione comparativa dei servizi offerti dalle singole aziende di vendita e da fornire uno stimolo basato sulle performance raggiunte dalle stesse aziende. Nella pubblicazione della graduatoria sono coinvolte le imprese, che partecipano alle indagini, con più di 50.000 clienti finali (elettrici e gas) e con una media giornaliera di chiamate uguale o superiore a 200. Gli Uffici dell'Autorità hanno conseguentemente definito e reso note le modalità di partecipazione e le istruzioni operative dell'indagine di soddisfazione dei clienti delle imprese di vendita di energia elettrica e di gas che si sono rivolti ai *call center* per il primo e per il secondo semestre 2010.

Nel corso del 2010 sono stati intervistati 17.474 clienti per la terza indagine e 18.705 clienti per la quarta indagine[10].

Gli standard generali di qualità dei *call center* e gli obblighi di servizi previsti dal TIQV si applicano invece a tutte le imprese di vendita di energia elettrica e di gas. Per i venditori di minori dimensioni è prevista una disciplina semplificata, in considerazione del fatto che il cliente entra in contatto con questi soggetti tramite gli sportelli presenti sul territorio.

Dall'1 gennaio 2010, con la delibera 11 novembre 2009, ARG/com 170/09, è previsto che il mancato rispetto per due semestri consecutivi di uno stesso standard generale costituirà presupposto per l'avvio di un procedimento sanzionatorio, ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.

Efficienza energetica negli usi finali

Il 2010 è stato il sesto anno di attuazione del meccanismo dei c.d. "certificati bianchi" o "Titoli di efficienza energetica" (TEE) e il primo anno del suo secondo periodo di attuazione (2010-2012). Il meccanismo è stato introdotto con i decreti ministeriali 24 aprile 2001, successivamente sostituiti dai decreti ministeriali 20 luglio 2004, che hanno affidato all'Autorità il compito di definirne e aggiornarne la regolazione attuativa, gestirne l'attuazione, monitorarne i risultati e proporre modifiche o integrazioni della normativa, orientate ad aumentarne l'efficacia o a superare eventuali criticità.

Il sistema è stato oggetto di ulteriore revisione e aggiornamento nel 2007 e nel 2008, tramite il decreto ministeriale 21 dicembre 2007, il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, e alcuni provvedimenti regolatori dell'Autorità finalizzati a risolvere le

9 La soddisfazione dei clienti si valuta sottoponendo al giudizio degli intervistati, unitamente a un giudizio generale, sei fattori di qualità percepita: il tempo impiegato per trovare la linea libera, la semplicità del sistema di risposte automatiche che consente di parlare con l'operatore, il tempo di attesa per parlare con l'operatore, la cortesia degli operatori, la chiarezza delle risposte fornite, la capacità di risolvere il problema nel minor tempo possibile.

10 Le indagini sono condotte attraverso la metodologia del *call back* (ovvero di interviste a clienti e utenti delle aziende di vendita di energia che abbiano avuto esperienza diretta dell'utilizzo dei servizi erogati tramite *call center* nei giorni precedenti alla rilevazione) tramite interviste telefoniche gestite con il metodo CATI (*Computer assisted telephone interview*).

problematicità evidenziatesi nei primi anni di funzionamento. L'attività svolta dall'Autorità nel corso del 2010 è stata rivolta:

- all'attuazione del sistema, attraverso la valutazione, la certificazione e la verifica degli interventi presentati dagli operatori per l'ottenimento di TEE a certificazione dei risparmi energetici conseguiti; all'assegnazione e alla verifica di conseguimento degli obiettivi nazionali annuali fissati dal legislatore; all'erogazione dei relativi contributi tariffari ai distributori adempienti; all'apertura di procedimenti sanzionatori nei confronti dei distributori inadempienti;
- al monitoraggio dei risultati conseguiti, anche attraverso la raccolta di nuovi dati; allo sviluppo e all'implementazione di nuovi strumenti di analisi;
- all'aggiornamento e all'integrazione della regolazione;
- alla partecipazione a gruppi di lavoro in sede internazionale (Unione europea, Agenzia internazionale per l'energia, *Council of European Energy Regulators* - CEER, *International Confederation of Energy Regulators* - ICER e altri Paesi extra europei) in materia di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali, di strumenti regolatori e di certificati bianchi.

Attività di regolazione

Determinazione degli obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori nell'anno 2011

Con la delibera 22 novembre 2010, EEN 18/10, l'Autorità ha determinato gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria in capo ai distributori obbligati per l'anno 2011, ossia ai distributori di energia elettrica e di gas naturale con le reti di distribuzione dei quali erano connessi almeno 50.000 clienti finali, al 31 dicembre 2009.

In applicazione dei criteri di ripartizione dell'obiettivo nazionale, individuati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e dei dati comunicati dai distributori stessi in adempimento alla delibera 28 dicembre 2007, n. 344/07, l'obiettivo complessivo di 5,3 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) è stato ripartito tra 12 distributori di energia elettrica (per un totale di 3,1 Mtep) e 53 di gas naturale (per un totale di 2,2 Mtep).

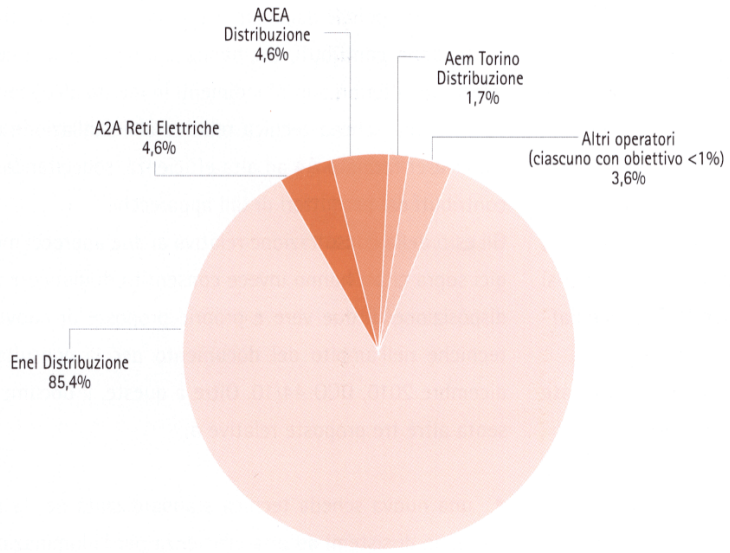


FIG. 4.1

Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica nell'anno 2011

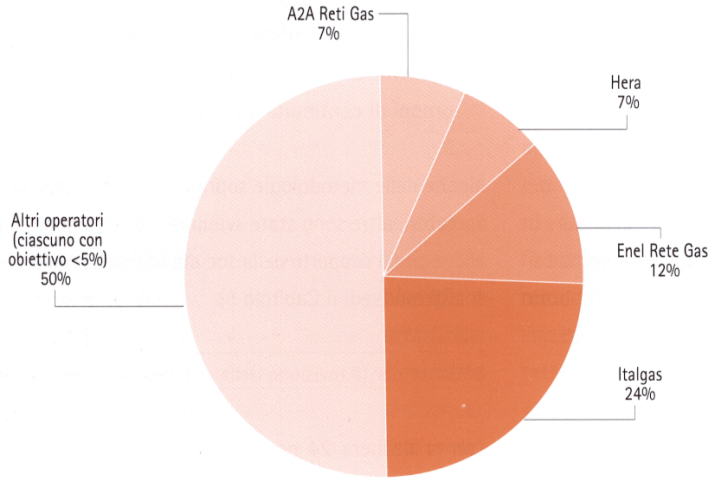


FIG. 4.2

Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di gas naturale nell'anno 2011

Aggiornamento del contributo tariffario

In attuazione di quanto stabilito dalla delibera 29 dicembre 2008, EEN 36/08, relativamente alle modalità per l'aggiornamento annuale del valore del contributo tariffario unitario da riconoscere ai distributori adempienti agli obblighi di risparmio energetico, con la delibera 15 novembre 2010, EEN 16/10, l'Autorità ha fissato il valore di tale contributo pari a 93,68 €/tep per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico relativi al 2011.

Tale valore risulta dunque di 1,46 € più elevato di quello del contributo per l'anno precedente, in ragione della lieve riduzione registrata nei prezzi medi dell'energia nel periodo ottobre 2009 – settembre 2010, rispetto ai 12 mesi precedenti (-1,59%). La formula di aggiornamento definita dalla delibera EEN 36/08 correla inversamente il nuovo valore del contributo tariffario a quello in vigore l'anno precedente e alle variazioni intervenute nei prezzi dell'energia per i clienti finali domestici (energia elettrica, gas naturale e gasolio per riscaldamento).

Elaborazione di nuove schede tecniche

Nell'ultimo anno è proseguita l'attività di sviluppo di metodologie semplificate di quantificazione dei risparmi energetici di tipo standardizzato e analitico: si tratta delle c.d. "schede tecniche", introdotte dall'Autorità (tramite le Linee guida approvate con la delibera 18 settembre 2003, n. 103/03) come strumento di semplificazione del meccanismo, e che si sono rivelate un elemento fondamentale per l'efficacia e l'affidabilità del sistema.

Con la delibera 12 aprile 2010, EEN 9/10, sono state adottate tre nuove schede tecniche di tipo analitico relative a:

- sistemi centralizzati per la climatizzazione invernale/estiva e per la produzione di acqua calda sanitaria, applicabili a un vasto insieme di tipologie impiantistiche;
- sistemi di cogenerazione e teleriscaldamento, approvati mediante la riformulazione delle schede tecniche n. 21 e n. 22 adottate con la delibera 4 agosto 2005, n. 177/05, e successivamente annullate a seguito del ricorso di un operatore e della sentenza definitiva del Consiglio di Stato; le nuove proposte di schede tecniche sono state sviluppate dall'Autorità nelle more dell'emanazione del decreto ministeriale, attuativo di quanto previsto in materia di cogenerazione ad alto rendimento e certificati bianchi, dall'art. 6 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, di recepimento della direttiva 2004/8/CE.

In data 7 luglio 2010 è stato pubblicato il documento per la consultazione 7 luglio 2010, DCO 22/10, con il quale sono state proposte alla consultazione due nuove schede tecniche (relative all'installazione, rispettivamente, di pompe di calore elettriche per la produzione di acqua calda sanitaria e di stampanti laser A4 ad alta efficienza) e due metodologie per lo sviluppo di schede tecniche relative a interventi particolarmente complessi (*i.e.* per l'efficientamento energetico dell'involucro edilizio e per la realizzazione di sistemi ad alta efficienza per l'illuminazione di strade destinate al traffico motorizzato).

La prima delle due proposte di schede tecniche sopra citate è stata approvata con la delibera 15 novembre 2010, EEN 15/10 (scheda tecnica n. 27 – Installazione di pompe di calore elettriche per la produzione di acqua calda sanitaria in impianti nuovi ed esistenti), mentre i lavori relativi alla seconda proposta sono stati sospesi poiché dalla consultazione sono pervenuti pochi e contrastanti contributi, che hanno spinto a ritenere necessario effettuare ulteriori approfondimenti in merito all'opportunità di definire una scheda tecnica relativa all'installazione di stampanti laser formato A4 ad alta efficienza, sollecitando ulteriori contributi dai produttori di tali apparecchi.

Gli esiti della consultazione relativa ai due approcci metodologici sopra citati hanno invece consentito di giungere alla predisposizione di due vere e proprie proposte di nuove schede tecniche nell'ambito del documento per la consultazione 1 dicembre 2010, DCO 44/10. Oltre a queste, il documento presenta altre tre proposte relative a:

- una nuova scheda tecnica standardizzata per la realizzazione di sistemi ad alta efficienza per l'illuminazione delle gallerie autostradali ed extraurbane principali;
- due nuovi approcci metodologici per la successiva elaborazione di schede tecniche relative, rispettivamente, all'installazione in ambito domestico di dispositivi per la connettività a larga banda e a interventi di installazione di gruppi di continuità ad alta efficienza.

Alcune delle metodologie sopra citate sono nate da proposte di operatori, altre sono state sviluppate direttamente dall'Autorità, anche con il supporto della società RSE nell'ambito della Ricerca di sistema (vedi il Capitolo 5).

Proposte per la revisione della regolazione tecnico-economica

Con la delibera 24 novembre 2010, EEN 19/10, l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione e l'aggiornamento della regolazione tecnica ed economica attuativa del sistema dei TEE. La delibera ha indicato i seguenti obiettivi generali per lo sviluppo del procedimento:

- valorizzare l'esperienza maturata nei primi 5 anni di funzionamento del sistema;
- potenziare l'efficacia del sistema nel promuovere la diffusione delle tecnologie più efficienti nell'uso dell'energia, sia ai fini del conseguimento degli obiettivi nazionali di risparmio di energia primaria, già fissati dalla normativa per gli anni d'obbligo 2010, 2011 e 2012, sia nell'ottica del raggiungimento degli obiettivi di medio-lungo periodo,

previsti dalle direttive 2006/32/CE e 2009/28/CE e, più in generale, dagli impegni per il Paese derivanti dal c.d. "Pacchetto clima europeo 20-20-20 al 2020";

- tutelare gli interessi dei consumatori finali con riferimento alla necessità di garantire la promozione di interventi che generano risparmi energetici reali e verificabili e di minimizzare il costo complessivamente sostenuto per il funzionamento del meccanismo;
- promuovere ulteriormente lo scambio di TEE, evitando di interferire con la capacità del mercato di selezionare prioritariamente gli interventi con il miglior rapporto costo-efficacia;
- promuovere lo sviluppo dell'offerta di servizi energetici integrati e di nuovi modelli di business orientati a superare, in particolare, gli ostacoli di natura informativa ed economica agli investimenti in tecnologie efficienti;
- mantenere e ove possibile migliorare ulteriormente la semplicità, la trasparenza e la certezza delle regole e delle procedure attuative;
- tutelare la concorrenza e promuovere lo sviluppo tecnologico;
- garantire una migliore prevedibilità della ripartizione degli oneri, conseguenti all'applicazione del disposto della delibera 16 dicembre 2004, n. 219/04 e s.m.i., tra il Conto oneri derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica e il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale di cui, rispettivamente, alla delibera 30 gennaio 2004, n. 5/04, e alla delibera 29 settembre 2004, n. 170/04.

Nell'ambito di tale procedimento, in data 1 dicembre 2010 l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 1 dicembre 2010, DCO 43/10, che contiene alcune proposte preliminari orientate ad avviare e a stimolare la discussione con i soggetti interessati, in relazione ad alcuni degli aspetti sui quali fino a oggi sono emersi margini di miglioramento o criticità. In particolare, gli interventi proposti consentirebbero, a parità di obiettivi conseguiti e dunque di impatto sulle tariffe, di aumentare l'incentivo riconosciuto:

- agli interventi più strutturali, vale a dire in grado di produrre risparmi energetici e benefici per i consumatori e per il sistema per un numero di anni superiore alla "vita utile" degli interventi stessi definita dai decreti ministeriali (ossia al periodo di tempo nel corso del quale avviene il rilascio dei TEE);
- agli interventi sostenuti tramite finanziamento di terzi (ESCO o istituti di credito) e, dunque, a costo limitato o addirittura nullo per i consumatori.

Per consentire l'introduzione di tali modifiche e, al contempo, un più preciso monitoraggio degli impatti del meccanismo sui flussi energetici, viene inoltre proposto lo sviluppo di un sistema di contabilità parallelo a quello attuale.

In aggiunta, nel documento per la consultazione DCO 43/10 vengono avanzate proposte orientate a prevenire comportamenti speculativi da parte degli operatori, con riferimento ai distributori obbligati e ai soggetti che partecipano volontariamente al meccanismo dal lato dell'offerta: società di servizi energetici e trader *in primis*. La diffusione di tali comportamenti rischierebbe infatti di aumentare il costo del meccanismo per i consumatori a parità di obiettivi conseguiti o comunque di fare implodere il sistema.

Con detto documento per la consultazione, l'Autorità ha anche proposto di modificare la ripartizione degli oneri derivanti dal meccanismo di efficienza energetica tra il Conto alimentato dalle tariffe elettriche e quello alimentato dalle tariffe gas, al fine di consentire una migliore prevedibilità delle risorse necessarie.

Le proposte presentate nel documento per la consultazione nascono dall'analisi dei principali elementi emersi nei primi cinque anni di funzionamento del meccanismo e dall'analisi dell'evoluzione normativa dal 2003 a oggi (con particolare riferimento alle direttive 2006/32/CE e 2009/28/CE, ai due Piani d'azione elaborati dal Governo in attuazione di tali direttive, al decreto legislativo n. 115/08 di recepimento della direttiva 2006/32/CE e alle normative tecniche previste da quest'ultimo per disciplinare alcuni aspetti inerenti il settore dei servizi energetici).

Più in generale, le proposte sono orientate ad affrontare criticità e a cogliere margini di miglioramento nel breve e nel medio-lungo periodo, in attesa che vengano determinati dal Governo gli obiettivi nazionali da conseguire negli anni successivi al 2012, in coerenza con il Piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili (PAN), pubblicato il 30 giugno 2010 in attuazione della direttiva 2009/28/CE.

Segnalazione al Governo e al Parlamento

In data 26 novembre 2010 è stato approvato dal Consiglio dei ministri lo *Schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.* Dopo essere passato all'esame delle competenti commissioni parlamentari e della Conferenza unificata Stato-Regioni, questo schema è stato approvato dal Consiglio dei ministri in data 3 marzo 2011 (decreto legislativo FER) ed è ora in attesa di pubblicazione sulla *Gazzetta Ufficiale*.
In data 14 gennaio 2011, l'Autorità ha inviato al Parlamento e al Governo la segnalazione 14 gennaio 2011, PAS 1/11 in merito allo schema di decreto legislativo di recepimento della direttiva 2009/28/CE, esprimendo la preoccupazione che, complessivamente, le previsioni introdotte in materia di certificati bianchi non contribuissero efficacemente a risolvere le criticità già rilevate, ma potessero anzi produrre un forte indebolimento del sistema.
Tenuto conto che nella formulazione finale il testo del decreto legislativo FER non risulta essere stato modificato alla luce delle criticità segnalate dall'Autorità e che dunque la sua attuazione potrebbe indurre una riduzione di efficacia ed efficienza dello strumento rispetto agli obiettivi fissati per il 2020, l'Autorità si riserva di ribadire, nelle opportune sedi, la sua posizione in merito alle disposizioni inerenti i TEE contenute nel decreto legislativo stesso, nonché ai possibili effetti negativi che dalla sua attuazione potrebbero derivare.

Attività di gestione e divulgazione

Valutazione di proposte di progetto e di programma di misura

L'attività di valutazione delle proposte di progetto e di programma di misura, condotta con il supporto dell'ENEA nell'ambito dell'apposita convenzione stipulata nel 2006 e rinnovata nel 2009, ha comportato l'analisi puntuale della rispondenza dei contenuti delle proposte al disposto dei decreti ministeriali e delle Linee guida dell'Autorità. In alcuni casi è stato effettuato un supplemento di istruttoria, richiedendo ai soggetti interessati chiarimenti, approfondimenti, integrazioni e modifiche, relativamente a parti specifiche delle proposte, prima di notificare l'esito definitivo della valutazione. Nel complesso sono state valutate 154 proposte, di cui circa il 74% sono state approvate.

Verifica e certificazione dei risparmi energetici

Dall'avvio del meccanismo (1 gennaio 2005) all'1 aprile 2011 sono pervenute agli Uffici dell'Autorità circa 5.000 richieste di verifica e di certificazione dei risparmi, relative a circa 8.000 interventi realizzati presso i consumatori finali. Le richieste sono state presentate nel 16% dei casi da distributori obbligati (ottenendo la certificazione del 14% dei risparmi totali), e nel restante 84% dei casi da soggetti non obbligati (ottenendo la certificazione dell'86% dei risparmi), con una predominanza di società dei servizi energetici. Nell'ultimo anno sono state presentate all'Autorità circa 1.400 richieste.
All'1 aprile 2011, i risparmi di energia primaria complessivamente certificati dagli Uffici dell'Autorità con il supporto dell'ENEA ammontano a 8.973.571 tep, rispetto a un obiettivo cumulato, da conseguirsi entro la fine di maggio dello stesso anno, pari a 10,8 milioni di tep. I risparmi certificati (Fig. 4.3) sono stati conseguiti attraverso:

- interventi sui consumi elettrici nel settore domestico (per

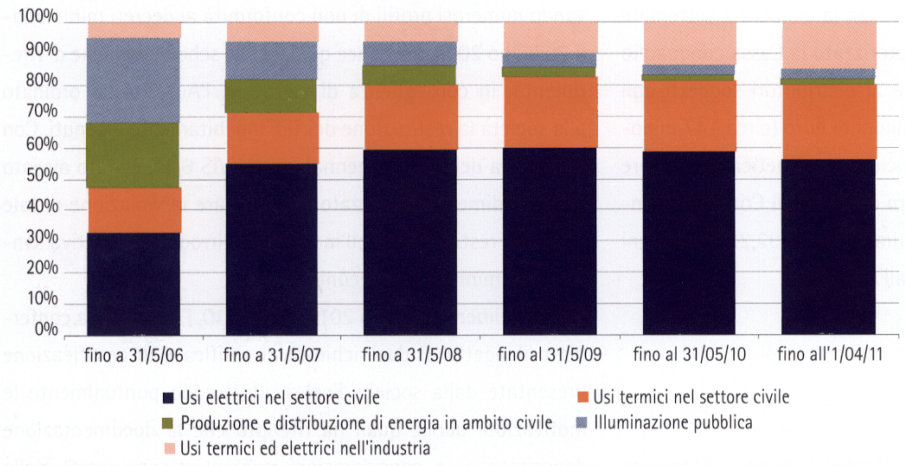
esempio, illuminazione, scalda acqua elettrici, piccoli sistemi fotovoltaici, elettrodomestici, pompe di calore, sistemi di condizionamento: 56% circa);

- interventi sui consumi per il riscaldamento nell'edilizia civile e terziaria (per esempio, caldaie e scalda acqua ad alta efficienza, isolamenti termici degli edifici, solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria: 24% circa);
- interventi di varia natura nel settore industriale (per esempio, sistemi di cogenerazione per usi di processo, sistemi di decompressione del gas, motori ad alta efficienza, installazione di inverter, gestione calore: 15% circa);
- interventi di miglioramento dell'efficienza energetica degli impianti di illuminazione pubblica (3% circa);
- interventi su sistemi di generazione e distribuzione di vettori energetici in ambito civile (per esempio, interventi su sistemi di cogenerazione e teleriscaldamento: 2% circa).

Il confronto di questa ripartizione percentuale con quelle registrate nel corso degli anni precedenti evidenzia come, pur rimanendo predominanti gli interventi nel settore domestico, nel corso di 5 anni si sia triplicata la quota di risparmi ottenuti grazie a interventi nel settore industriale.

FIG. 4.3

Evoluzione nel tempo della ripartizione tra settori d'intervento dei risparmi certificati dall'avvio del meccanismo



Fonte: Elaborazione dati AEEG.

In base a tali certificazioni, gli Uffici dell'Autorità hanno autorizzato il Gestore dei mercati energetici (GME) all'emissione di TEE equivalenti, in volume, ai risparmi certificati. Nel complesso, nel periodo di tempo indicato è stata autorizzata l'emissione di 6.401.901 TEE di tipo I (attestanti, cioè, risparmi di energia elettrica), 2.110.067 TEE di tipo II (attestanti, cioè, risparmi di gas naturale), 461.603 TEE di tipo III (attestanti, cioè, risparmi di combustibili solidi e liquidi non utilizzati per autotrazione), 0 TEE di tipo IV (attestanti, cioè, risparmi di combustibili solidi e liquidi utilizzati per autotrazione).

Sulla base del disposto dei decreti ministeriali 20 luglio 2004, i TEE emessi hanno potuto essere negoziati nell'ambito delle sessioni del mercato dei TEE, organizzate periodicamente dal GME sulla base di regole approvate dall'Autorità, ovvero tramite contrattazione bilaterale.

Verifica del raggiungimento degli obiettivi specifici per l'anno 2009 ed erogazione del contributo tariffario

I TEE emessi dal GME su autorizzazione dell'Autorità sono validi ai fini del conseguimento degli obiettivi annuali di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica e di gas

naturale. Entro il 31 maggio 2010, e ai sensi della delibera 23 maggio 2006, n. 98/06, parte dei TEE fino ad allora emessi sono stati consegnati all'Autorità dai distributori obbligati ai fini della verifica di conseguimento dell'obiettivo per l'anno 2009; 41 dei 67 distributori obbligati non hanno consegnato TEE sufficienti al pieno raggiungimento del proprio obiettivo e 1 non ha adempiuto del tutto. Sulla base del disposto del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, i 40 distributori risultati inadempienti all'obiettivo 2009 per una quota inferiore al 40% del proprio obiettivo potranno compensare l'inadempienza nell'anno successivo senza incorrere in sanzioni, mentre nei confronti del distributore totalmente inadempiente e di un altro inadempiente al 90%, con le delibere 29 luglio 2010, VIS 82/10, e 22 settembre 2010, VIS 106/10, sono state avviate istruttorie formali.

A valle delle verifiche di cui sopra, con la delibera 2 settembre 2010, EEN 12/10, l'Autorità ha autorizzato la Cassa conguaglio per il settore elettrico a erogare ai distributori soggetti agli obblighi un totale di circa 215 milioni di euro (circa 147 milioni di euro a valere sul Conto efficienza energetica nel settore elettrico e circa 68 milioni di euro a valere sul Conto efficienza energetica nel settore gas naturale), pari a 92,22 € per ogni TEE di tipo I, II o III consegnato all'Autorità.

Accreditamento di società di servizi energetici e di soggetti con energy manager

Nel corso dell'anno è proseguita l'attività di accreditamento delle società operanti nel settore dei servizi energetici all'utilizzo del sistema informativo per la presentazione di proposte di progetto, nonché di richieste di verifica e di certificazione dei risparmi energetici, nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi. In base a quanto stabilito dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, così come recepito nell'ambito della regolazione dalla delibera 18 novembre 2008, EEN 34/08, è proseguita anche l'analoga attività di accreditamento dei soggetti che hanno provveduto alla nomina del responsabile per la gestione dell'energia (c.d. *energy manager*), ai sensi della legge 9 gennaio 1991, n. 10.

All'1 aprile 2011 risultavano accreditate, sulla base di una autocertificazione sostitutiva di atto di notorietà presentata ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445, più o meno 1.847 società di servizi energetici (con una crescita di circa il 12% rispetto all'anno precedente) e 31 soggetti che hanno provveduto alla nomina dell'*energy manager* (17 in più rispetto all'anno precedente). Complessivamente, il 16% di tutti i soggetti accreditati ha ottenuto l'emissione di TEE a certificazione dei risparmi conseguiti tramite interventi realizzati presso i consumatori finali, ed è dunque incluso in un apposito elenco, pubblicato e regolarmente aggiornato sul sito internet dell'Autorità.

Riesame di richieste di verifica e certificazione di risparmi energetici e per l'eventuale esercizio di poteri di autotutela

Con la delibera 6 maggio 2010, EEN 10/10, l'Autorità ha concluso il procedimento di riesame avviato nei confronti di 2 progetti presentati nell'anno 2005 dalla società Esco Italia, rilevando numerosi profili di non conformità ai decreti ministeriali 20 luglio 2004, alle Linee guida e alle schede tecniche di riferimento; in conseguenza di tutto ciò, l'Autorità ha ordinato alla società la restituzione dei TEE indebitamente ottenuti. Con successiva delibera 26 gennaio 2011, VIS 6/11, è stato avviato un procedimento finalizzato ad accertare la violazione di tale ordine di restituzione dell'indebito e a irrogare la relativa sanzione amministrativa pecuniaria.

Con la delibera 14 luglio 2010, EEN 11/10, l'Autorità ha confermato il rigetto di due richieste di verifica e di certificazione presentate dalla società Enel.si, illustrando puntualmente le motivazioni per le quali ha ritenuto che la documentazione depositata e le considerazioni aggiuntive, presentate dalla società in una nota per il riesame delle richieste, non fossero idonee a provare il rispetto della regolazione di riferimento. La nota per il riesame è stata esaminata in via eccezionale, in ottemperanza a quanto richiesto dal TAR Lombardia (sentenza n. 80/10), al fine di pronunciarsi sul merito del ricorso presentato dalla società, in relazione al primo rigetto delle due richieste.

Con la delibera 9 febbraio 2011, EEN 2/11, assunta in ottemperanza della sentenza del TAR Lombardia n. 7659/10, e tenuto conto di quanto precisato anche nella decisione del Consiglio di Stato n. 1635/10, l'Autorità ha riconosciuto alla società TEP Energy Solutions il tasso di ritorno effettivamente registrato dai buoni omaggio distribuiti per l'ottenimento di kit a risparmio energetico e idrico, nell'ambito di un progetto realizzato dalla società nel 2007. In particolare, nella citata sentenza il

TAR Lombardia, riprendendo quanto definito dal Consiglio di Stato nella decisione n. 1635/10, ha precisato che la corretta esecuzione dei progetti di risparmio energetico costituisce un'obbligazione di risultato, in quanto la relativa remunerazione in termini di certificati bianchi, in caso di controllo, non deve essere parametrata al dato forfetario del 50% dei buoni inviati (in vigore fino al febbraio 2007), ma deve invece essere commisurata alle percentuali di effettiva utilizzazione degli stessi, da parte dei consumatori finali. Ciò in quanto i risparmi energetici derivanti dalla realizzazione dei progetti di efficienza energetica devono essere effettivi, altrimenti i certificati bianchi, rilasciati a fronte di una mancata riduzione dell'inquinamento (conseguente al mancato risparmio energetico), porterebbero al risultato paradossale, opposto all'obiettivo per cui sono nati, di consentire un aumento del tasso complessivo di inquinamento, con evidente danno per l'umanità e l'ambiente a livello globale.

Rapporti statistici intermedi

In attuazione di quanto previsto dall'art. 8, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, nei mesi di aprile e settembre 2010 l'Autorità ha predisposto e pubblicato il primo e il secondo *Rapporto statistico intermedio relativo all'anno d'obbligo 2009* (relativi, rispettivamente, ai periodi giugno 2009 – dicembre 2009 e gennaio 2010 – maggio 2010). Essi contengono informazioni e statistiche relative all'andamento delle certificazioni dei risparmi energetici, dettagliate per regione e divise per ciascuna delle schede standardizzate e analitiche in vigore, nonché un elenco delle certificazioni dei risparmi effettuate per interventi a consuntivo con i risparmi ottenuti o attesi.

Entrambi i *Rapporti* presentano nella prima parte i dati relativi ai risparmi energetici conseguiti e certificati complessivamente a livello nazionale e nella seconda parte 20 schede regionali, nelle quali i dati nazionali vengono declinati per ogni regione italiana.

Quinto Rapporto Annuale sul meccanismo dei Titoli di efficienza energetica

Nel mese di marzo 2011, l'Autorità ha pubblicato il *Quinto Rapporto Annuale sul funzionamento del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica*, la cui diffusione è prevista dai decreti ministeriali del 20 luglio 2004. Il *Rapporto*, oltre a sintetizzare l'evoluzione del quadro normativo e regolatorio di riferimento, analizza sia i risultati complessivamente conseguiti al termine del quinto anno di attuazione (la data di chiusura della verifica di conseguimento dell'obiettivo di risparmio energetico 2009 cade il 31 maggio 2010), sia le principali tendenze evolutive registrate dal meccanismo nell'arco del suo primo quinquennio di funzionamento.

In particolare, l'analisi conferma il giudizio positivo su questo strumento di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali, evidenziando risultati anche superiori alle attese, non solo in termini di entità dei risparmi energetici conseguiti rispetto agli obiettivi fissati dal legislatore (rivisti al rialzo a metà del quinquennio di attuazione), ma anche in termini di numerosità degli interventi realizzati e di soggetti attivi nell'offerta dei servizi energetici, nonché di volumi di TEE scambiati nelle due sedi di contrattazione. Il *Rapporto* evidenzia, dunque, come siano state gradualmente superate le inevitabili complessità associate all'introduzione *ex novo* di qualunque sistema incentivante basato su logiche di mercato (si tratta della prima esperienza a livello internazionale applicata alla promozione dell'uso efficiente dell'energia), e come il meccanismo abbia oggi raggiunto un buon livello di maturità e di consolidamento.

Grazie ai certificati bianchi, il nostro Paese sta dimostrando che, se correttamente stimolato, può essere in grado di risparmiare molta energia ogni anno; i dati riportati nel secondo *Rapporto statistico intermedio relativo all'anno d'obbligo 2009* mostrano come mediamente, da gennaio a maggio 2010, l'energia risparmiata ogni mese sia stata di poco inferiore a 300.000 tep, cioè il 40% in più di quanto registrato nello stesso periodo del 2009.

Forse ancora più importante è osservare che tali risultati sono stati raggiunti con elevati livelli di efficienza economica, valutati in termini di rapporto tra costi sostenuti dal Paese e benefici pubblici e privati conseguiti. In base a ipotesi molto conservative, infatti, nel quinquennio 2005-2009 la spesa per incentivare il risparmio di 1 kWh non ha superato 1,7 c€; si tratta di un valore molto inferiore, dunque, rispetto agli incentivi erogati nell'ambito di altri sistemi orientati a conseguire i medesimi benefici in termini di lotta all'inquinamento e di sicurezza energetica. Inoltre, in base alla regolazione sviluppa-

ta dall'Autorità, gli incentivi vengono erogati solo per l'installazione di tecnologie più efficienti nell'uso dell'energia rispetto agli standard già obbligatori per legge o alle tecnologie già diffuse nel mercato (che generano risparmi energetici c.d. "addizionali"). Questo significa che i risparmi energetici ed economici complessivamente generati dal sistema a beneficio del Paese sono tuttora maggiori di quelli addizionali contabilizzati e incentivati e che, conseguentemente, il costo unitario del kWh risparmiato con i certificati bianchi è ancora inferiore rispetto agli 1,7 c€ di cui sopra.

I TEE confermano dunque di essere uno strumento che, se costantemente sostenuto e potenziato, è in grado di dare un contributo significativo allo sviluppo economico del Paese e al conseguimento degli obiettivi del Pacchetto energia-clima 20-20-20 al 2020. Proprio con l'obiettivo di sostenere l'efficacia dello strumento e, con esso, gli investimenti in tecnologie efficienti nell'uso finale dell'energia, l'Autorità individua alcuni interventi normativi prioritari, già oggetto di segnalazione nel precedente *Rapporto Annuale*. Infatti, anche nel *Quinto Rapporto Annuale* si evidenzia come negli ultimi due anni la crescita dei volumi di risparmi certificati non sia risultata proporzionata al contestuale forte incremento degli obiettivi nazionali, con la conseguenza che al 31 maggio 2010 l'ammontare dei TEE disponibili per l'adempimento degli obblighi risultava solo del 4,5% superiore all'obiettivo assegnato per il 2009. Inoltre, sulla base delle emissioni di certificati bianchi previste nei prossimi mesi in relazione ai progetti di efficienza energetica già presentati, l'Autorità stima che, per la prima volta dall'avvio del meccanismo, nell'anno d'obbligo 2010 la disponibilità di TEE sarà inferiore a quanto richiesto per il raggiungimento degli obiettivi nazionali assegnati. L'Autorità evidenzia il perdurare di tre principali criticità normative che agiscono da freno a uno sviluppo degli investimenti proporzionato agli obiettivi da conseguire in futuro:

- l'assenza di target di medio periodo (obiettivi nazionali per gli anni successivi al 2012), fonte di un'estrema incertezza sul valore economico che i TEE potranno assumere in futuro e che rende, dunque, meno appetibili investimenti in nuovi interventi, per i quali l'emissione di TEE avrebbe luogo *ex lege* per 5, 8 o 10 anni;
- le complesse interazioni instauratesi tra diversi sistemi incentivanti, introdotti successivamente al meccanismo dei certificati bianchi (per esempio, certificati verdi per i sistemi di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento, Conto energia per gli impianti fotovoltaici, detrazioni fiscali del 55% per gli interventi di ristrutturazione edilizia ecc.), che in questi anni hanno ingenerato molta confusione negli operatori e diverse difficoltà applicative;
- le incertezze ancora legate alle modalità con le quali verranno attuate le previsioni introdotte dal decreto legislativo n. 20/07, relativamente al sostegno economico per la cogenerazione ad alto rendimento; malgrado il fatto che dall'1 gennaio 2011 siano entrate in vigore le nuove modalità di identificazione dei sistemi cogenerativi ad alto rendimento previsti dalla direttiva 2004/8/CE, deve infatti ancora essere emanato il decreto ministeriale di attuazione.

Il *Quinto Rapporto Annuale* contiene un'analisi di quale potrebbe essere il ruolo svolto dal meccanismo dei TEE nell'ambito della strategia delineata dal citato Piano d'azione nazionale sulle fonti rinnovabili, pubblicato dal Governo il 30 giugno 2010 in attuazione della direttiva 2009/28/CE, che menziona i certificati bianchi come uno dei principali strumenti a disposizione del Paese. Il Piano d'azione nazionale fissa gli obiettivi per l'Italia sulla base sia delle previsioni di crescita, tra il 2010 e il 2020, del consumo finale lordo di energia, sia della necessità di coprire entro il 2020 con le fonti rinnovabili (termiche ed elettriche) una quota pari al 17% di tale consumo lordo. Concentrandosi soltanto sulle evoluzioni previste per le due macro-componenti dei consumi corrispondenti a riscaldamento/raffrescamento ed elettricità, i TEE si configurerebbero come lo strumento più adatto per guidare il nostro Paese al raggiungimento di tali obiettivi e al monitoraggio dei risultati conseguiti annualmente. Elaborando i dati relativi allo scenario tendenziale e ai target descritti nel Piano d'azione nazionale, il *Rapporto Annuale* valuta quale potrebbe essere l'entità dei nuovi obiettivi nazionali di risparmio energetico da fissare per il periodo 2013-2020.

5.
Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

PAGINA BIANCA

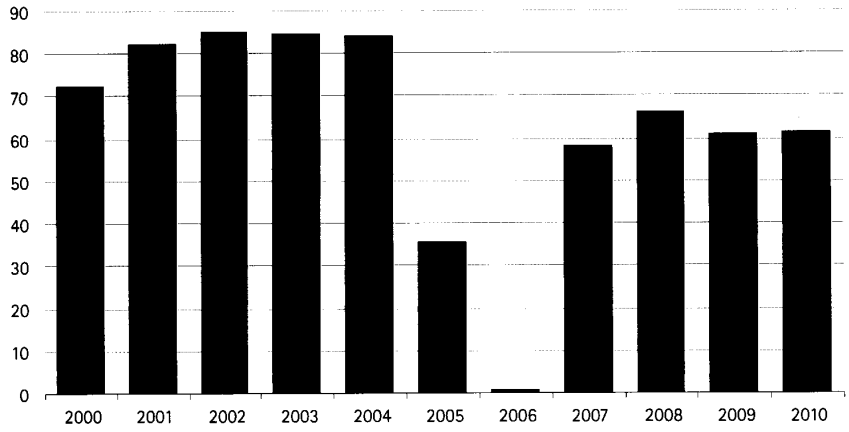
Ricerca di sistema

Quadro normativo della ricerca di sistema

Anche nel 2010, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha continuato a svolgere le funzioni del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE), affidatele in via transitoria con decreto del Ministro dello sviluppo economico. Il CERSE, come previsto dal decreto del Ministro delle attività produttive 8 marzo 2006, esercita funzioni consultive e propositive nei confronti del medesimo ministero, in particolare:

- predispone e aggiorna un Piano triennale nel quale si inquadrano le attività di ricerca di sistema elettrico;
- definisce i criteri per la predisposizione, da parte della Segreteria operativa di cui all'art. 10 dello stesso decreto, degli schemi dei bandi di gara per i progetti di ricerca di sistema elettrico;
- organizza l'attività di valutazione sui progetti di ricerca e predispone le conseguenti graduatorie, ove presentati nell'ambito delle procedure concorsuali.

I costi relativi alle attività di ricerca e sviluppo finalizzate all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico (che costituiscono onere generale afferente al sistema elettrico) sono coperti attraverso stanziamenti a carico di un fondo istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), alimentato dal gettito della componente A_5 della tariffa elettrica, il cui ammontare, fissato dall'Autorità, è attualmente pari a circa 0,02 c€ per ogni kWh consumato dai clienti finali.



Fonte: CCSE.

FIG. 5.1

Disponibilità finanziarie per la ricerca di sistema elettrico

Gettito componente A_5 (milioni di euro)

Le attività di ricerca possono essere a totale beneficio degli utenti del sistema elettrico o a beneficio degli utenti del sistema elettrico e contestualmente di interesse specifico di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica. Nel primo caso, le attività, c.d. "di tipo a)", possono essere interamente finanziate dal fondo e i risultati sono di pubblico dominio. Nel secondo caso, le attività, c.d. "di tipo b)", sono cofinanziate e i risultati formano oggetto di privativa. Il decreto ministeriale 8 marzo 2006 prevede inoltre che per le prime il ministero possa stipulare accordi di programma con soggetti pubblici o organismi a prevalente partecipazione pubblica, mentre per le seconde i finanziamenti debbano essere concessi a seguito di apposite procedure concorsuali.

Con il decreto del Ministro delle attività produttive 23 marzo 2006 e con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 marzo 2009 sono stati approvati i primi due Piani triennali della ricerca di sistema elettrico e identificati i soggetti beneficiari degli accordi di programma (ENEA, CNR e RSE). Le risorse messe a disposizione dal Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2009-2011 ammontano a 210 milioni di euro e sono ripartite secondo tre aree prioritarie di intervento: governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale; produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente; razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica. Con il decreto 27 ottobre 2010, il Ministro dello sviluppo economico ha quindi approvato il Piano operativo annuale 2010 per la ricerca di sistema elettrico nazionale, che prevede la ripartizione delle risorse mostrata nella tavola 5.1.

TAV. 5.1

Risorse finanziarie del Piano operativo annuale 2010 per la ricerca di sistema elettrico nazionale

AREA PRIORITARIA DI INTERVENTO DI RICERCA	TIPOLOGIA ATTIVITÀ DI RICERCA A)	B)	TOTALE CONCESSO
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	**24,5**	**10,0**	**34,5**
Analisi dello sviluppo futuro del sistema elettrico nazionale	**8,0**	**–**	**8,0**
Infrastrutture	**8,0**	**10,0**	**18,0**
Trasporto e distribuzione dell'energia elettrica	7,0	6,0	13,0
Accumulo dell'energia elettrica	1,0	4,0	5,0
Energia nucleare	**8,5**	**–**	**8,5**
Fissione nucleare	3,5	–	3,5
Fusione nucleare	5,0	–	5,0
Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente	**15,0**	**8,0**	**23,0**
Sviluppo e diffusione delle energie rinnovabili	**4,5**	**–**	**4,5**
Energia elettrica da biomasse	3,0	4,0	7,0
Energia elettrica da fotovoltaico	2,0	2,0	4,0
Energia elettrica da fonti geotermiche		2,0	2,0
Cattura e sequestro della CO2 prodotta dall'utilizzo di combustibili fossili	**5,5**	**–**	**5,5**
Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica	**5,5**	**40,0**	**45,5**
Tecnologie di risparmio elettrico e nei settori collegati industria e servizi	**1,5**	**11,0**	**12,5**
Risparmio di energia elettrica nell'illuminazione pubblica	**1,0**	**12,0**	**13,0**
Risparmio di energia elettrica nel settore civile	**1,0**	**8,0**	**9,0**
Utilizzo dell'energia elettrica e solare per condizionamento estivo	**1,0**	**4,0**	**5,0**
Risparmio di energia elettrica nei mezzi di trasporto	**1,0**	**5,0**	**6,0**
TOTALE	45,0	58,0	103,0

Fonte: Decreto del Ministro dello sviluppo economico 27 ottobre 2010.

Attività di ricerca di sistema elettrico svolte dall'Autorità nelle funzioni del CERSE

Bandi di gara per la selezione di progetti di ricerca di sistema

Con il decreto 16 febbraio 2010, il Ministero dello sviluppo economico ha approvato le graduatorie dei progetti ammessi al finanziamento ai sensi del bando del 12 dicembre 2008. La disponibilità di risorse finanziarie non assegnate nell'ambito di questo bando o comunque disponibili sul Fondo per la ricerca di sistema elettrico e la necessità di mettere a disposizione del sistema elettrico risorse per la ricerca e l'innovazione tecnologica, hanno reso possibile e opportuna la predisposizione di un nuovo bando, da sottoporre al ministero per approvazione, inteso a finanziare i progetti rispondenti ai temi di ricerca contenuti nel Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2009-2011 e nel Piano operativo annuale 2010 per la ricerca di sistema elettrico nazionale. Lo stimolo alle attività di ricerca potrà favorire: lo sviluppo di tecnologie energetiche innovative, efficienti e competitive, integrabili nel sistema energetico nazionale; la diversificazione delle fonti energetiche; la protezione dell'ambiente; la competitività del sistema economico; la promozione della concorrenza; la tutela dei consumatori. Al fine di promuovere il coinvolgimento massimo degli operatori industriali e scientifici del Paese, delle organizzazioni di ricerca e delle amministrazioni locali, l'Autorità, nelle funzioni del CERSE, ha avviato un ampio processo di consultazione in merito ai criteri per la predisposizione dello schema del nuovo bando di gara.

Attività di valutazione e verifica dei piani annuali di realizzazione presentati da ENEA, CNR e RSE nell'ambito degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico

Gli accordi di programma tra il Ministero dello sviluppo economico ed ENEA, CNR e RSE, derivanti dall'approvazione del Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2006-2008, sono stati attivati il 22 giugno 2007, mentre con i decreti 30 luglio 2009 e 2 agosto 2010 sono stati approvati gli accordi di programma tra lo stesso ministero e, rispettivamente, RSE ed ENEA, per quanto riguarda le attività del Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2009-2011. Le attività di vigilanza e controllo sulla realizzazione degli accordi e sul raggiungimento degli obiettivi sono svolte dai Comitati di sorveglianza istituiti dall'attuale Direzione Generale per l'energia nucleare, le energie rinnovabili e l'efficienza energetica del Ministero dello sviluppo economico, che esprimono pareri e proposte dei quali il soggetto affidatario dell'accordo tiene conto nella definizione dei Piani annuali di realizzazione e nell'eventuale rimodulazione temporale delle attività. L'Autorità partecipa ai lavori dei tre Comitati di sorveglianza con un proprio rappresentante. La stessa Autorità, nelle funzioni del CERSE, organizza l'attività di valutazione sui progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma, avvalendosi del contributo determinante della Segreteria operativa e degli esperti appartenenti all'elenco formato con la delibera 19 settembre 2007, n. 214/07, e aggiornato con la delibera 26 giugno 2009, RDS 6/09.

Nel corso del 2010, RSE, portate a termine le attività del Piano annuale di realizzazione 2009, ha avviato le attività relative al successivo Piano 2010. La verifica dei risultati finali conseguiti nel Piano 2009 è stata avviata nel marzo 2010 a seguito della presentazione da parte di RSE del consuntivo delle attività svolte, e si è conclusa con la conferma del raggiungimento degli obiettivi prefissati, oltre che dell'ammissibilità, della pertinenza e della congruità delle spese documentate, da parte degli esperti individuati con la delibera 15 aprile 2010, RDS 2/10. Con la delibera 16 giugno 2010, RDS 4/10, l'Autorità ha quindi approvato gli esiti delle verifiche e determinato il costo complessivo

ammissibile delle attività sostenute. Nel mese di novembre, a seguito dell'approvazione del Piano operativo annuale 2010 per la ricerca di sistema elettrico nazionale, RSE ha presentato all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico il Piano annuale di realizzazione 2010. Il 4 febbraio 2011, lo stesso ministero, acquisiti le relazioni degli esperti individuati con la delibera dell'Autorità 2 dicembre 2010, RDS 12/10, e il parere positivo del Comitato di sorveglianza dell'accordo di programma, ha ammesso al finanziamento il Piano annuale di realizzazione 2010 di RSE, per un importo complessivo di 34 milioni di euro.

L'attività di valutazione del Piano annuale di realizzazione 2006 di ENEA, avviato nel 2007 e conclusosi nell'aprile del 2009, si è perfezionata con la delibera 25 febbraio 2010, RDS 1/10, con la quale è stato approvato il consuntivo delle attività svolte. Con la delibera 12 ottobre 2010, RDS 10/10, l'Autorità, nelle funzioni del CERSE, ha individuato gli esperti sia per la verifica dell'ammissibilità, della pertinenza e della congruità delle spese documentate e dei risultati finali conseguiti nell'ambito dei progetti del Piano annuale di realizzazione 2007 – ammesso al finanziamento dal Ministero dello sviluppo economico nell'ottobre 2009, per un importo complessivo di 20 milioni di euro – sia per la valutazione del Piano annuale di realizzazione 2008-2009 dell'accordo di programma tra il medesimo ministero ed ENEA. In esito al suddetto processo di valutazione, lo stesso ministero ha ammesso al finanziamento il Piano 2008-2009 di ENEA, per un importo complessivo di 25 milioni di euro. Inoltre, con la delibera 3 dicembre 2010, RDS 13/10, è stato approvato il consuntivo delle attività svolte nell'ambito del Piano annuale di realizzazione 2007.

Per quanto riguarda il CNR, nel maggio 2010 il Direttore del Dipartimento energia e trasporti ha presentato il consuntivo delle attività svolte nell'ambito del Piano annuale di realizzazione 2007. Con la delibera 16 giugno 2010, RDS 5/10, l'Autorità ha quindi individuato gli esperti per la verifica dell'ammissibilità, della pertinenza e della congruità delle spese documentate e dei risultati finali conseguiti nell'ambito dei progetti del suddetto Piano. Il consuntivo delle attività del Piano è stato approvato con la delibera dell'Autorità 31 agosto 2010, RDS 8/10. Nel luglio 2010, il CNR ha quindi inviato all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico il proprio Piano annuale di realizzazione 2008, per ottenerne l'ammissione al finanziamento da parte dello stesso ministero. Il processo di valutazione è stato avviato con la delibera dell'Autorità 31 agosto 2010, RDS 9/10, con la quale sono stati individuati gli esperti per la valutazione.

Nel corso del 2010, nell'ambito degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico, sono stati erogati contributi per circa 48,6 milioni di euro, di cui 24.500.000 a RSE, 19.160.060 a ENEA e 4.926.122 al CNR.

Progetti di ricerca e risultati tecnico-scientifici

Complessivamente sono stati conclusi o sono in corso di realizzazione 29 progetti: 6 a opera di RSE, 14 a opera di ENEA (sulle annualità 2007, 2008 e 2009) e 5 a opera del CNR. Quattro progetti sono svolti in modo indipendente, ma coordinato, da ENEA e RSE, 2 da CNR ed ENEA. I risultati tecnico-scientifici ottenuti nell'ambito di questi progetti sono di pubblico dominio e liberamente consultabili in apposite sezioni dei siti internet di RSE, ENEA e CNR.

TAV. 5.2

Progetti realizzati o in corso di realizzazione nel 2010 e organismi di ricerca o società responsabili dei progetti

TEMI DI RICERCA (A)	SOGGETTO ATTUATORE
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	
Sistemi avanzati di accumulo di energia	ENEA
Nuovo nucleare da fissione: collaborazioni internazionali e sviluppo competenze	ENEA/RSE
Studi sullo sviluppo del sistema elettrico e della rete elettrica nazionale	RSE
Ricerche su reti attive, generazione distribuita e sistemi di accumulo	RSE
Produzione e fonti energetiche/Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente	
Tecnologie innovative per migliorare le prestazioni ambientali delle centrali a polverino di carbone	CNR
Valutazione e utilizzazione dei biocombustibili ottenuti da residui o scarti agricoli di scarso valore intrinseco e di alghe per l'applicazione in impianti di cogenerazione basati su microturbine	CNR
Celle a combustibile per applicazioni stazionarie cogenerative	CNR/ENEA
Tecnologie di gassificazione del carbone con cattura e sequestro della CO_2	ENEA
Sviluppo di tecnologie avanzate per componenti fotovoltaici innovativi	ENEA
Nuovo nucleare da fissione	ENEA
Sviluppo di un sistema innovativo di *oxicombustion* – di tipo *flameless* – di carbone per impianti di produzione di elettricità con ridottissimi livelli di emissione, predisposti per la cattura della CO_2	ENEA
Ricerca su celle fotovoltaiche innovative	ENEA
Studi e valutazioni sul potenziale energetico delle correnti marine	ENEA
Studi sulla produzione elettrica locale da biomasse e scarti	ENEA/RSE
Studi sull'utilizzo pulito dei combustibili fossili e cattura e sequestro della CO_2	ENEA/RSE
Studi sui potenziali sviluppi delle energie rinnovabili	RSE
Studi sul fotovoltaico con concentrazione solare	RSE
Usi finali/Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica	
Sistemi elettrochimici per l'accumulo di energia	CNR
Utilizzo dell'energia elettrica e solare per la climatizzazione estiva	CNR/ENEA
Sistemi di climatizzazione estiva e invernale assistita da fonti rinnovabili	ENEA
Sviluppo di strumenti di programmazione e pianificazione per la produzione di tecnologie efficienti per la razionalizzazione dei consumi elettrici a scala territoriale e urbana	ENEA
Elettrotecnologie innovative per i settori produttivi: applicazioni su scala reale	ENEA
Determinazione dei fabbisogni e dei consumi energetici dei sistemi edificio-impianto, in particolare nella stagione estiva e per uso terziario e abitativo e loro razionalizzazione; interazione condizionamento e illuminazione	ENEA
Strumenti e tecnologie per l'efficienza energetica nel settore dei servizi	ENEA
Tecnologie per il risparmio elettrico nel settore civile	ENEA
Nuovi materiali e componenti innovativi per i mezzi di trasporto	ENEA
Tecnologie per il risparmio elettrico/energetico nell'illuminazione pubblica	ENEA/RSE
Studi e valutazioni sull'uso razionale dell'energia elettrica	RSE
Impatto sul sistema elettrico della potenziale diffusione dei veicoli elettrici	RSE

(A) Le dizioni "Produzione e fonti energetiche" e "Usi finali" sono riferite al Piano triennale 2006-2008, mentre le dizioni "Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente" e "Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica" sono riferite al Piano triennale 2008-2010.

PAGINA BIANCA

6.
Attuazione della regolamentazione, vigilanza e reclami

PAGINA BIANCA

Attività propedeutica alla regolamentazione

Attività di consultazione

Nel periodo compreso tra aprile 2010 e marzo 2011, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato 44 consultazioni, producendo con riferimento a quattro aree tematiche (qualità stoccaggio gas, tariffe stoccaggio gas, servizio bilanciamento gas e remunerazione capacità produttiva energia elettrica) più documenti per la consultazione (consultazioni plurime).

Il tempo medio complessivo per inviare risposte alle consultazioni è di circa 45 giorni. Tale dato, che segna una lieve flessione rispetto al precedente anno, risente delle consultazioni brevi che si sono rese necessarie nel corso del periodo esaminato.

L'elevato numero di consultazioni e il consistente tempo medio concesso per le stesse testimoniano la volontà dell'Autorità di continuare a garantire il coinvolgimento dei soggetti interessati, anche attraverso la possibilità di elaborare osservazioni e formulare proposte. La consultazione costituisce, infatti, un imprescindibile ed efficace strumento di partecipazione ai processi decisionali, che consente tra l'altro di far emergere e di comporre i differenti interessi di volta in volta implicati.

TAV. 6.1

Sintesi delle attività di consultazione

Aprile 2010 – Marzo 2011

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DI DIFFUSIONE
Proposte di provvedimenti per il completamento della disciplina del servizio di misura di gas naturale	19.04.10
Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica: proposta di modifiche alla regolazione per il periodo 2008-2011 a seguito dell'estensione della Rete di trasmissione nazionale	19.04.10
Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio di gas naturale per il terzo periodo di regolazione	21.04.10
Il Mercato a termine della capacità di generazione elettrica	23.04.10
Linee guida per l'organizzazione di un sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale	29.04.10
Regolazione degli aspetti generali della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale – Prima consultazione	29.04.10
Proposte volte a permettere la fatturazione ai clienti finali in maggior tutela dotati di misuratori elettronici telegestiti con esclusivo riferimento ai consumi effettivi	6.05.10
Disciplina di alcune partite economiche relative al regime tariffario speciale al consumo di RFI – Rete ferroviaria italiana	7.05.10
Sistema informativo integrato per la gestione dei rapporti fra i diversi operatori dei mercati liberalizzati (SII)	21.05.10

TAV. 6.1 SEGUE

Sintesi delle attività di consultazione

Aprile 2010 – Marzo 2011

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DI DIFFUSIONE
Aggiornamento delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica	25.05.10
Condizioni per il dispacciamento nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili: definizione dell'indice di affidabilità "IA" ai fini del calcolo della mancata produzione eolica	26.05.10
Orientamenti in materia di regolazione dei corrispettivi a favore degli impianti essenziali	26.05.10
Revisione di alcune disposizioni della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo 2009-2012 (RQDG). Introduzione di uno standard specifico per mancata lettura di misuratori accessibili del flusso informativo sulle cause di mancata raccolta	7.06.10
Adozione di nuove procedure per l'identificazione dei clienti finali non domestici aventi diritto al servizio di maggior tutela	30.06.10
Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio di gas naturale per il terzo periodo di regolazione – Orientamenti finali	1.07.10
L'approvvigionamento a termine da parte di Terna delle risorse interrompibili a partire dal 2011	2.07.10
Proposte di nuove schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria relativi agli interventi di cui all'art. 5, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e s.m.i.	8.07.10
Controllo della vendita ai clienti finali di energia elettrica da fonti rinnovabili	14.07.10
Mercato del gas naturale. Completamento regimi di tutela, acquisto e perdita della responsabilità dei prelievi e morosità relativa ai punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas	22.07.10
Sviluppi della regolazione dei servizi di trasporto e bilanciamento, stoccaggio e distribuzione del gas naturale per lo sviluppo del mercato all'ingrosso e al dettaglio	26.07.10
Standard nazionale di comunicazione tra distributori e venditori di energia elettrica per le prestazioni di qualità commerciale disciplinati dal TIQE	26.07.10
Modalità di copertura degli oneri in capo agli esercenti derivanti dalle disposizioni in tema di verifica dei gruppi di misura nei punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale	3.08.10
Ulteriore corrispettivo per la remunerazione della disponibilità della capacità produttiva ex art. 36 della delibera 27 marzo 2004, n. 48/04	3.08.10
Modifica del meccanismo compensativo dell'onere medio CCT di cui alla delibera n. 137/04, come modificato dalla delibera ARG/elt 53/08, in ottemperanza alla sentenza n. 1212 del Consiglio di Stato	3.08.10
Modalità di compensazione delle somme derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di uscita della rete nazionale di trasporto di cui alla delibera 19 febbraio 2010, Arg/gas 20/10	31.08.10
Criteri e modalità di applicazione delle componenti tariffarie GS_T e RE_T	2.09.10
Regolazione degli aspetti generali della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale. Orientamenti finali	27.09.10
Rateizzazione del pagamento dei corrispettivi per la vendita del gas	11.10.10
Attuazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 6 agosto 2010, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici	20.10.10
Studio preliminare di fattibilità per la creazione di un nuovo mercato petrolifero europeo	26.10.10
Disciplina in materia di funzionamento del sistema indennitario di cui all'Allegato B della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09	2.11.10
Disposizioni speciali per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura e del servizio di dispacciamento ai fini della sperimentazione dei sistemi di ricarica pubblica dei veicoli elettrici	2.11.10
Orientamenti finali e confronti internazionali sul mercato della capacità produttiva di energia elettrica	15.11.10
Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali. Previsioni in tema di clienti multi-sito e di indennizzi automatici connessi con la periodicità di fatturazione	15.11.10
Regolazione della qualità dei servizi elettrici nel IV periodo di regolazione (2012-2015). Opzioni per l'estensione degli standard specifici di continuità del servizio per i clienti alimentati in media tensione alle interruzioni brevi e approfondimenti sui contratti per la qualità	15.11.10
Primi orientamenti in materia di disciplina delle procedure di certificazione delle imprese che agiscono in qualità di gestore di un sistema di trasporto del gas naturale o di trasmissione dell'energia elettrica	22.11.10
Regolazione della qualità dei servizi elettrici nel IV periodo di regolazione (2012-2015). Nuove iniziative in materia di qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica	30.11.10
Primi orientamenti e proposte in merito all'aggiornamento della regolazione tecnica ed economica attuativa del meccanismo di efficienza energetica (certificati bianchi)	1.12.10
Proposte di nuove schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria relativi agli interventi di cui all'art. 5, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e s.m.i.	1.12.10

TAV. 6.1 SEGUE

Sintesi delle attività di consultazione

Aprile 2010 – Marzo 2011

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DI DIFFUSIONE
Servizio di bilanciamento del gas naturale. Introduzione di un sistema di bilanciamento semplificato basato su meccanismi di mercato	2.12.10
Bilanciamento del gas naturale: Regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale *(settlement)*	13.12.10
Indennizzi automatici per mancato rispetto della periodicità di emissione delle fatture di energia elettrica e di gas naturale da parte del venditore per causa imputabile al distributore. Orientamenti finali	12.01.11
Modalità di riequilibrio ex art. 32, comma 6, della legge n. 99 del 23 luglio 2009	31.01.11
Criteri per la definizione dei corrispettivi di cui al decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130	24.02.11
Completamento della disciplina relativa all'esecuzione dei contratti di vendita di energia elettrica e gas naturale nei casi di punti di prelievo/riconsegna già attivi e allineamento dei dati nella disponibilità dei diversi operatori	16.03.11
Orientamenti finali in relazione all'ipotesi di incremento della potenza prelevabile per le utenze elettriche domestiche	16.03.11
Pubblicazione comparativa di graduatorie sulla performance di risposta ai reclami dei clienti finali di energia elettrica e di gas	16.03.11
Criteri per la definizione dei corrispettivi di cui alla delibera 17 febbraio 2011, ARG/gas 13/11, in applicazione delle disposizioni di cui al decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, e modifiche dell'Allegato A alla delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10	23.03.11

Analisi di impatto della regolazione

La metodologia di Analisi di impatto della regolazione (AIR), adottata dall'Autorità con la delibera 3 ottobre 2008, GOP 46/08, è stata applicata nel corso dell'anno 2010 a due provvedimenti di carattere principale:

- *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2011-2014 (TUSG): approvazione della Parte II, Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 (RTSG), disposizioni in materia di corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2011*, approvato con la delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10;
- *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 (TUSG): approvazione della Parte I, Regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 (RQSG)*, approvato con la delibera 22 novembre 2010, ARG/gas 204 /10.

In entrambi i casi la metodologia ha dimostrato la sua validità, contribuendo al miglioramento della qualità complessiva dei provvedimenti. In particolare, per ogni provvedimento sono stati predisposti:

- il piano AIR con i tempi previsti per le diverse fasi di attività;
- il primo documento per la consultazione con l'indicazione delle opzioni di regolazione;
- il secondo documento per la consultazione con l'indicazione dell'opzione preferita.

Sono state messe a disposizione le osservazioni ricevute in sede di consultazione. È risultato buono il livello raggiunto dalle valutazioni economiche e sociali delle diverse opzioni proposte,

nonostante l'oggettiva complessità degli aspetti in esame.

Se il numero dei provvedimenti sottoposti ad AIR è stato limitato, si può però vedere nell'attività provvedimentale dell'Autorità l'introduzione di importanti novità ispirate in ogni caso alla metodologia AIR. Ciò risulta assai evidente analizzando la *Nuova disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, approvata con la delibera 30 ottobre 2009, GOP 46/09, ed entrata in vigore nel corso del 2010.

Tale disciplina prevede, tra l'altro, che:

- nella delibera di avvio del procedimento vengano indicati il contesto normativo di riferimento, i presupposti, l'oggetto e le finalità dell'atto di regolazione da adottare, il responsabile del procedimento, il termine ordinatorio previsto per la conclusione;
- per quanto riguarda la consultazione, il termine per la presentazione di osservazioni e proposte non possa essere di norma inferiore a 30 giorni, e quanto pervenuto venga pubblicato sul sito internet (salvo motivata controindicazione degli osservanti);
- l'atto di regolazione sia motivato tenendo conto anche delle eventuali osservazioni e proposte tempestivamente presentate nel corso della consultazione;
- l'Autorità possa diffondere una relazione tecnica esplicativa delle modalità di applicazione dell'atto di regolazione.

Tali innovazioni si ispirano infatti ai principi informativi della *Guida operativa AIR*; inoltre l'impianto dei documenti per la consultazione in procedimenti non-AIR è spesso assai simile a quello dei documenti per la consultazione in procedimenti AIR. L'applicazione della metodologia AIR a un numero sempre crescente di casi porterà così a un innalzamento degli standard qualitativi di tutti i procedimenti effettuati per l'adozione di atti di regolazione.

Nel corso del 2010 l'Autorità ha mantenuto il collegamento istituzionale col Dipartimento per gli affari giuridici e legislativi della Presidenza del Consiglio dei ministri, ha continuato la collaborazione con l'Osservatorio sull'Analisi di impatto della regolazione delle Autorità indipendenti (promosso dal Dipartimento di scienze giuridiche dell'Università Tuscia di Viterbo e dalla facoltà di Giurisprudenza dell'Università di Napoli "Parthenope") e ha seguito le ricerche presentate a livello italiano e internazionale sulla *better regulation*.

Nel corso del 2011 l'Autorità aumenterà progressivamente il numero dei provvedimenti sottoposti ad AIR. Attualmente sono in corso due procedimenti:

- *Qualità dei servizi elettrici per il nuovo periodo regolatorio 2012-2015*, avviato con la delibera 27 settembre 2010, ARG/elt 149/10;
- *Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, per il periodo di regolazione 2012-2015*, avviato con la delibera 31 gennaio 2011, ARG/elt 6/11.

Nel Piano operativo annuale si prevede che altri provvedimenti verranno sottoposti ad AIR, in particolare quelli relativi a:

- la regolazione tariffaria connessioni, infrastrutture, energia elettrica;
- la regolazione tariffaria rigassificazione;
- la regolazione qualità servizi gas;
- la regolazione qualità servizi vendita;
- la regolazione qualità servizio di rigassificazione.

Provvedimenti assunti

L'attività provvedimentale dell'Autorità che ha caratterizzato il 2010, ha segnato, secondo un andamento tendenziale ormai consolidato, un'ulteriore crescita. Rispetto all'anno 2009 il numero complessivo delle delibere e dei documenti per la consultazione ha infatti evidenziato un incremento di circa il 12%. L'analisi di dettaglio dei dati riportati nella tavola 6.2 evidenzia un ulteriore aumento delle attività di vigilanza e controllo, nonché dei provvedimenti di natura sanzionatoria e ripristinatoria (13%). Tale dato testimonia l'impegno dell'Autorità nel rafforzamento e nel potenziamento delle attività di vigilanza, finalizzate a garantire l'attuazione e il rispetto della disciplina regolatoria vigente, anche alla luce delle ulteriori competenze attribuite dalla normativa, quali quelle in materia di divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo. Il potenziamento della vigilanza e dei controlli ha determinato anche un incremento dei provvedimenti sanzionatori, conseguenti all'accertamento di violazioni della disciplina regolatoria da parte dei soggetti tenuti al rispetto della medesima.

Un importante dato riguarda gli atti di regolazione generale, comprendenti quelli di nuova regolazione e quelli di manutenzione di impianti regolatori già esistenti. Tale categoria segna un incremento di circa il 16% rispetto all'anno precedente, aumento maggiormente marcato per l'energia elettrica e per il settore di rilevanza comune. In crescita sono anche i provvedimenti adottati per la gestione operativa amministrativa, nonché quelli inerenti alle attività consultive e di segnalazione, che hanno fatto registrare, rispetto al 2009, un rilevante incremento del 35%.

All'aumento della produzione di provvedimenti si accompagnano, in linea con le più recenti normative nazionali e comunitarie, le attività per la semplificazione della regolazione, finalizzate a garantire agli operatori, ai consumatori e a tutti i soggetti interessati, un quadro regolatorio di riferimento sempre più razionale, trasparente e certo. Il Nucleo per la semplificazione, istituito ormai da 2 anni per promuovere il progetto di semplificazione, ha terminato nel 2010, tra le varie iniziative intraprese, la ricognizione di tutti i provvedimenti adottati dall'Autorità dal 1996 al 2010, individuando complessivamente circa 1.400 delibere non più produttive di effetti, su un totale di circa 2.900 delibere esaminate. Tale ricognizione consente ora una più agevole ricerca, sul sito internet dell'Autorità, della disciplina di riferimento vigente.

TAV. 6.2

Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2009-2010

TIPOLOGIA		2009		2010	
		NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
ARG	Regolazione generale	214	36,5	247	37,7
	Settore elettrico – ARG/elt	*109*	*50,9*	*141*	*57,1*
	Settore gas – ARG/gas	*93*	*43,5*	*84*	*34,0*
	Rilevanza comune – ARG/com	*12*	*5,6*	*22*	*8,9*
VIS	Vigilanza, istruttorie, sanzioni	173	29,5	195	29,7
PAS	Pareri, segnalazioni	26	4,4	35	5,3
AGI	Attività giurisdizionale	25	4,3	19	2,9
EEN	Efficienza energetica	25	4,3	19	2,9
DCO	Consultazioni	41	7,0	46	7,0
GOP	Gestione operativa	72	12,3	82	12,5
RDS	Ricerca di sistema	11	1,9	13	2,0
TOTALE		**587**	**100,0**	**656**	**100,0**

Le attività per la semplificazione della regolazione proseguiranno anche in futuro, non solo con riferimento alla ricognizione delle ulteriori delibere divenute nel frattempo inefficaci, ma altresì attraverso la promozione di *Testi unici* integrati per ambiti regolatori.

Gestione dei reclami, istanze, segnalazioni, conciliazioni e arbitrati

Lo Sportello per il consumatore di energia, secondo quanto previsto dalla delibera istitutiva 14 maggio 2008, GOP 28/08, e dal relativo regolamento, svolge attività materiali, informative e conoscitive anche preparatorie e strumentali nell'ambito della valutazione di reclami, istanze e segnalazioni, presentati da clienti finali e da associazioni di consumatori.

Il numero dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni, provenienti dalla clientela individuale e dalle associazioni dei consumatori, ha visto un aumento del 100,1%, confermando l'andamento già evidenziato negli anni precedenti e incrementando notevolmente il relativo trend di crescita, dovuto principalmente a una triplicazione del numero delle comunicazioni afferenti al settore gas, oggetto di successiva trattazione.

Nei paragrafi che seguono viene analizzata l'attività di gestione, da parte dello Sportello per il consumatore di energia, dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni in relazione ai quali non sussistono i presupposti per la trasmissione all'Autorità. Infatti, secondo quanto previsto dal citato regolamento, lo Sportello per il consumatore di energia provvede a trasmettere ai competenti Uffici dell'Autorità solo i reclami compiutamente istruiti e dal cui esame emerge la necessità di una doverosa valutazione da parte dell'Autorità, ai fini di eventuali seguiti di competenza.

Settore elettrico

Nel periodo compreso tra l'1 aprile 2010 e il 31 marzo 2011 il totale delle comunicazioni allo Sportello per il consumatore di energia è stato pari a 33.970 (Tav. 6.3); tra queste, 16.533 riguardano il settore elettrico (pari a circa il 48,6 %). Si registra un decremento di tali comunicazioni (reclami, richieste di informazioni, segnalazioni) rispetto all'anno precedente quan-

do costituivano, invece, il 66,3% del numero totale delle comunicazioni pervenute allo Sportello per il consumatore di energia (Fig. 6.1). Viceversa si conferma, in linea di massima rispetto all'anno passato, la proporzione tra il numero di reclami (93,2%), le richieste di informazioni (6,6%) e le segnalazioni (0,2%).

TAV. 6.3

Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia

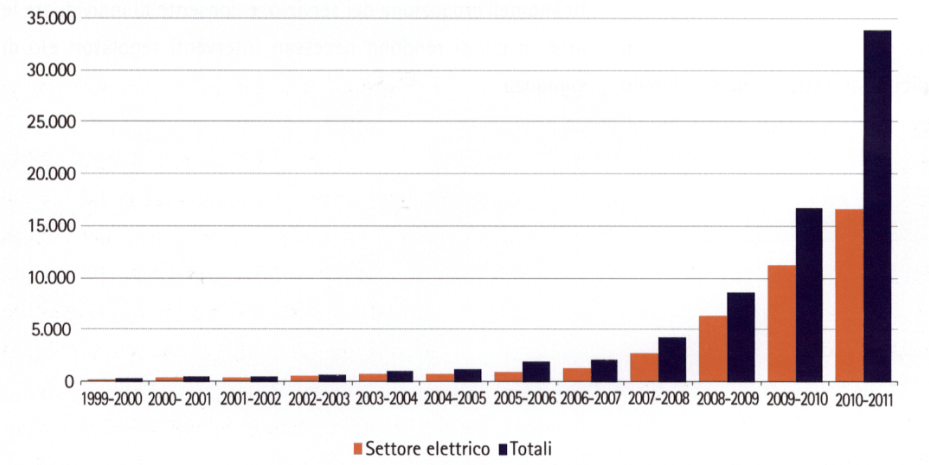
1 Aprile 2010 – 31 Marzo 2011

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONE	SEGNALAZIONI	TOTALE COMUNICAZIONI
Settore elettrico	15.411	1.087	35	16.533
TOTALE (Elettrico/ Gas/Dual Fuel)	**31.954**	**1.927**	**89**	**33.970**

FIG. 6.1

Andamento delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute complessivamente dall'Autorità e dallo Sportello per il consumatore di energia

Maggio 1999 – Marzo 2011



TAV. 6.4

Argomenti delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia

1 Aprile 2010 – 31 Marzo 2011

ARGOMENTI	2010		2011		TOTALE	QUOTE %
	APR-GIU	LUG-SET	OTT-DIC	GEN-MAR		
Fatturazione	898	718	946	1.014	3.576	23
Mercato	784	1.049	920	899	3.652	23
Bonus	517	515	543	2.024	3.978	25
Contratti	255	643	1.056	502	2.077	13
Allacciamenti/lavori	217	189	276	265	947	6
Qualità tecnica	178	170	133	152	633	4
Prezzi e tariffe	90	119	94	107	410	3
Misura	51	35	48	51	185	1
Qualità commerciale	29	52	52	39	172	1
Non competenza	22	19	19	32	92	1
TOTALE CLASSIFICATI	3.041	3.509	4.087	5.085	15.722	95
non classificati	561	221	13	16	811	5
TOTALE CASI	3.602	3.730	4.100	5.101	16.533	100

Dall'analisi dei dati contenuti nella tavola 6.4 emerge che le problematiche più frequenti nelle comunicazioni suscettibili di classificazione per argomenti sono: il bonus elettrico (25%), il mercato (23%), la fatturazione (23%), l'applicazione di clausole contrattuali nell'ambito del mercato libero e nel servizio di maggior tutela (13%), gli allacciamenti (6%), i prezzi e le tariffe (3%). Sono presenti altre problematiche residuali tra cui le questioni relative alla continuità del servizio elettrico (interruzioni) e alla qualità della tensione e della misura.

Le comunicazioni sul mercato riguardano principalmente il cambio di fornitore, le modalità di conclusione dei contratti nel mercato libero, la doppia fatturazione, la corretta presentazione delle offerte e il rispetto del Codice di condotta commerciale; mentre quelle relative ai prezzi e alle tariffe riguardano soprattutto la corretta applicazione dei prezzi per fasce biorarie e dei prezzi del mercato libero, nonché delle tariffe di distribuzione.

Per quanto attiene la fatturazione, i principali argomenti di contestazione sono la periodicità di fatturazione e l'invio delle bollette, i consumi fatturati in acconto dai venditori, i conguagli, le richieste di rettifiche e rimborsi; mentre per quanto riguarda i contratti, i principali argomenti di contestazione sono in merito a l'esercizio del diritto di recesso, la morosità e i distacchi, le variazioni contrattuali come volture e subentri.

Si registra, altresì, una continua crescita delle comunicazioni in materia di bonus elettrico e aventi a oggetto le problematiche concernenti la mancata erogazione oppure il rigetto delle domande da parte del distributore territorialmente competente, nonché le modalità di presentazione delle domande presso i Comuni, i Centri di assistenza fiscale o altro istituto eventualmente designato dallo stesso Comune.

Le attività di classificazione, registrazione e successiva valutazione dei reclami e delle segnalazioni costituisce un importante segnale delle problematiche che più frequentemente si verificano nell'erogazione del servizio, e consente di individuare le aree in cui si rendono necessari interventi regolatori e/o di vigilanza.

Settore gas

Nel periodo compreso tra l'1 aprile 2010 e il 31 marzo 2011, su un totale di comunicazioni pari a 33.970 presso lo Sportello per il consumatore di energia (Tav. 6.5), 15.769 riguardano il settore gas (pari a circa il 46,6%del totale). L'incremento dei reclami nel solo settore gas (Fig. 6.2) ha registrato un saggio di crescita più che triplo rispetto all'anno precedente. Come accennato nell'introduzione, tale aumento, pur ascrivibile a una crescente attenzione alle problematiche connesse con i rapporti con gli esercenti, è dovuto in particolare al numero dei reclami relativi all'implementazione del bonus gas, cioè le compensazioni della spesa per la fornitura di gas naturale per i clienti domestici economicamente svantaggiati. Rispetto all'anno precedente, si registra inoltre una modifica della proporzione tra il numero dei reclami (95,3%), che aumenta, e i numeri delle richieste di informazioni (4,4%) e delle segnalazioni (0,3%), che si riducono.

TAV. 6.5

Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia

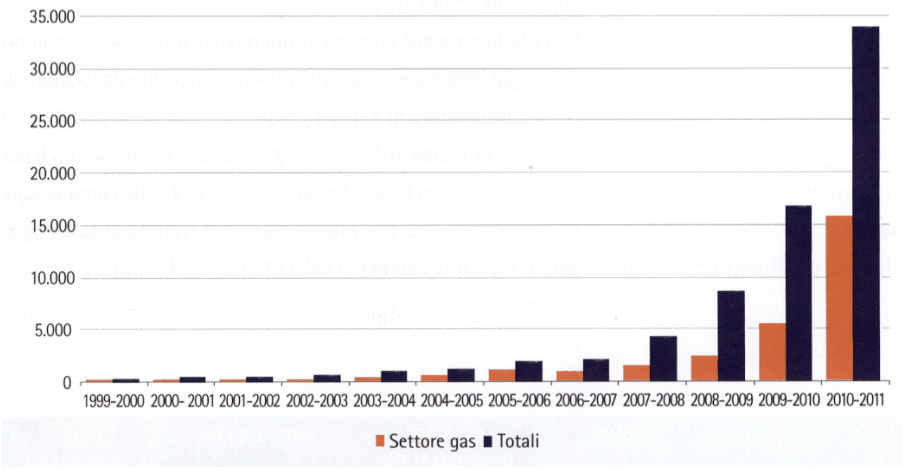
1 Aprile 2010 – 31 Marzo 2011

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONI	SEGNALAZIONI	TOTALE COMUNICAZIONI
Settore Gas	15.036	685	48	15.769
TOTALE (Elettrico/ Gas/Dual Fuel)	**31.954**	**1.927**	**89**	**33.970**

FIG. 6.2

Andamento delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità e dallo Sportello per il consumatore di energia

Maggio 1999 – Marzo 2011



TAV. 6.6

Argomenti delle comunicazioni sul settore gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia

1 Aprile 2010 – 31 Marzo 2011

ARGOMENTI	2010 APR-GIU	2010 LUG-SET	2010 OTT-DIC	2011 GEN-MAR	TOTALE	QUOTE %
Bonus	25	1.505	2.471	2.875	6.876	45
Fatturazione	801	763	1.047	1.109	3.720	24
Mercato	342	403	489	560	1.794	12
Contratti	311	266	239	273	1.089	6
Allacciamenti/lavori	105	130	211	157	603	4
Prezzi e tariffe	125	353	241	79	798	5
Misura	53	46	83	75	257	2
Qualità commerciale	19	12	26	45	102	1
Non competenza	15	21	29	33	98	1
Qualità tecnica	8	3	11	15	37	0
TOTALE CLASSIFICATI	1.804	3.502	4.847	5221	15.374	97
non classificati	310	63	13	9	395	3
TOTALE CASI	2.114	3.565	4.860	5230	15.769	100

La tavola 6.6 evidenzia che gli argomenti più ricorrenti nelle comunicazioni sul settore gas, ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel periodo 1 aprile 2010 – 31 marzo 2011 e suscettibili di classificazione per argomenti, sono stati: il bonus gas (45%); la fatturazione (24%); il mercato (12%); i contratti (6%); i prezzi e le tariffe (5%); gli allacciamenti (4%). Rispetto all'anno precedente, si osserva un consistente e generale aumento delle comunicazioni su tutti i vari argomenti, in

particolare in materia di bonus gas, mercato, prezzi e tariffe.

Per quanto riguarda il bonus gas, operativo da dicembre 2009, le relative comunicazioni hanno fatto registrare, a partire dal terzo trimestre 2010, un persistente incremento, che ha fortemente inciso sul numero totale dei reclami, delle richieste di informazioni e delle segnalazioni pervenute allo Sportello per il consumatore di energia. Le problematiche evidenziate riguardano, come nel caso del bonus elettrico, la mancata erogazione o il rigetto delle domande da parte del distributore territorialmente competente, nonché le modalità di presentazione delle domande presso i Comuni, i Centri di assistenza fiscale o altro istituto eventualmente designato dallo stesso Comune.

Le comunicazioni relative alla fatturazione hanno riguardato soprattutto, come per il settore elettrico, la periodicità di fatturazione e l'invio delle bollette, i consumi fatturati in acconto dai venditori, i conguagli, le richieste di rettifiche e rimborsi, la mancata considerazione di letture o autoletture; mentre rispetto ai contratti, i principali argomenti di contestazione hanno riguardato l'esercizio del diritto di recesso, le variazioni contrattuali come volture e subentri, la morosità e i distacchi. Le comunicazioni attinenti il mercato hanno invece riguardato maggiormente la doppia fatturazione, il cambio di fornitore, il rispetto del Codice di condotta commerciale e la corretta presentazione delle offerte dei contratti nel mercato libero; mentre quelle relative ai prezzi e alle tariffe hanno riguardato principalmente la corretta applicazione dei prezzi del mercato libero o delle tariffe.

Con riferimento alle comunicazioni relative a forniture congiunte di energia elettrica e di gas (c.d. *dual fuel*), ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel periodo compreso tra l'1 aprile 2010 e il 31 marzo 2011, esse ammontano a 1.668 (Tav. 6.7), pari a circa il 4,8% del totale. Pertanto l'incidenza delle comunicazioni e dei reclami *dual fuel* rimane marginale rispetto al dato aggregato nonostante l'aumento delle offerte in tal senso.

TAV. 6.7

Comunicazioni relative a forniture congiunte di energia elettrica e di gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia

1 Aprile 2010 – 31 Marzo 2011

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONI	SEGNALAZIONI	TOTALE COMUNICAZIONI
Dual feul	1.507	155	6	1.668
TOTALE (Elettrico/ Gas/Dual Fuel)	**31.954**	**1.927**	**89**	**33.970**

TAV. 6.8

Argomenti delle comunicazioni relative a forniture congiunte di energia elettrica e di gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia

1 Aprile 2010 – 31 Marzo 2011

ARGOMENTI	2010		2011		TOTALE	QUOTE %
	APR-GIU	LUG-SET	OTT-DIC	GEN-MAR		
Mercato	172	209	222	207	810	49
Fatturazione	63	53	81	113	310	19
Bonus	13	84	141	114	352	21
Contratti	41	21	34	58	154	9
Prezzi e tariffe	2	10	5	9	26	2
Allacciamenti/lavori	1	1	1	8	11	1
TOTALE CLASSIFICATI	292	378	484	509	1.663	
non classificati	2	3	0	0	5	0,3
TOTALE CASI	294	381	484	509	1.668	100

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

Indagini e istruttorie conoscitive

Chiusura dell'istruttoria conoscitiva in materia di gas non contabilizzato delle reti di trasporto

Con la delibera 6 settembre 2010, VIS 93/10, si è chiusa l'istruttoria conoscitiva, avviata con la delibera 3 febbraio 2009, VIS 8/09, in merito all'adeguatezza prestazionale e di manutenzione di una parte del parco impianti di misura della rete di trasporto, finalizzata:

- all'acquisizione, presso le imprese di trasporto e i soggetti con ruoli di responsabilità coinvolti nelle attività relative alla misura del gas, di informazioni e dati utili a una valutazione dell'impatto delle predette inadeguatezze sull'andamento dei quantitativi di gas non contabilizzato nel periodo 2004-2006;
- all'accertamento di eventuali violazioni delle delibere dell'Autorità da parte dei soggetti che garantiscono il servizio di misura.

L'istruttoria fa seguito a quanto emerso dalla precedente istruttoria conoscitiva, avviata con la delibera 15 aprile 2008, VIS 41/08 (vedi il Capitolo 6, vol. 2, della *Relazione Annuale 2010*), la quale ha consentito di accertare che l'andamento anomalo dei quantitativi di gas non contabilizzato (riscontrato nel periodo di riferimento) è imputabile in misura preponderante all'inadeguatezza prestazionale e all'insufficiente manutenzione effettuata su una parte del parco misuratori, oltre che ad anomalie di tipo procedurale nella determinazione degli elementi che costituiscono l'equazione di bilanciamento della rete di trasporto (vedi anche il Capitolo 3). Nelle sue conclusioni, l'istruttoria ha evidenziato delle anomalie nella gestione degli impianti di misura da parte di alcuni: impianti di clienti finali direttamente allacciati alla rete di Snam Rete Gas; impianti di imprese di distribuzione del gas situati nei punti di riconsegna della predetta rete con le rispettive reti di distribuzione; reti di trasporto gestite da imprese diverse dall'impresa maggiore; impianti di imprese di coltivazione presso campi di produzione nazionale, connessi con la rete dell'impresa maggiore.

L'Autorità ha pertanto ordinato: a Snam Rete Gas di dare priorità alla risoluzione delle anomalie riscontrate nell'ambito dell'istruttoria e di presentare, entro il 31 dicembre 2010, una proposta di protocollo dei flussi informativi con i soggetti responsabili dell'attività di misurazione e delle procedure di accesso agli impianti di misura; alle imprese di distribuzione coinvolte di porre rimedio alle anomalie segnalate da Snam Rete Gas presso gli impianti di misura, entro il 31 dicembre 2010; a Eni, di mettere a disposizione di Snam Rete Gas le misure relative alle produzioni di gas naturale nella titolarità dell'impresa coerenti con il giorno gas, entro il 31 dicembre 2010.

Chiusura dell'istruttoria conoscitiva in merito ai possibili disservizi legati all'installazione di misuratori gas a turbina

Con la delibera 8 novembre 2010, VIS 138/10, l'Autorità ha chiuso l'istruttoria conoscitiva avviata con la delibera 26 marzo 2010, VIS 18/10, in merito ai possibili disservizi legati all'installazione di misuratori gas a turbina presso punti di riconsegna al servizio di clienti domestici diretti o indiretti, da parte delle imprese di distribuzione di gas naturale di maggiori dimensioni.

Tale istruttoria, finalizzata ad accertare la situazione relativa alle condizioni di installazione sull'intero territorio nazionale di misuratori gas a turbina e ai possibili effetti sulla misurazio-

ne dei consumi di gas presso i punti di riconsegna citati, ha evidenziato che le caratteristiche tecniche dei misuratori a turbina possono avere effetti, in alcuni casi, sulla corretta misurazione dei consumi di gas, in quanto dipendenti prevalentemente dalla tipologia di impianto utilizzatore, posto a valle di tali misuratori, e dal suo funzionamento.

L'Autorità, nell'ambito delle proprie competenze istituzionali in materia, ha quindi ritenuto necessario adottare misure volte a minimizzare eventuali impatti negativi sui clienti finali con impianti di utenza alimentati a gas naturale, serviti in media o bassa pressione, fermo restando quanto previsto da leggi e norme tecniche vigenti. A tal fine la delibera VIS 138/10 ha evidenziato la necessità che il Comitato italiano gas (CIG) svolga attività funzionali alla corretta individuazione dei casi in cui l'installazione dei misuratori gas a turbina è da evitare. Queste attività comprenderanno sia la revisione della relativa normativa tecnica, con la specifica trattazione dell'installazione dei misuratori a turbina presso gli impianti di misurazione del gas naturale per utenze civili, quale che sia la pressione di fornitura del gas alle stesse, sia l'individuazione e l'indicazione delle condizioni di installazione dei misuratori a turbina in presenza delle quali si possono verificare errate misurazioni, con particolare riguardo alla tipologia dell'impianto utilizzatore e alla frequenza e intensità delle variazioni di portata.

In relazione ai misuratori a turbina già installati, l'Autorità ha previsto che i distributori di gas naturale attuino, entro sei mesi dall'entrata in vigore della delibera VIS 138/10, un piano di controlli volti a verificare la completezza e la correttezza delle informazioni presenti nei loro archivi, e se le condizioni di installazione siano tali da garantire la corretta misurazione dei consumi; i distributori di gas naturale dovranno altresì rendere disponibili al CIG tali informazioni, nell'ambito del processo di elaborazione delle norme tecniche.

Chiusura dell'istruttoria conoscitiva in materia di scambio sul posto

Con la delibera 3 dicembre 2010, VIS 175/10, l'Autorità ha chiuso l'istruttoria conoscitiva sulle modalità e sui tempi di erogazione del servizio di scambio sul posto, avviata con la delibera 25 giugno 2010, VIS 46/10, a seguito di numerose segnalazioni da parte di utenti, riguardanti ritardi e presunte disfunzioni nell'erogazione del servizio di scambio sul posto.

Gli esiti dell'istruttoria conoscitiva, allegati alla delibera VIS 175/10, evidenziavano un sostanziale ritardo, da parte delle imprese distributrici e soprattutto da parte delle società di vendita, nella trasmissione dei dati di misura e delle informazioni necessarie per l'erogazione del servizio di scambio sul posto, nonché un sostanziale ritardo nell'implementazione, da parte del Gestore dei servizi energetici (GSE), di adeguati portali informatici per la raccolta e la gestione delle misure e dei dati necessari per l'erogazione dello scambio sul posto.

Con la delibera 3 dicembre 2010, VIS 176/10, l'Autorità ha pertanto ordinato la cessazione di condotta lesiva del diritto degli utenti del servizio di scambio sul posto nei confronti delle imprese distributrici, delle società di vendita e del GSE. In particolare, la delibera VIS 176/10 ha previsto che, ai fini del conguaglio del contributo in conto scambio per l'anno 2009, entro termini perentori definiti nella medesima delibera le imprese distributrici e le società di vendita trasmettano al GSE tutti i dati necessari e che il medesimo GSE calcoli ed eroghi il contributo in conto scambio; il rispetto o meno delle disposizioni previste dalla medesima delibera sono verificabili grazie alla definizione di indicatori. Inoltre l'Autorità, con la delibera 3 dicembre 2010, ARG/elt 226/10, ha esteso agli anni successivi al 2009 l'applicazione dei medesimi indicatori previsti dalla delibera VIS 176/10, ha definito principi semplificati ai quali il GSE deve attenersi per la definizione e l'erogazione in acconto del contributo in conto scambio e ha previsto semplificazioni nei flussi informativi tra società di vendita e GSE.

Istruttoria conoscitiva in materia di tariffa sociale elettrica

Con la delibera 9 dicembre 2009, VIS 141/09, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva finalizzata a verificare eventuali criticità nello stato di attuazione della disciplina della tariffa sociale elettrica da parte delle imprese distributrici e venditrici di energia elettrica. Tale istruttoria, prorogata con le delibere 7 aprile 2010, VIS 20/10, e 30 giugno 2010, VIS 48/10, è nella fase conclusiva.

L'istruttoria, oltre a fornire indicazioni sulla sussistenza di eventuali violazioni da parte delle imprese distributrici e di vendita della normativa emanata dall'Autorità riguardo al bonus elettrico, è funzionale anche alle attività di monitoraggio assegnate all'Autorità dall'art. 5, comma 3, del decreto interministeriale del Ministro per lo sviluppo economico con il Ministro dell'economia e delle finanze, il Ministro delle politi-

che per la famiglia e il Ministro della solidarietà sociale 28 dicembre 2007.

Avvio di istruttorie conoscitive

A seguito dell'interruzione del gasdotto svizzero Transitgas, che collega il sistema del gas naturale italiano con quello del Nord Europa, l'Autorità, con la delibera 29 settembre 2010, VIS 108/10, ha avviato un'istruttoria conoscitiva sulle potenziali criticità per il mercato italiano del gas e sui ritardi nel riempimento degli stoccaggi. Obiettivo dell'Autorità è di analizzare approfonditamente, in vista del prossimo inverno, alcuni fenomeni emergenti nell'attuale scenario nazionale del gas, anche in presenza di recenti e rilevanti differenziali di prezzo tra il mercato italiano e gli *hub* europei, mediamente compresi tra 5 e 7 €/MWh. L'istruttoria si focalizzerà su due direttrici principali: il non completo sfruttamento della capacità di iniezione negli impianti di stoccaggio, pur in presenza di indirizzi del Ministero dello sviluppo economico in tale direzione; l'utilizzo solo parziale delle capacità di trasporto da alcuni punti di entrata nel sistema nazionale (in particolare dal punto di ingresso di Tarvisio, connesso con il gasdotto austriaco TAG), nonostante la prolungata interruzione del gasdotto Transitgas, destinata probabilmente a proseguire anche nei mesi seguenti.

Con la delibera 16 marzo 2011, VIS 42/11, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva sull'erogazione del servizio di connessione con la rete degli impianti di produzione di energia elettrica da parte dei gestori di rete, sulla base di segnalazioni pervenute dagli operatori e dalle associazioni di categoria che evidenziano possibili criticità nello svolgimento dell'iter di connessione in alcune aree; ciò con particolare riferimento alle connessioni in bassa e media tensione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Vigilanza e controllo

Le attività di vigilanza e controllo dell'Autorità sono orientate alla verifica delle condizioni di erogazione dei servizi di pubblica utilità (qualità del servizio, sicurezza, libero accesso alle reti, mercati, tariffe, integrazioni tariffarie, incentivi alla produzione ecc.) e determinano miglioramenti nei servizi erogati ai clienti e ai consumatori finali. In esito alle attività ispettive, l'Autorità può adottare provvedimenti di tipo prescrittivo o sanzionatorio nei casi in cui siano state accertate inadempienze oppure violazioni della normativa, oltre che operare il recupero amministrativo di importi indebitamente percepiti.

Per svolgere le attività di accertamento e di ispezione presso operatori, impianti, processi e servizi regolati, l'Autorità si avvale anche della collaborazione di soggetti di comprovata autorevolezza ed esperienza nelle attività ispettive e di verifica tecnica ed economica nei settori regolati, quali:

- la Guardia di Finanza, per l'effettuazione di verifiche e sopralluoghi, in forza di un Protocollo d'intesa siglato nel 2001, rinnovato ed esteso nel 2005 (delibera 15 febbraio 2005, n. 273/05), che disciplina la collaborazione tra l'Autorità e la Guardia di Finanza, in particolare con il Nucleo speciale tutela mercati;
- l'azienda speciale Stazione sperimentale per i combustibili (SSC) della Camera di commercio di Milano, per l'effettuazione dei controlli tecnici della qualità del gas, svolti tramite prelievi gas a sorpresa sulle reti di distribuzione, secondo quanto previsto da un contratto rinnovato annualmente;
- la Cassa conguaglio per il settore elettrico, per le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti incentivati di produzione di energia elettrica (fino al 30 giugno 2010) e presso le imprese elettriche minori;

- il GSE, a partire dall'1 luglio 2010, per l'espletamento di attività tecniche sottese all'accertamento e alla verifica dei costi a carico dei clienti, quali maggiorazioni e ulteriori componenti del prezzo finale dell'energia, come previsto dall'art. 27 della legge 23 luglio 2009, n. 99 (delibere 14 ottobre 2009, GOP 42/09; 28 dicembre 2009, GOP 71/09; 16 luglio 2010, GOP 43/10).

In particolare, il coinvolgimento della Guardia di Finanza risulta decisivo nello svolgimento degli accertamenti quando siano previsti contributi pubblici e oneri generali di sistema, anche in relazione alle peculiarità istituzionali del Corpo quale organo di polizia economica e finanziaria.

Verifiche ispettive svolte nel periodo 2010-2011

Nel periodo 1 aprile 2010 - 31 marzo 2011, sono state effettuate 121 verifiche ispettive, a fronte di 116 complessivamente svolte nell'annualità precedente.

Delle 121 verifiche ispettive, 94, ossia circa il 78%, sono state realizzate in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, praticamente in tutti i segmenti di indagine, mentre 27 sono state svolte direttamente dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico e dal GSE nel settore degli impianti di produzione incentivati. Delle 94 verifiche ispettive eseguite in collaborazione con la Guardia di Finanza, 59 hanno riguardato controlli tecnici effettuati anche in collaborazione con l'azienda speciale SSC.

TAV. 6.9

Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2003-2010

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo; anno mobile 1 aprile - 31 marzo

ARGOMENTO	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Qualità del servizio elettrico	12	11	11	12	11	12	12	12
Qualità del servizio gas	-	40	60	60	55	62	74	73
Efficienza energetica	-	-	-	-	-	3	-	-
Tutela consumatori	-	-	-	-	-	-	-	6
Distribuzione e vendita gas	6	20	9	10	15	20	6	-
Tariffe	-	-	2	2	8	-	4	3
Robin Tax	-	-	-	-	-	10	-	-
Mercato	-	-	-	-	-	-	6	-
Altro	-	-	1	6	3	-	-	-
Impianti incentivati	1	-	50	33	22	6	14	27
TOTALE	**19**	**71**	**133**	**123**	**114**	**113**	**116**	**121**
di cui in collaborazione con:								
-GdF/NSTM	2	58	83	88	92	107	104	94
-SSC	-	38	57	52	51	56	63	59
-CCSE	-	-	50	35	24	6	15	4
-GSE	-	-	-	-	-	-	-	23

GdF/NSTM = Guardia di Finanza/Nucleo speciale tutela mercati
SSC = Azienda speciale stazione sperimentale per i combustibili
CCSE = Cassa conguaglio per il settore elettrico
GSE = Gestore dei servizi energetici

Le verifiche ispettive svolte in collaborazione con la Cassa conguaglio per il settore elettrico e, a partire dall'1 luglio 2010, con il GSE in materia di impianti di produzione elettrica incentivati, ammontano, a partire dal 2005, a 152, per una potenza installata complessiva di oltre 10.700 MW.

In esito a tali verifiche, sono state avviate azioni di recupero amministrativo di incentivazioni indebitamente percepite per circa 185 milioni di euro, di cui circa 88 connessi con importi indebitamente percepiti da impianti assimilati CIP6 e 97 relativi al mancato acquisto di certificati verdi per impianti che non sono risultati cogenerativi. A valle dell'avvio delle azioni di recupero amministrativo:

- circa 82 milioni di euro sono già stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti e portati a riduzione delle bollette (conto A_3);

- ulteriori 34 milioni di euro sono stati versati, ma soggetti agli esiti dell'azione di contenzioso intentato dalle parti.

I recuperi amministrativi operati, essendo relativi a maggiori oneri posti a carico del sistema elettrico e indebitamente percepiti, vanno a riduzione delle bollette elettriche e contribuiscono a diminuire il fabbisogno, attuale e prospettico (nel senso che producono effetti anche su periodi successivi a quelli oggetto di accertamento), dell'onere generale di sistema più rilevante oggi gravante sulla bolletta elettrica (componente tariffaria A_3).

TAV. 6.10

Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2008-2010

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo; anno mobile 1 aprile - 31 marzo

ARGOMENTO	2008	2009	2010
Qualità del servizio elettrico			
Continuità del servizio	12	12	12
Qualità commerciale	-	-	-
Qualità del servizio gas			
Grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione	56	63	59
Qualità commerciale	3	-	-
Sicurezza	3	5	7
Servizio pronto intervento gas	CT	6 + CT	7 + CT
Efficienza energetica			
Verifica progetti di risparmio energetico	3	-	-
Tutela consumatori			
Informazioni alla clientela in materia di condizioni economiche di fornitura dell'energia elettrica	-	-	-
Qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale	-	-	6
Distribuzione e vendita gas			
Libero accesso al servizio e condizioni economiche di fornitura	2	4	-
Verifica applicazione coefficiente K di correzione dei volumi	18	2	-
Tariffe			
Distribuzione gas	-	-	-
Distribuzione energia elettrica	-	3	3
Integrazione tariffaria alle imprese elettriche minori	-	1	-
Robin Tax			
Vigilanza sul divieto di traslazione dell'addizionale Ires di cui alla legge n. 133/08	10	-	-
Mercato			
Elenco venditori di energia elettrica	CD	CD	-
Messa a disposizione da parte dei distributori di energia elettrica dei dati di consumo nei confronti delle imprese di vendita	-	6	-
Altro			
Import di energia elettrica, reti di distribuzione comunali, ispezioni presso soggetti già sottoposti a provvedimenti prescrittivi o sanzionatori	-	-	-
Impianti incentivati			
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	6	14	27
TOTALE	113	116	121

CT = controlli telefonici.
CD = controlli documentali.

Nel corso del 2010 e del 2011 sono state altresì avviate verifiche ispettive in nuovi segmenti di indagine (Tav. 6.10), tra i quali:

- il rispetto, da parte dei venditori di energia elettrica e di gas naturale, degli obblighi introdotti dall'Autorità in materia di qualità dei servizi di vendita, con particolare riferimento alla risposta motivata a reclami scritti e alla risposta a richieste scritte di informazioni;

- il rispetto, 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.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di dati di continuità del servizio

Nel periodo giugno 2010 – ottobre 2010 sono state effettuate, dagli Uffici dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 12 verifiche ispettive, ai sensi della delibera 19 maggio 2010, VIS 31/10, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di dati di continuità del servizio. Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al Titolo 2 del *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* (TIQE), sia per le imprese di distribuzione già soggette agli obblighi di cui al Titolo 4 del TIQE, sia per le imprese di distribuzione che, in relazione a quanto definito dall'art. 30, comma 30.2, del TIQE, si trovavano soggette a tali obblighi a decorrere dal 2010;
- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità nell'anno 2010, di cui al Titolo 3 del TIQE, anche ai fini di quanto previsto, per le imprese di distribuzione già soggette alla regolazione incentivante, dagli artt. 25, 26, 27, 28 e 29 del Titolo 4 del medesimo TIQE.

Le verifiche ispettive sulla corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni e sul calcolo degli indicatori di continuità del servizio, per le imprese di distribuzione già soggette agli obblighi di cui al Titolo 4 del TIQE, sono state effettuate presso le sedi dei centri di telecontrollo degli esercenti, e hanno interessato 3 esercizi di una grande impresa di distribuzione e 5 medie imprese di distribuzione. Gli esercizi e le imprese oggetto di verifica sono stati individuati a campione e la metodologia di registrazione delle interruzioni è stata verificata tramite il controllo delle interruzioni relative all'anno 2009, anch'esse scelte a campione.

Per 3 esercizi di una grande impresa di distribuzione e per 2 medie imprese di distribuzione, l'applicazione, al campione di interruzioni verificate nel corso dei sopralluoghi, dell'Indice di precisione (IP), dell'Indice di correttezza (IC) e dell'Indice di sistema di registrazione (ISR) ha evidenziato valori degli indici compresi nelle fasce di tolleranza. Per 2 medie imprese, invece, l'indice ISR è risultato pari a 93% e quindi al di sotto delle tolleranze ammesse, con conseguente riduzione degli incentivi; mentre per una media impresa l'indice IC e l'indice ISR, quest'ultimo pari a 87%, sono risultati al di sotto delle tolleranze ammesse, con conseguente invalidazione del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, riduzione degli incentivi e aumento delle penalità.

Con la delibera 22 novembre 2010, ARG/elt 205/10, l'Autorità ha pertanto determinato gli incentivi e le penalità complessivi per l'anno 2009, per le imprese di distribuzione dell'energia elettrica ai sensi del TIQE, tra cui le suddette 6 imprese.

Le verifiche ispettive sulla corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni e sul calcolo degli indicatori di continuità del servizio per le imprese di distribuzione che, in relazione a quanto definito dall'art. 30, comma 30.2, del TIQE erano soggette a tali obblighi a decorrere dal 2010, sono state effettuate presso le sedi dei centri di telecontrollo di una media impresa e di 3 piccole imprese di distribuzione. Dette imprese rappresentavano un campione di quelle soggette per la prima volta a regolazione a partire dal 2010: la metodologia di registrazione delle interruzioni è stata verificata tramite il controllo a campione delle interruzioni, con particolare riferimento all'anno 2009.

Per 2 piccole imprese sono stati riscontrati errori nel calcolo degli indicatori di continuità del servizio e pertanto, con la delibera 14 luglio 2010, ARG/elt 107/10, per tali imprese distributrici è stato rinviato al 2011 l'avvio della regolazione incentivante della durata e del numero di interruzioni, tramite l'adozione dei livelli quadriennali degli indicatori di continuità del servizio.

Per una piccola impresa e una media impresa sono state riscontrate due delle tre condizioni previste dalla delibera 2 settembre 2009, VIS 83/09, di non conformità dell'esito della verifica ispettiva, ovvero la mancata registrazione di almeno una interruzione lunga e la mancata registrazione di almeno 3 interruzioni brevi. L'Autorità ha pertanto avviato, con delibere 15 novembre 2010, VIS 141/10 e VIS 142/10, 2 istruttorie formali nei confronti delle suddette imprese di distribuzione dell'energia elettrica, che potrebbero concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie.

Complessivamente, l'esito dei controlli risulta soddisfacente e conferma la tendenza in atto da alcuni anni a un progressivo miglioramento nella registrazione delle interruzioni da parte delle imprese di distribuzione dell'energia elettrica già in regolazione prima del 2010, mentre presenta criticità per le piccole e medie imprese entrate in regolazione a partire dal 2010. Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.11.

TAV. 6.11

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio

Giugno 2010 - Ottobre 2010

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
3 esercizi di una grande impresa già in regolazione da prima del 2010.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Verificati 9 ambiti, tutti con esito positivo.
5 medie imprese già in regolazione da prima del 2010.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Verificati 7 ambiti territoriali, di cui 5 con esito positivo e 2 con esito negativo. Riduzione degli incentivi per 2 imprese aventi indice ISR=93%. Riduzione degli incentivi e aumento delle penalità per una impresa avente indici IC e ISR inferiori ai limiti ammessi.
1 media impresa e 3 piccole imprese in regolazione a partire dal 2010.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Verificati errori nel calcolo degli indicatori di continuità del servizio per 2 piccole imprese. Riscontrate per una media e una piccola impresa due delle tre condizioni previste dalla delibera VIS 83/09 di non conformità dell'esito della verifica ispettiva e avviate 2 istruttorie sanzionatorie nei confronti delle predette imprese (VIS 141/10 e VIS 142/10).

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive a distributori elettrici ai quali è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico

Il 16 marzo 2011, con la delibera VIS 43/11, è stato approvato il programma di verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di energia elettrica alle quali è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione.

Le ispezioni avranno lo scopo di accertare la corretta applicazione degli obblighi di registrazione dei clienti secondo quanto disposto dal TIQE, e saranno effettuate per mezzo di un controllo procedurale, della visione e dell'acquisizione di elementi documentali e informativi relativi ai dati di continuità del servizio, comunicati all'Autorità nell'anno 2011 in conformità agli artt. da 9 a 12 dell'Allegato A alla delibera 10 dicembre 2009, ARG/elt 190/09.

Le verifiche ispettive interesseranno una grande impresa e 2 medie imprese distributrici dell'energia elettrica, e saranno effettuate a decorrere dall'1 aprile 2011, secondo quanto disposto dall'art. 7, comma 7.1, lettera a), dell'Allegato A alla delibera ARG/elt 190/09.

L'elenco delle verifiche ispettive da effettuare è riportato nella tavola 6.12.

TAV. 6.12

Verifiche ispettive a distributori elettrici ai quali è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio

Aprile 2011 - Dicembre 2011

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
3 imprese, di cui 1 grande impresa e 2 medie imprese.	Verifica della corretta applicazione da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica degli obblighi di registrazione dei clienti in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni misuratori elettronici e i sistemi di telegestione.	Verifiche ispettive da effettuare dall'1 aprile 2011.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Controlli tecnici nei confronti di imprese di distribuzione gas in materia di qualità e sicurezza: grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione del gas

Nel periodo 1 aprile 2010 – 31 marzo 2011 sono stati eseguiti, dai militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e dal personale della SSC, 59 controlli sulla qualità del gas presso 39 imprese di distribuzione ai sensi delle delibere 27 luglio 2009, VIS 80/09 (per il periodo novembre 2009 – ottobre 2010), e 31 agosto 2010, VIS 91/10 (per il periodo novembre 2010 – ottobre 2011).

Tali controlli, svolti senza preavviso, consistono in prelievi di gas effettuati sulla rete di distribuzione al fine di verificare i principali parametri di qualità del gas fornito ai clienti finali, che sono: il grado di odorizzazione, il potere calorifico superiore e la pressione di fornitura. La legge 6 dicembre 1971, n. 1083, impone ai distributori per il gas naturale e ai produttori per gli altri tipi di gas l'obbligo di odorizzare il gas, mentre l'Ente nazionale italiano di unificazione (UNI) attraverso il CIG ha emanato le norme tecniche per la corretta odorizzazione del gas. La mancata o insufficiente odorizzazione del gas comporta responsabilità penali per i soggetti che non hanno rispettato la normativa.

I prelievi del gas sono effettuati dalla SSC[1] 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 gascromatografica sul campo, eventualmente integrato da analisi di laboratorio nei casi dubbi, mentre quello sulla pressione di fornitura del gas viene eseguito in loco mediante manometro. Nel corso dei 59 controlli effettuati sono stati accertati sul campo, e confermati anche dalle successive analisi di laboratorio, 4 casi di insufficiente grado di odorizzazione per i quali gli Uffici dell'Autorità hanno adottato i provvedimenti conseguenti. Gli esiti dei controlli tecnici sono sintetizzati nella tavola 6.13.

1 La SSC, quale ente accreditato Accredia – Ente italiano di accreditamento, a partire dal 22 dicembre 2009 unico organismo nazionale autorizzato dallo Stato a svolgere attività di accreditamento per certificazioni e laboratori, è riconosciuto e autorizzato da decreti e provvedimenti di autorità pubbliche a effettuare rilevamenti e controlli in campo ambientale e per la sicurezza.

TAV. 6.13

Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità e sicurezza

Grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione; aprile 2010 - marzo 2011

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
59 controlli, di cui 25 su impianti di 11 grandi imprese, 29 su impianti di 23 medie imprese, 5 su impianti di 5 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 10 grandi, 21 medie e 4 piccole imprese. Accertati 4 casi di non conformità del grado di odorizzazione del gas per 1 grande, 2 medie e 1 piccola impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di sicurezza del servizio

Nel mese di febbraio 2011 sono state effettuate, da funzionari dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 2 verifiche ispettive ai sensi delle delibere 17 gennaio 2011, VIS 3/11 e VIS 4/11, nei confronti di imprese di distribuzione di gas riguardo alla sicurezza del servizio; nel corso di precedenti campagne di controllo della qualità del gas, presso gli impianti di distribuzione del gas utilizzati e gestiti dalle suddette imprese, era stato più volte riscontrato un grado di odorizzazione non conforme alla legislazione e alla normativa vigente in materia.

Le verifiche ispettive avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione da parte delle stesse imprese degli obblighi inerenti la sicurezza del servizio, ai sensi della delibera dell'Autorità 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 e, in particolare, dell'allegato *Testo unico - Parte I* (*Regolazione della qualità della distribuzione e della misura del servizio del gas* - RQDG).

Le verifiche ispettive sui dati di sicurezza delle reti di distribuzione hanno interessato una media e una piccola impresa. Le ispezioni sono state effettuate controllando elementi documentali e informativi, relativi ai dati di sicurezza del servizio comunicati all'Autorità, con riferimento all'assetto degli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa, al pronto intervento, all'odorizzazione, alle dispersioni e a eventuali incidenti da gas combustibile verificatisi sugli impianti di distribuzione. È attualmente in corso la valutazione degli esiti delle verifiche ispettive da parte degli Uffici competenti. L'elenco delle verifiche ispettive effettuate è riportato nella tavola 6.14.

TAV. 6.14

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di sicurezza del servizio

Febbraio 2011

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
1 media impresa e 1 piccola impresa.	Verifica della corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione di gas degli obblighi in materia di sicurezza del servizio.	Esiti in corso di valutazione.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di recuperi di sicurezza del servizio

Nel periodo luglio 2010 - ottobre 2010 sono state effettuate da funzionari dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza 5 verifiche ispettive, ai sensi della delibera 16 giugno 2010, VIS 41/10, nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di recuperi di sicurezza del servizio.

Le ispezioni avevano lo scopo di verificare la corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione di gas naturale, degli obblighi inerenti i recuperi di sicurezza del servizio (RQDG, delibera ARG/gas 120/08), che le imprese devono rispettare per poter accedere in modo volontario al sistema degli incentivi per i miglioramenti della sicurezza del servizio, secondo quanto previsto all'art. 32, comma 32.1, della RQDG. In particolare, la disciplina prevede che gli incentivi siano corrisposti alle imprese sulla base di due distinte componenti, correlate rispettivamente all'odorizzazione e alla riduzione delle dispersioni di gas.

Le verifiche ispettive sui dati di sicurezza delle reti di distribuzione hanno interessato 5 grandi imprese. Le ispezioni sono state effettuate controllando elementi documentali e informativi in merito 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 dell'ispezione ha consentito di accertare, per tutte 5 le grandi imprese, il rispetto per il 2009 dei requisiti di cui alla RQDG.

Con la delibera 30 novembre 2010, ARG/gas 215/10, l'Autorità ha pertanto determinato gli incentivi e le penalità complessivi per l'anno 2009, ai sensi della RQDG, per le imprese di distribuzione del gas che hanno richiesto di partecipare, su base volontaria per l'anno 2009, al sistema incentivante i recuperi di sicurezza, tra cui le suddette 5 grandi imprese.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.15.

TAV. 6.15

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di recuperi di sicurezza del servizio

Luglio 2010 - Ottobre 2010

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
5 grandi imprese.	Verifica della corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione di gas degli obblighi di cui all'art. 32 della RQDG.	Verificata la corretta attuazione dell'art. 32 della RQDG per 5 grandi imprese.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel periodo maggio 2010 - giugno 2010 sono stati effettuati da militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza i controlli telefonici nei confronti di 50 imprese, come previsto dalla delibera 7 aprile 2010, VIS 19/10, mediante chiamate al servizio di pronto intervento. Sono state altresì eseguite, nel periodo ottobre-novembre 2010, le successive verifiche ispettive con sopralluogo presso 7 delle imprese distributrici individuate tra le suddette 50 in base agli esiti dei controlli già realizzati mediante chiamate telefoniche.

Le operazioni di controllo telefonico avevano lo scopo di verificare le modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice. L'attività si è svolta, in via preliminare, con la verifica della corrispondenza del numero di pronto intervento (comunicato dalle imprese distributrici all'Autorità) con quello indicato sul sito internet delle imprese stesse e, quindi, con la verifica dell'effettiva funzionalità e accessibilità del centralino di pronto intervento, telefonan-

do senza preavviso ai numeri indicati dagli operatori nei giorni feriali e festivi, così come in orario diurno e notturno.

Le successive 7 verifiche ispettive, in esito ai controlli telefonici, avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas, delle disposizioni dell'Autorità in materia di pronto intervento, previste dalla RQDG.

Le verifiche ispettive inerenti il servizio di pronto intervento hanno interessato 4 medie e 3 piccole imprese. Le ispezioni sono state effettuate controllando elementi documentali e informativi relativi ai dati di sicurezza del servizio comunicati all'Autorità, con riferimento in particolare al servizio di pronto intervento, mediante l'ascolto, e l'eventuale acquisizione di registrazioni vocali, di chiamate pervenute al centralino di pronto intervento.

L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di accertare l'adeguatezza del servizio di pronto intervento per una media impresa, mentre per 3 medie imprese e 3 piccole imprese ha evidenziato l'inadeguatezza di detto servizio, in violazione degli obblighi previsti dall'art. 25 della RQDG, di cui alla delibera ARG/gas 120/08.

L'Autorità ha pertanto avviato, con la delibera 21 dicembre 2010, VIS 195/10, 5 istruttorie formali nei confronti delle suddette imprese di distribuzione, che potrebbero concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie. È in fase di predisposizione l'avvio di un'istruttoria formale per una piccola impresa. Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.16.

TAV. 6.16

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Maggio 2010 - Novembre 2010

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
Controlli telefonici: 50 imprese, di cui 9 grandi imprese, 32 medie imprese, 9 piccole imprese, per un totale di 197 chiamate telefoniche.	Verifica delle modalità di accesso da parte del cliente finale al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice, mediante chiamate al servizio di pronto intervento.	Verificate criticità nelle modalità di accesso al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice per 4 medie imprese e 3 piccole imprese.
Verifiche ispettive: 7 imprese, di cui 4 medie imprese, 3 piccole imprese.	Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento gas ai sensi della RQDG, di cui alla delibera ARG/gas 120/08.	Verificato il corretto funzionamento del servizio di pronto intervento per 1 media impresa. Verificata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento presso 6 imprese (3 medie e 3 piccole); avviate 5 istruttorie formali sanzionatorie nei confronti delle suddette imprese di distribuzione (VIS 195/10); avvio di istruttoria sanzionatoria in corso per 1 piccola impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive nei confronti di venditori di energia elettrica e di gas naturale in materia di qualità dei servizi di vendita con particolare riferimento alla risposta motivata ai reclami scritti e alla risposta a richieste scritte di informazioni

Nel periodo giugno-settembre 2010 sono state effettuate da funzionari dell'Autorità con la collaborazione di militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza 5 verifiche ispettive, ai sensi della delibera 12 maggio 2010, VIS 28/10, nei confronti di venditori di energia elettrica e di gas naturale.

Le ispezioni avevano la finalità di accertare la corretta applicazione delle disposizioni dell'Autorità in materia di qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale, di cui al

Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV), approvato con la delibera dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, con particolare riferimento alla risposta motivata ai reclami scritti e alla risposta a richieste scritte di informazioni, pervenuti ai venditori nel II semestre 2009, nonché ai relativi indennizzi.

Le ispezioni in materia di qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale hanno interessato 5 grandi imprese. Gli accertamenti ispettivi sono stati eseguiti utilizzando il metodo statistico di verifica dei dati di qualità dei venditori di energia elettrica e di gas naturale, secondo una procedura predisposta ai sensi della delibera ARG/com 164/08.

In esito ai controlli sono state applicate le seguenti penalità: 74.500 € alla prima impresa, 370.800 € alla seconda impresa, 99.400 € alla terza impresa e 2.000.500 € alla quarta impresa. Per la quinta impresa è stato invece accertato il rispetto degli obblighi previsti dal TIQV, senza quindi l'applicazione di penalità. Con un'istanza, una delle suddette grandi imprese cui era stata applicata la penalità ha contestato gli esiti dell'ispezione.

L'Autorità, con la delibera 18 novembre 2010, VIS 143/10, ha quindi stabilito l'effettuazione di un'ulteriore verifica ispettiva per acquisire elementi documentali e informativi utili ad accertare la piena attuazione del TIQV da parte di tale impresa, con particolare riferimento ad alcuni obblighi di servizio definiti in detta delibera.

Per quest'ultimo accertamento, svolto nel mese di gennaio 2011, è attualmente in corso la valutazione dell'esito da parte degli Uffici competenti. Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.17.

TAV. 6.17

Verifiche ispettive nei confronti di venditori di energia elettrica e di gas naturale in materia di qualità nella risposta ai reclami e alle richieste di informazioni

Gennaio 2010 - Gennaio 2011

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
5 grandi imprese.	Verifica della corretta applicazione delle disposizioni dell'Autorità in materia di qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale, di cui al TIQV.	Verificata la corretta applicazione delle disposizioni dell'Autorità in materia di qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale, di cui al TIQV per 1 grande impresa. Applicate penalità a 4 grandi imprese. Esiti in corso di valutazione per una ulteriore verifica ispettiva presso 1 grande impresa che ha contestato gli esiti della precedente verifica ispettiva.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di tariffe elettriche

Nel periodo novembre-dicembre 2010 sono state effettuate dagli Uffici dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza 3 verifiche ispettive, svolte ai sensi della delibera 25 febbraio 2010, VIS 12/10, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di tariffe elettriche.

Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione:

- con riferimento al periodo dall'1 febbraio 2004 al 31 dicembre 2007, delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, disciplinate dal *Testo integrato 2004-2007* e dalle altre disposizioni a esso collegate;
- con riferimento al periodo successivo al 31 dicembre 2007, delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura disciplinate dal *Testo integrato trasporto* (TIT) e delle altre disposizioni a

esso collegate, di cui all'Allegato A alla delibera 28 dicembre 2007, n. 348/07;

- della normativa in materia di applicazione dei contributi di allacciamento e diritti fissi, ovvero, successivamente al 31 dicembre 2007, delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione disciplinate dal *Testo integrato connessioni* (TIC) e dalle altre disposizioni a esso collegate, di cui all'Allegato B alla delibera n. 348/07;
- delle disposizioni dell'Autorità finalizzate all'accesso ai dati di base per la formulazione di proposte commerciali inerenti la fornitura di energia elettrica;
- della normativa relativa ai meccanismi di compensazione per la spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica (c.d. "bonus sociale elettrico").

Le verifiche ispettive in materia di tariffe elettriche hanno interessato 2 medie imprese e una piccola impresa di distribuzione dell'energia elettrica. Gli accertamenti sono stati effettuati per mezzo della visione e dell'acquisizione di elementi documentali e informativi relativi a bollette, contratti di fornitura dell'energia elettrica e documentazione connessa, dichiarazioni relative a ricavi, alla perequazione generale e al bilancio energetico della rete di distribuzione.

Per una media azienda sono state riscontrate violazioni delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura disciplinate dal TIT, delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione disciplinate dal TIC e della normativa relativa al bonus sociale elettrico.

Con la delibera VIS 8/11, l'Autorità ha pertanto avviato un'istruttoria formale nei confronti della suddetta impresa di distribuzione, che potrebbe concludersi con l'irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria. È attualmente in corso la valutazione degli esiti dell'ispezione da parte degli Uffici competenti per una media e una piccola impresa. Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.18.

TAV. 6.18

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di tariffe elettriche

Novembre 2010 - Dicembre 2010

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
3 imprese, di cui 2 medie imprese, 1 piccola impresa.	Verifica della corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione dell'energia elettrica, delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, disciplinate dal *Testo integrato 2004-2007*, delle disposizioni TIT, della normativa in materia di applicazione dei contributi di allacciamento e diritti fissi, delle disposizioni TIC e della normativa relativa al bonus sociale elettrico.	Verificata la corretta applicazione della normativa relativa al TIT, al TIC e al bonus sociale elettrico per 1 media impresa di distribuzione. Verificate violazioni nell'applicazione della normativa relativa al TIT, al TIC e al bonus sociale elettrico per 1 media impresa di distribuzione, con avvio di istruttoria sanzionatoria. Esiti in corso di valutazione per 1 piccola impresa di distribuzione.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive sugli impianti di produzione di energia elettrica incentivata

In considerazione della rilevanza economica degli oneri posti a carico del sistema elettrico dai meccanismi di incentivazione destinati alle fonti rinnovabili, alle c.d. "fonti assimilate" e agli impianti di cogenerazione, sin dal 2004 l'Autorità ha deciso di intensificare ed estendere le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione incentivati, avvalendosi della Cassa conguaglio per il settore elettrico ai sensi della delibera 22 aprile 2004, n. 60/04.

La Cassa conguaglio per il settore elettrico ha quindi costituito un comitato di esperti che ha emanato un regolamento per l'effettuazione delle verifiche e dei sopralluoghi, approvato con la delibera 14 dicembre 2004, n. 215/04, e ha proceduto alla selezione, tramite bandi, di un pool di esperti verificatori provenienti dal mondo universitario e dall'industria.

La legge n. 99/09 prevede che l'Autorità si debba avvalere del GSE per lo svolgimento delle attività tecniche relative all'accertamento e alla verifica dei costi posti a carico dei clienti, come maggiorazioni e ulteriori componenti del prezzo finale dell'energia elettrica.

Per dare attuazione al trasferimento delle attività operative sinora svolte in avvalimento dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico al GSE, l'Autorità:

- con la delibera GOP 42/09 ha avviato il procedimento per l'attuazione delle disposizioni in materia di ricorso alle società GSE e Acquirente unico per quanto concerne verifiche e sopralluoghi sugli impianti di produzione incentivata di energia elettrica; ha confermato fino al 30 giugno 2010 la situazione corrente della Cassa conguaglio per il settore elettrico ai sensi della delibera n. 60/04; ha iniziato contestualmente le attività propedeutiche al trasferimento di tali attività alla società GSE, con piena operatività dall'1 luglio 2010;
- con la delibera GOP 71/09 ha adottato un apposito disciplinare, condiviso con il GSE e l'Acquirente unico, sentita la Cassa conguaglio per il settore elettrico, di durata triennale (fino al 31 dicembre 2012); ne ha inoltre disposto la piena operatività, a partire dall'1 luglio 2010, con le stesse modalità e condizioni inerenti l'effettuazione delle verifiche e dei sopralluoghi, precedentemente stabilite con le delibere n. 60/04 e n. 215/04;
- con la delibera GOP 43/10 ha disposto sia la costituzione presso il GSE di un comitato di esperti, composto da 7 componenti scelti tra autorevoli professionisti competenti dell'Università e di qualificati organismi tecnici, sia il trasferimento al GSE dell'Albo dei componenti dei Nuclei ispettivi istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Dall'inizio di queste attività di verifica nel 2005 fino al 31 marzo 2011, sono state effettuate – dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico fino al 30 giugno 2010 e successivamente, dal GSE, direttamente o in collaborazione con gli Uffici dell'Autorità – un totale di 152 ispezioni, per una potenza installata complessiva di circa 10.700 MW, di cui il 42,7% costituita da impianti assimilati, il 51,0% costituita da impianti cogenerativi puri e il 6,3% costituita da fonti rinnovabili (Tav. 6.19).

Dal punto di vista della tipologia del trattamento incentivante riconosciuto, le verifiche ispettive hanno riguardato i seguenti segmenti:

- 55 impianti assimilati, per una potenza installata pari a 4.577 MW, dei quali 31 impianti titolari di convenzioni di cessione destinata CIP6, 6 impianti con convenzioni ex provvedimento CIP n. 34/90 e 18 impianti con cessioni di eccedenze; 26 di questi 55 impianti, per una potenza complessiva pari a 2.678 MW, hanno richiesto anche il riconoscimento della condizione di cogenerazione, ai sensi della delibera 19 marzo 2002, n. 42/02;
- 50 impianti cogenerativi, per una potenza pari a 5.461 MW;
- 47 impianti rinnovabili, per una potenza pari a circa 669 MW, di cui 17 alimentati a biomasse, 19 a rifiuti solidi urbani (RSU), 7 a biogas, oltre a 3 impianti eolici e un impianto idroelettrico a bacino.

Gli accertamenti finora conclusi, come già menzionato più sopra, hanno consentito di avviare procedure per il recupero amministrativo di circa 185 milioni di euro. Tali recuperi, a valle degli inevitabili seguiti di contenzioso, sono destinati a produrre effetti non solo riferiti agli anni di accertamento, ma per tutta la durata delle convenzioni pluriennali di cessione destinata, contribuendo così a ridurre anche per il futuro il fabbisogno del conto A_3. Oltre ai recuperi amministrativi sopra citati, la campagna di accertamenti sugli impianti di produzione incentivati ha consentito di riscontrare:

- un rilevante effetto di *moral suasion*, la campagna di ispezioni ha infatti indotto una maggior propensione alle verifiche interne e al rispetto delle norme;
- una miglior definizione del quadro normativo, soprattutto con riferimento agli aspetti applicativi e ai casi particolarmente complessi (utilizzo di combustibili fossili unitamen-

te a quelli di processo, residui e fonti rinnovabili, definizione dei servizi ausiliari di centrale, definizione della quantità di energia primaria annualmente immessa negli impianti, definizione del valore netto dell'energia elettrica e del valore utile dell'energia termica prodotta);

- l'efficacia di una formula di collaborazione con la Cassa conguaglio per il settore elettrico e il GSE che, attraverso il comitato di esperti e la costituzione di un Albo selezionato dei componenti dei Nuclei ispettivi, ha visto la collaborazione delle migliori università e dei più accreditati esperti del settore.

TAV. 6.19

Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte in collaborazione con la Cassa conguaglio per il settore elettrico e il GSE

Gennaio 2005 - 31 Marzo 2010

	IMPIANTI			DI CUI ANCHE COGENERATIVI		
	NUMERO	MW	%	NUMERO	MW	%
Assimilati CIP6	31	3.577		15	2.350	
Assimilati ex CIP n. 34/90	6	712		3	236	
Assimilati eccedenze	18	288		8	92	
TOTALE ASSIMILATI	**55**	**4.577**	**42,7**	**26**	**2.678**	**25,0**
COGENERATIVI PURI	**50**	**5.461**	**51,0**	**506**	**5.461**	**51,0**
Biomasse	17	272				
RSU	19	332				
Biogas	7	17				
Eolico	3	43				
Idroelettrici a bacino	1	6				
TOTALE RINNOVABILI	**47**	**669**	**6,3**			
TOTALE	**152**	**10.707**	**100,0**	**76**	**8.139**	**76,0**
di cui in avvalimento CCSE dal 2005 al 30 giugno 2010	130	9.351				

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

La tendenza, registrata a partire dall'anno 2006, di incremento progressivo del numero dei procedimenti sanzionatori si è consolidata ulteriormente nel corso del 2010, al punto che l'attività sanzionatoria ha assunto un rilievo via via più centrale, in coerenza con l'obiettivo strategico dell'Autorità di vigilare con sempre maggiore attenzione sulla corretta applicazione della regolazione.

Il numero dei procedimenti gestiti nel 2010 (Tav. 6.20) si attesta a 177, contro i 151 del 2009 e i 113 del 2008. L'aumento si riscontra nel numero dei procedimenti conclusi (94, contro gli 80 del 2009 e i 56 del 2008) e dei procedimenti avviati (83, contro i 71 del 2009 e i 57 del 2008).

TAV. 6.20

Numero e tipologia di violazioni contestate nei procedimenti sanzionatori del 2010

TIPOLOGIA DI VIOLAZIONI CONTESTATE	
Avvii di procedimento	**83**
Sicurezza	6
Reti	31
Mercati	9
Esigenze conoscitive	6
Tariffe e condizioni economiche	18
Garanzie commerciali	13
Chiusure di procedimento	**94**
Sicurezza	8
Reti	6
Mercati	4
Esigenze conoscitive	9
Tariffe e condizioni economiche	8
Garanzie commerciali	59
TOTALE	**177**

Fra i procedimenti conclusi, 59 sono culminati con l'accertamento delle responsabilità contestate, mentre per gli altri 35 l'Autorità ha accertato l'insussistenza delle violazioni. Malgrado la tendenza dell'Autorità a valorizzare, in un ottica non meramente repressiva, le iniziative delle imprese dirette al miglioramento delle condizioni dei mercati con conseguente riduzione della sanzione ai sensi delle Linee guida sui criteri di quantificazione delle sanzioni (delibera 2 ottobre 2008, ARG/com 144/08), l'ammontare complessivo delle sanzioni irrogate è stato pari a circa 5,560 milioni di euro a fronte dei 9,602 milioni di euro dell'anno precedente.

Una lettura più analitica del dato quantitativo consente di evidenziare due tendenze di fondo: la prevalenza del numero dei procedimenti in materia di mercati e di servizi di rete da un lato, e di tutela commerciale dei clienti finali dall'altro. La prima riflette l'approccio squisitamente proconcorrenziale ormai presente anche nell'attività di *enforcement* del regolatore, mentre la seconda, che rappresenta quasi un terzo delle sanzioni complessivamente irrogate, testimonia l'importanza crescente della tutela del consumatore, una tendenza coerente con la completa liberalizzazione dei mercati dal lato della domanda.

Violazione delle esigenze di sicurezza del sistema

L'Autorità ha irrogato sanzioni per un totale di 451.000 € a 5 società di distribuzione a causa del mancato rispetto degli obblighi in materia di pronto intervento ai fini della sicurezza gas. In particolare, le infrazioni accertate riguardano l'obbligo, stabilito dall'Autorità a tutela dei consumatori, di disporre anche attraverso il centralino telefonico di adeguate risorse umane, materiali e tecnologiche per far fronte con tempestività alle richieste di pronto intervento. Nel definire l'importo delle sanzioni, l'Autorità ha tenuto conto anche di alcune azioni migliorative - realizzate da 2 delle società coinvolte - ritenute idonee a scongiurare analoghe violazioni in futuro. In seguito all'acquisizione di nuovi elementi, sono stati avviati altri 5 procedimenti per le medesime violazioni. Sempre in materia di pronto intervento, si sono conclusi 3 procedimenti avviati nel 2008 nei confronti di altrettante società di distribuzione gas che avevano violato l'obbligo di intervenire sul luogo della richiesta entro 60 minuti, per almeno il 90% delle chiamate di pronto intervento. L'istruttoria era stata avviata sulla base dell'analisi dei dati di sicurezza comunicati dalle imprese e delle successive verifiche effettuate dall'Autorità, che evidenziavano persistenti anomalie nel rispetto dell'obbligo di pronto intervento. Il procedimento nei confronti di una delle società si è concluso con l'archiviazione, in quanto la stessa società ha dimostrato di aver commesso solo un errore materiale nella trascrizione dei dati nel registro di pronto intervento. Nei restanti casi, invece, sono state irrogate sanzioni per complessivi 800.000 €. Nel definire l'importo delle sanzioni, l'Autorità ha tenuto conto sia del numero limitato di impianti coinvolti rispetto a quello gestito dalle società, sia di una serie di azioni correttive, considerate idonee a scongiurare per il futuro analoghe violazioni.

Si è poi concluso, con l'irrogazione di una sanzione di 40.900 €, un procedimento avviato nel 2009 nei confronti di un esercente il servizio di distribuzione di energia elettrica per violazione della disciplina in materia di continuità del servizio. L'istruttoria ha in particolare accertato la responsabilità dell'esercente per la violazione delle disposizioni volte ad assicurare la verificabilità della correttezza delle registrazioni.

Per violazioni della stessa natura sono stati anche avviati 2 nuovi procedimenti nei confronti di altrettanti esercenti il servizio di distribuzione di energia elettrica.

Violazione delle disposizioni in materia di accesso ed erogazione dei servizi di rete

Nel corso del 2010, si sono conclusi 4 procedimenti avviati nel 2009 nei confronti di altrettante società di distribuzione di gas naturale, aventi a oggetto gli illegittimi rifiuti di accesso alla rete opposti a un venditore, nuovo entrante nei rispettivi mercati locali. I rifiuti sono stati motivati o con argomenti incompatibili con il quadro normativo, oppure sulla base di circostanze di fatto che si sono rivelate infondate in seguito a ispezioni. Per tutte le società è stata accertata la violazione contestata con irrogazione di sanzioni per complessivi 409.000 €; inoltre, in uno dei quattro procedimenti è stato adottato un provvedimento inibitorio.

Sono stati chiusi, senza irrogazione di sanzione, 2 procedimenti avviati nel 2009 per accertare il rispetto, da parte di due imprese di distribuzione di energia elettrica, delle disposizioni in materia di codici identificativi dei punti di prelievo (c.d. "codici POD").

Sono stati poi avviati 5 procedimenti – di cui 4 anche a fini prescrittivi – nei confronti di altrettante imprese distributrici di energia elettrica per la mancata comunicazione a ciascun utente di rete (venditore), nel termine prescritto, di determinati dati (riguardanti, per esempio, i consumi e le letture progressive dell'energia elettrica prelevata) che consentono al venditore la fatturazione e l'adempimento degli obblighi informativi verso i clienti finali. Infine, l'Autorità ha avviato 10 procedimenti nei confronti di altrettante imprese distributrici di energia elettrica per violazioni in materia di anagrafica dei punti di prelievo.

Violazione della disciplina dei mercati dell'energia

Per quanto riguarda il mercato dei c.d. "certificati verdi", l'Autorità ha disposto l'archiviazione nei confronti di un produttore di energia elettrica e di un importatore per l'inadempimento dell'obbligo previsto dall'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, dal momento che è stato accertato che le società erano esenti dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi; l'Autorità ha sanzionato, invece, per un ammontare pari a 379.480 €, 2 imprese importatrici di energia elettrica per il mancato acquisto dei certificati verdi relativi agli anni d'obbligo 2006 e 2007.

Per la stessa violazione l'Autorità ha altresì avviato 2 procedimenti nei confronti di società che producono o importano energia elettrica. Per quanto riguarda il mercato dei c.d. "certificati bianchi", sono stati avviati 6 procedimenti nei confronti di 3 imprese di distribuzione di gas naturale (3 nei confronti di un esercente – due dei quali riuniti – 2 nei confronti di un altro esercente e uno nei confronti del terzo distributore) per non avere conseguito l'obiettivo specifico, con riferimento agli anni d'obbligo 2008-2009, e/o per non aver adempiuto l'obbligo di compensazione della quota relativa all'anno d'obbligo 2008. Per una delle tre imprese i procedimenti concernono altresì il mancato invio della comunicazione strumentale alla verifica, da parte dell'Autorità, del possesso dei certificati bianchi necessari per il raggiungimento dell'obiettivo assegnato.

Violazione delle esigenze conoscitive dell'Autorità

L'Autorità ha irrogato una sanzione di 480.000 € all'esito di un procedimento avviato nei confronti di un'impresa elettrica minore per l'omessa trasmissione di dati richiesti dall'Autorità, a seguito dell'istanza dell'esercente di modifica del meccanismo di adeguamento automatico del costo del combustibile.

Sono stati chiusi – con l'irrogazione di sanzioni oscillanti tra il minimo edittale pertinente *ratione temporis* (25.822,84 €) e 30.000 € – 8 procedimenti avviati nel 2009 nei confronti di altrettanti esercenti il servizio di distribuzione di GPL per violazione delle disposizioni dell'Autorità relative agli obblighi di tempestiva comunicazione dell'attivazione del servizio. Nel quantificare le sanzioni si è tenuto conto della ridotta estensione territoriale delle violazioni e del circoscritto numero di utenti coinvolti.

Per la stessa violazione è stato anche avviato un nuovo procedimento nei confronti di un altro esercente il servizio di distribuzione di GPL. All'esito di un'indagine conoscitiva sui dati trasmessi dalle imprese di distribuzione di gas ai fini della determinazione delle tariffe per l'anno 2009, l'Autorità ha avviato

16 procedimenti sanzionatori, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione, per omessa risposta a richieste di informazioni da parte dell'Autorità. Inoltre, è stato avviato un procedimento nei confronti di un'impresa di distribuzione di gas naturale per non avere inviato la comunicazione relativa alla quantità di gas distribuito nel 2008 e al numero di clienti serviti al 31 dicembre del medesimo anno, al fine di consentire all'Autorità la determinazione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria.

Infine, 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 Tax*), sono stati avviati 4 procedimenti sanzionatori nei confronti di operatori che non hanno trasmesso le informazioni e i documenti richiesti dall'Autorità ai fini della vigilanza. Il primo dei quattro procedimenti avviati nel 2010 si è concluso con l'irrogazione di una sanzione di 25.000 € nei confronti di una società attiva nel commercio e nel trasporto di prodotti petroliferi. Nella determinazione della sanzione, l'Autorità ha tenuto conto del fatto che la società ha adempiuto, seppur tardivamente, gli obblighi informativi sulla stessa gravanti.

Violazione della disciplina tariffaria o delle condizioni economiche di fornitura

L'Autorità ha irrogato sanzioni per un importo complessivo di più di 100.000 € nei confronti di 3 imprese di distribuzione del gas che avevano applicato – per un punto di riconsegna – un coefficiente di correzione dei volumi K superiore a quello risultante dall'applicazione della metodologia prevista dalla regolazione dell'Autorità. Sono stati avviati, inoltre, 9 procedimenti sanzionatori, nei confronti di altrettanti venditori di energia elettrica, per violazioni in materia di applicazione dei prezzi biorari ai clienti domestici serviti in maggior tutela. Infine è stato avviato un procedimento sanzionatorio, nei confronti di una impresa di vendita di gas, per la tardiva applicazione delle tariffe di distribuzione e misura del gas, approvate dall'Autorità con la delibera 30 giugno 2009, ARG/gas 79/09.

Violazione della disciplina sul servizio di misura dell'energia

Sono stati avviati 15 procedimenti in esito all'istruttoria conoscitiva sull'adeguatezza prestazionale e di manutenzione degli impianti di misura della rete di trasporto gas, nonché sull'impatto delle inadeguatezze sull'andamento dei quantitativi di gas non contabilizzato nel periodo 2004-2006. L'istruttoria ha evidenziato alcune anomalie nella gestione degli impianti di misura da parte delle società coinvolte: in 10 casi la strumentazione di misura presentava guasti e disfunzioni; in un caso il dato di misura, reso disponibile dalla società, era stato riportato in maniera non regolare; infine, in 4 casi è emerso che non erano stati istallati gli impianti di misura presso i punti di riconsegna delle imprese.

Violazione delle garanzie di tutela commerciale dei clienti finali

Sono stati conclusi 4 dei 6 procedimenti avviati nel 2009 in esito a un'istruttoria conoscitiva sull'applicazione del coefficiente di adeguamento della tariffe di distribuzione e di fornitura del gas naturale alla quota altimetrica e alla zona climatica (c.d. "coefficiente M"). All'esito dei procedimenti è stato accertato che le imprese coinvolte, nonostante quanto erroneamente dichiarato nell'indagine conoscitiva, avevano correttamente applicato i provvedimenti dell'Autorità. Sempre con riferimento al coefficiente M, e in particolare per la presunta violazione dell'obbligo di esporre in bolletta il coefficiente M applicato, sono stati conclusi 45 procedimenti: in 20 casi è stata accertata la violazione contestata con irrogazione di sanzioni per complessivi 516.456 €, mentre in 25 casi le società coinvolte hanno dimostrato la propria estraneità ai fatti. Infine, il coefficiente M ha costituito oggetto di un ulteriore procedimento, nei confronti di un'impresa distributrice del gas per omessa applicazione di tale coefficiente, conclusosi con l'irrogazione di una sanzione di 55.000 €.

L'Autorità ha poi chiuso 3 procedimenti, avviati nel 2009, nei confronti di altrettanti esercenti il servizio di distribuzione di gas naturale, per tardiva corresponsione degli indennizzi automatici in materia di livelli specifici di qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale. Nel definire l'importo delle sanzioni (pari al minimo edittale per ognuna delle società coinvolte), l'Autorità ha tenuto conto del numero contenuto dei clienti finali coinvolti, nonché di una serie di azioni correttive, realizzate dalle società già prima dell'avvio dei procedimenti, considerate idonee a scongiurare per il futuro analoghe violazioni.

L'osservanza delle disposizioni in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione (bollette) è stata oggetto di 5 procedimenti, avviati nei confronti di altrettante società di vendita

dell'energia elettrica, chiusi con l'irrogazione di sanzioni (per un importo complessivo di circa 1.800.000 €) e con l'adozione di provvedimenti inibitori. In particolare, l'Autorità ha accertato che le società di vendita interessate hanno predisposto bollette non conformi agli schemi predisposti dall'Autorità, e quindi non in grado di offrire agevolmente al cliente finale le informazioni essenziali per la verifica della correttezza dei corrispettivi applicati e per la valutazione della convenienza delle condizioni contrattuali pattuite con il fornitore, anche ai fini dell'eventuale cambio dello stesso. Per il mancato rispetto delle medesime disposizioni, sono stati avviati altri 2 procedimenti nei confronti di altrettante imprese di vendita dell'energia elettrica.

L'Autorità ha invece chiuso senza irrogare sanzioni un procedimento avviato nei confronti di un venditore di energia elettrica per accertare il rispetto dell'obbligo di informare i clienti che si trovino nelle condizioni di ottenere la rateizzazione delle bollette (tra questi, i clienti con gruppo di misura accessibile ai quali, a causa di una o più mancate letture, sia richiesto il pagamento di un conguaglio), proprio nella bolletta relativa al pagamento rateizzabile.

Sono state irrogate 2 sanzioni, pari a 60.000 € e a 34.823 € ad altrettante società di vendita di gas naturale per violazione delle disposizioni dell'Autorità relative agli obblighi di comunicazione dei dati sulla qualità dei servizi telefonici. L'istruttoria ha accertato la responsabilità degli esercenti per non aver trasmesso all'Autorità i predetti dati relativi al secondo semestre 2008 e al primo semestre 2009.

Si è concluso il procedimento per la rideterminazione - a seguito di una sentenza del TAR Lombardia - della sanzione inflitta a un'impresa di distribuzione del gas naturale, che aveva violato la disciplina regolatoria in materia di qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas.

È stato altresì avviato un procedimento nei confronti di un'impresa di vendita di gas naturale per mancato rispetto della prescritta periodicità di fatturazione, per la non tempestiva applicazione dei "conguagli", nonché per inosservanza di disposizioni in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione e di risposta a reclami scritti.

Sempre in materia di qualità dei servizi telefonici, sono stati inoltre avviati 4 procedimenti nei confronti di altrettanti esercenti il servizio di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato libero e/o del servizio di maggior tutela per accertare la violazione delle disposizioni dell'Autorità, relative al servizio telefonico commerciale, finalizzate a promuovere condizioni di trasparenza del mercato tali da consentire all'utenza una scelta consapevole tra mercato libero e servizio di maggior tutela.

Attività di verifica del rispetto del divieto di traslazione della Robin Tax

Nel corso del 2010 si è intensificata l'attività di vigilanza sul divieto di traslazione affidata all'Autorità, dall'art. 81, comma 16 e seguenti, del decreto legge n. 112/08 (c.d. *Robin Tax*), convertito con modificazioni in legge 6 agosto 2008, n. 133, per verificare che gli operatori dei settori dell'energia elettrica, del gas e del comparto petrolifero gravati dal maggior onere fiscale non lo abbiano trasferito sui prezzi al consumo. Sull'attività svolta nel 2010, l'Autorità ha presentato, in data 27 dicembre 2010, la terza *Relazione* al Parlamento e al Governo, che è stata pubblicata sul sito

dell'Autorità e che viene illustrata più nel dettaglio nel Capitolo 1.

Attività organizzativa e di comunicazione

A seguito delle modifiche introdotte con la legge n. 99/09, recante *Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia,* che ha previsto per gli operatori con minor fatturato l'adozione di meccanismi volti alla semplificazione degli adempimenti, l'Autorità ha adeguato il sistema informativo di raccolta dei dati e dei documenti contabili richiesti per la vigilanza.
Inoltre, sulla base delle informazioni trasmesse dagli operatori e di quelle acquisite dalla banca dati dell'Anagrafe tributaria, si è provveduto ad aggiornare l'anagrafica degli operatori vigilati. A questi ultimi, infine, è stato garantito un canale di comunicazione per assicurare loro una continua forma di supporto tecnico-operativo finalizzato alla risoluzione di dubbi e incertezze e al superamento di incoerenze formali e sostanziali rilevate nel corso dell'esame dei dati contabili forniti.

Attività di monitoraggio

Nell'anno 2010 è stata svolta l'attività di monitoraggio relativa al secondo semestre 2008; in particolare:

- è stata completata l'analisi di primo livello nei confronti dei 525 operatori vigilati;
- sono stati avviati 32 procedimenti individuali per le analisi di secondo livello nei confronti delle imprese che non hanno dato luogo agli adempimenti stabiliti dalla normativa emanata dall'Autorità o che non hanno adeguatamente motivato le variazioni positive evidenziate dalle analisi di primo livello;
- si è proceduto all'intimazione ad adempiere nei confronti di 28 operatori che non avevano ottemperato agli obblighi informativi previsti dalla delibera 11 dicembre 2008, VIS 109/08, o vi avevano adempiuto solo parzialmente (delibere 30 giugno 2010, VIS 47/10, e 5 novembre 2010, VIS 137/10).

Attività sanzionatoria

Nel 2010 l'Autorità ha avviato 4 procedimenti sanzionatori nei confronti di operatori che, nonostante fossero stati intimati ad adempiere, non hanno inviato i dati e le informazioni richiesti dalla delibera VIS 109/08 (cfr. delibere 20 aprile 2010, VIS 25/10, e 2 novembre 2010, VIS 118/10, VIS 119/10 e VIS 120/10). Il primo dei quattro procedimenti si è concluso con l'irrogazione di una sanzione di 25.000 € a una società attiva nel commercio e nel trasporto di prodotti petroliferi (delibera 25 novembre 2010, VIS 168/10).

Attività di verifica di primo e secondo livello

Per quanto riguarda l'esito delle verifiche effettuate sulla base dell'indicatore di primo livello, definito dall'Autorità con la delibera VIS 109/08, si rileva che:

- per 154 operatori si è riscontrata una variazione positiva del margine di contribuzione semestrale, cioè una crescita dei ricavi, riconducibile almeno in parte alla componente prezzo, superiore a quella dei costi;
- per 175 operatori si è invece riscontrata una variazione negativa.

Nei casi in cui è stata constatata una variazione positiva del margine, gli Uffici dell'Autorità hanno inoltrato all'operatore interessato una richiesta, ai sensi dell'art. 4, comma 3, della delibera VIS 109/08, di adeguate motivazioni in merito alla circostanza riscontrata. La valutazione delle argomentazioni di carattere contabile-finanziario, presentate dalle imprese ovvero quelle fondate su registrazioni e documentazioni prodotte e che sono presenti nei bilanci pubblici di esercizio, ha rappresentato l'ultimo atto delle analisi di primo livello. Nella comunicazione sono state riportate le elaborazioni effettuate dagli Uffici, riguardanti i dati economici di ricavo e di costo, le differenze complessive risultanti dai confronti semestrali, le parti delle stesse dovute alla variazione dei prezzi e delle quantità. Le verifiche di secondo livello, come previsto dalla delibera 25 novembre 2009, VIS 133/09, sono state svolte nell'ambito di procedimenti individuali relativi a operatori che:

- non hanno dato corso agli adempimenti previsti o che, pur dando corso agli stessi, hanno fornito dati e informazioni errati e/o incompleti, oppure non hanno proceduto a eliminare le anomalie riscontrate nei dati trasmessi (in questo caso i procedimenti sono stati prioritariamente finalizzati

all'acquisizione dei dati e delle informazioni necessari per l'effettuazione delle analisi di primo livello);

- non hanno addotto motivazioni non idonee a escludere un'eventuale violazione del divieto di traslazione (della *Robin Tax*) o che hanno evidenziato la necessità di ulteriori approfondimenti, volti a valutare la rilevanza, l'entità e gli effetti sul margine semestrale della variazione stessa; in particolare, sono state considerate inadeguate le motivazioni non pertinenti (per esempio, perché non attinenti al periodo di competenza economica, oppure basate su elaborazioni prodotte dagli operatori con dati diversi rispetto a quelli comunicati o seguendo una propria metodologia) o che richiedevano ulteriori approfondimenti al fine di verificarne la fondatezza (per esempio, perché relative a dinamiche generali di mercato, oppure a dinamiche economiche internet).

Nel corso dell'anno 2010 sono stati conclusi 23 dei 32 procedimenti individuali avviati che hanno consentito:

- per 11 operatori di escludere ipotesi di traslazione della maggiorazione Ires;
- per 3 operatori di non poter accertare, ma nemmeno escludere, la violazione del divieto di traslazione;
- per 9 operatori di accertare la violazione del divieto di traslazione.

Nei loro confronti l'Autorità ha disposto provvedimenti prescrittivi, ordinando la predisposizione di un piano contenente misure idonee a eliminare gli effetti prodotti dalla violazione, da presentare entro 30 giorni dalla notifica del provvedimento. Di questi, un solo operatore ha inviato il piano entro i termini previsti, mentre 8 operatori hanno presentato ricorso al TAR Lombardia.

Per i restanti 9 procedimenti, avviati nell'anno 2010, sono ancora in corso le relative istruttorie da parte del Nucleo operativo.

Nel corso dei primi mesi del 2011 sono state avviate le verifiche di primo livello sui dati contabili trasmessi dagli operatori, relativi all'anno 2009.

Contenzioso

L'analisi dei dati relativi alle decisioni rese nell'anno 2010 e fino al 31 marzo 2011 conferma una tendenza favorevole degli esiti del contenzioso.

I dati inerenti il numero e gli esiti dei giudizi dal 1997 sino al 31 marzo 2011 sono esposti nelle tavole 6.21 e 6.22, mentre il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa è illustrato nella tavola 6.23, dalla quale si evince, in termini statistici, l'indicazione più significativa sull'elevata "resistenza" dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio giurisdizionale.

Su un totale di 4.609 delibere approvate dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997 – 31 marzo 2011), ne sono state impugnate 413, pari al 9%, e ne sono state annullate in tutto o in parte 72, pari al 17,4% del totale delle delibere impugnate e all'1,6% di quelle adottate. In termini statistici, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale continua ad attestarsi attorno al 98,4%.

Nell'anno 2010 si è registrato un incremento del contenzioso rispetto all'anno precedente: 204 ricorsi nel 2010 contro i 116

del 2009. I provvedimenti contestati con il maggior numero di ricorsi sono le delibere 6 agosto 2010, ARG/elt 125/10 (*Modifiche e integrazioni alle condizioni tecniche ed economiche per la connessione con le reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione*), e 15 ottobre 2010, ARG/elt 173/10 (*Criteri per la definizione delle aree critiche e delle linee critiche in alta e altissima tensione ai fini dell'applicazione delle garanzie previste in materia di connessioni degli impianti di produzione*), impugnate da 73 ricorrenti nel 2010. Nel primo trimestre del 2011 il numero dei ricorsi è aumentato rispetto all'anno precedente: 82 ricorsi a fronte dei 62 del primo trimestre 2010.

TAV. 6.21

Esito del contenzioso dal 1997 al 2011

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
- su istanza di sospensiva	306	160	53
- di merito	603	205	209
Decisioni del Consiglio di Stato			
- su appelli dell'Autorità	148	120	31
- su appelli della controparte	97	21	30

TAV. 6.22

Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2011

Dati disponibili al 31 marzo 2010; numero di ricorsi accolti (A), accolti in parte (AIP) o respinti (R)

		SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
ANNO	N. RICORSI[A]	A	AIP	R	A	AIP	R	A	AIP	R	A	AIP	R
1997	13	-	2	7	-	1	6	3	-	1	-	-	5
1998	25	-	4	11	3	4	9	-	-	1	2	-	1
1999	66	-	-	24	-	4	25	-	-	-	-	-	10
2000	51	2	-	23	16	-	18	10	3	1	1	-	8
2001	81	2	-	16	30	3	32	5	1	17	4	5	5
2002	87	13	5	6	31	10	37	2	-	9	3	2	3
2003	49	5	1	24	2	6	38	2	-	1	-	-	2
2004	144	11	2	45	27[C]	58[E]	48	15	6	40	4	1	9
2005	172	3	31	24	45[D]	7	93	5	2	12[F]	3	-	9
2006	255	48[B]	-	88	5	4	10	20	-	3	-	-	2
2007	140	2	-	18	2	17[I]	28[L]	20[G]	-	36[H]	-	-	-
2008	131	2	-	5	11	17	74	21	-	7	2	-	17[N]
2009	116	1	6	3	18	58	128	2	18[M]	12	2	18[M]	10
2010	204[O]	3	-	3	13	17	48	10	1	6	-	4	13
2011	82	68	2	9	2	3	9	5	0	2	0	0	3
TOTALE	1.616	160	53	306	205	209	603	120	31	148	21	30	97

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito in relazione a quelli incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente relativi a provvedimenti adottati l'anno precedente.
(B) Tutti ricorsi avverso la medesima delibera n. 298/05.
(C) Di cui 12 ricorsi avverso la delibera n. 20/04.
(D) Di cui 34 ricorsi avverso la delibera n. 248/04.
(E) Di cui 45 ricorsi avverso la delibera n. 170/04 e 7 ricorsi avverso la delibera n. 5/04.
(F) Di cui 9 ricorsi su sentenza sfavorevole su medesima nota PB/M01/3356/md-mp.
(G) Tutti avverso sentenze sfavorevoli rese su ricorsi avverso la delibera n. 249/06.
(H) Di cui 32 ricorsi avverso sentenze sfavorevoli, rese su ricorsi avverso la delibera n. 248/04.
(I) Di cui 13 ricorsi avverso la delibera n. 11/07.
(L) Di cui 10 ricorsi avverso la delibera n. 11/07.
(M) Decisioni rese su appelli riuniti dell'Autorità e delle controparti avverso le sentenze del TAR Lombardia sulla delibera n. 11/07.
(N) Include 10 ordinanze di rigetto rese dal Consiglio di Stato sugli appelli cautelari proposti dalle controparti.
(O) Di cui 73 ricorsi avverso le delibere ARG/elt 125/10 e ARG/elt 173/10.

TAV. 6.23

Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2011

ANNO	DELIBERE EMESSE	DELIBERE IMPUGNATE (A)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	DELIBERE ANNULLATE (B)	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE EMESSE	N. RICORSI (C)
1997	152	6	3,9	1	16,7	0,7	13
1998	168	11	6,5	2	18,2	1,2	25
1999	209	15	7,2	2	13,3	1,0	66
2000	250	16	6,4	5	31,3	2,0	51
2001	334	21	6,3	4	19,0	1,2	81
2002	234	27	11,5	14	51,9	6,0	87
2003	169	17	10,1	3	17,6	1,8	49
2004	254	34	13,4	8	23,5	3,1	144
2005	301	36	12,0	10	27,8	3,3	172
2006	332	40	12,0	10	25,0	3,0	255
2007	353	32	9,1	4	12,5	1,1	140
2008	482	56	11,6	9	16,1	1,9	131
2009	587	44	7,5	0	0,0	0,0	116
2010	656	53	8,1	0	0,0	0,0	204
2011	128	5	3,9	0	0,0	0,0	82
TOTALE	**4.609**	**413**	**9,0**	**72**	**17,4**	**1,6**	**1.616**

(A) Numero di delibere emesse in quell'anno e impugnate nello stesso anno o in quello successivo.
(B) Numero di delibere annullate in tutto o in parte.
(C) Numero totale di ricorsi pervenuti, inclusi quelli plurimi.

Dall'analisi delle pronunce depositate nel corso del 2011, si possono trarre utili indicazioni sull'ampiezza e i limiti dell'azione dell'Autorità, con riguardo alla regolazione delle infrastrutture e dei mercati dell'energia elettrica e del gas.

La Corte di Giustizia dell'Unione europea, Grande sezione, pronunciandosi sulla questione pregiudiziale sollevata dal TAR Lombardia in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale (delibera 29 marzo 2007, n. 79/07), ha affermato che gli artt. 3, n. 2, e 23, n. 1, della direttiva comunitaria 2003/55 non ostano a una normativa nazionale, come l'art. 1, n. 3, del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, che consente al regolatore nazionale di determinare il livello del prezzo di fornitura di gas naturale mediante la definizione di prezzi di riferimento successivamente all'1 luglio 2007; ciò purché tale intervento:

- persegua un interesse economico generale, consistente nel mantenere il prezzo di fornitura del gas naturale al consumatore finale a un livello ragionevole alla luce della contemperazione, che spetta agli Stati membri effettuare, fra l'obiettivo di liberalizzazione e l'obiettivo della necessaria protezione del consumatore finale, come stabilito dalla direttiva 2003/55;
- non incida sulla libera fissazione dei prezzi della fornitura del gas naturale successivamente all'1 luglio 2007, se non nella misura necessaria a conseguire siffatto obiettivo di interesse economico generale e, di conseguenza, per un periodo necessariamente limitato nel tempo;
- sia chiaramente definito, trasparente, non discriminatorio, verificabile, e garantisca alle imprese dell'Unione che operano nel settore del gas parità di accesso ai consumatori.

Spetta ai giudici nazionali verificare se in concreto ricorrono le suddette condizioni (Corte di Giustizia, Grande sezione, 20 aprile 2010, causa C 265-08). Il Consiglio di Stato, chiamato a pronunciarsi sulla medesima materia, ha ritenuto l'intervento di regolazione sui prezzi di fornitura del gas (delibera n. 79/07) conforme ai principi della suddetta sentenza della Corte di Giustizia: «*È indiscutibile l'interesse economico generale perseguito con le misure adottate, a fronte dell'esigenza di contenere la ricaduta sui clienti finali degli incrementi di costo della componente della materia prima sul mercato internazionale. Né sono violati i valori di trasparenza, certezza e verificabilità a fronte del carattere dettagliato e analitico delle disposizioni*

introdotte e della sottoposizione della fase attuativa al controllo dell'AEEG, non esclusa ogni possibile misura sanzionatoria. Ugualmente la temporaneità dell'intervento e la sua incidenza solo parziale sulla formazione dei prezzi di vendita escludono il contrasto con il principio di proporzionalità, in relazione al fine perseguito di salvaguardare la fascia debole dei consumatori all'interno di un mercato della fonte energetica non sostituibile che resti affidato» (Consiglio di Stato, 28 ottobre 2010, n. 7645).

A differente conclusione, invece, è giunto il TAR Lombardia, che ha ritenuto il sistema regolatorio determinato dalla delibera n. 79/07 non conforme ai principi della Corte di Giustizia, in quanto sul piano del rispetto del principio di proporzionalità: «*La misura a tutela del consumatore finale non ha portato alcun beneficio neppure all'obiettivo di liberalizzare il mercato, regime in teoria in vigore dal gennaio 2003, poiché gli utenti finali che hanno cambiato fornitore durante la vigenza della disciplina della delibera impugnata (2008-2009) non superano il 2%*»; per quanto riguarda il requisito di temporaneità della misura «*anch'esso non appare soddisfatto: il punto 1.3.2 della delibera n. 79/07 prevede la possibilità di prorogare fino al 30 giugno 2009 il più favorevole calcolo degli aumenti oltre la soglia fissata, ma alla scadenza non conseguirebbe un regime liberalizzato dei prezzi, ma la nuova vigenza dei criteri di cui al punto 1.2 della delibera n. 195/02, come modificata dalla delibera impugnata che riporterebbe la soglia di copertura dell'aumento dei prezzi al 75% ancora più penalizzante per i venditori*» (TAR Lombardia, 25 novembre 2010, n. 7352, n. 7369, n. 7360, n. 7361, n. 7381 e n. 7382).

Sulla medesima materia, si è nuovamente pronunciato il TAR Lombardia, con riguardo alla rimozione della c.d. "soglia di invarianza" dal criterio di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura (delibera 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08). Stavolta il TAR ha affermato che la delibera ARG/gas 192/08 è supportata da una finalità di interesse economico generale, secondo quanto richiesto dalla Corte di Giustizia: «*L'eliminazione della soglia di invarianza consente ai clienti di beneficiare immediatamente della diminuzione del prezzo dei prodotti petroliferi, sicché la misura introdotta dall'Autorità riflette i canoni di proporzionalità, in quanto è adeguata all'obiettivo perseguito e, correlandosi a meccanismi compensativi in favore dei venditori per gli oneri che dovessero restare a loro carico in applicazione della nuova disciplina, realizza un intervento equilibrato, che – in generale e salvo quanto si evidenzierà in prosieguo in relazione alle censure afferenti al meccanismo di funzionamento delle compensazioni – non pregiudica in modo discriminatorio gli operatori della filiera diversi dai clienti finali*». Tuttavia, il TAR ha ritenuto illegittima la disciplina nella parte in cui attribuisce vantaggi identici alle famiglie e ai clienti industriali o commerciali, «*trattandosi di soggetti che versano in condizioni oggettivamente differenti*» (TAR Lombardia, 26 ottobre 2010, n. 7053, n. 7054, n. 7055, n. 7056, n. 7059, n. 7060, n. 7061).

In materia di regolazione dei servizi di dispacciamento dell'energia elettrica nei casi di morosità dei clienti finali, il TAR Lombardia ha giudicato legittimo l'intervento dell'Autorità (delibera 25 gennaio 2008, ARG/elt 4/08), precisando che la facoltà di chiedere la sospensione della fornitura nei confronti del cliente finale moroso è possibile a prescindere da quale sia il periodo in cui la morosità sia maturata, ma purché vi sia un contratto ancora in essere, «*poiché nel caso dell'avvenuta risoluzione non è possibile sospendere ciò che è cessato*» (TAR Lombardia, 27 gennaio 2010, n. 181).

In materia di corrispettivi per l'uso dello stoccaggio strategico del gas naturale (delibera 30 gennaio 2006, n. 21/06), il Consiglio di Stato, in riforma della sentenza del TAR, ha confermato il proprio orientamento, affermando che «*la previsione di erogazioni autorizzate o meno e la correlata fissazione dei corrispettivi risulta distinta da quella relativa alle penali*», e considerando che «*la determinazione dei corrispettivi non svolge perciò funzione surrogatoria delle penali ma quella, diversa, di assicurare il miglior perseguimento delle finalità complessive della disciplina in materia, consistenti nella garanzia del più rigoroso ed efficiente utilizzo dello stoccaggio strategico, in quanto risorsa ultima del sistema*». Per tali motivi la distinzione tra erogazioni autorizzate e non autorizzate non può essere interpretata nel senso di precludere all'Autorità il perseguimento di obiettivi generali di regolazione dell'uso dello stoccaggio strategico, attraverso la determinazione dei corrispettivi, quando si tratti del primo tipo di erogazioni, «*poiché sarebbe immotivatamente limitata una potestà in materia che è espressamente conferita pure per tale caso*» (Consiglio di Stato, 10 febbraio 2010, n. 680).

In riforma della sentenza di primo grado, il Consiglio di Stato ha giudicato «*esercizio non irragionevole (e pertanto, in ultima analisi, legittimo) dell'ambito della discrezionalità tecnica attribuita all'Autorità*» la disciplina introdotta dalla delibera 17

luglio 2002, n. 137/02, in materia di garanzie di libero accesso al servizio di trasporto del gas naturale. In particolare, per quanto riguarda i contratti di importazione assistiti dalle c.d. "clausole di flessibilità", i giudici hanno ritenuto che il sistema delineato dalla delibera n. 137/02 risponde pienamente alle esigenze di cui all'art. 3, comma 8, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (in materia di importazione del gas) (Consiglio di Stato, 17 marzo 2010, n. 1550; in senso contrario, Consiglio di Stato, 18 gennaio 2010, n. 126).

Infine, il Consiglio di Stato ha espressamente riconosciuto che il meccanismo dei CCT (corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto) (delibera n. 137/04) ha «*una precisa copertura legislativa nell'art. 6, decreto legislativo n. 79/99, dedicato alla contrattazione bilaterale, e segnatamente nei commi 2 e 3*». Nel merito: «*I CCT non violano il principio di proporzionalità imposto dalla norma primaria, perché essi nascono come rimedio per attenuare il fenomeno delle congestioni della rete di trasmissione; l'entità dei CCT, quando il prezzo zonale sia inferiore al prezzo unico nazionale (PUN)*[2]*, è un indice dell'esistenza di un vincolo, tecnico o di mercato, che impedisce l'efficiente utilizzo collettivo dell'infrastruttura; i CCT riflettono dunque in maniera esatta la proporzione inversa esistente tra i vincoli della rete e l'entità del contributo dovuto per l'acquisto di quello, che in termini giuseconomici, è il "diritto di congestionare" il sistema; con i CCT l'Autorità ha riprodotto una sorta di mercato virtuale dei diritti sulle specifiche esternalità negative*» (Consiglio di Stato, 3 marzo 2010, n. 1212, n. 1213, n. 1215 e n. 1216).

In materia di tariffe di distribuzione dell'energia elettrica, il Consiglio di Stato ha riformato la sentenza del TAR, che aveva annullato la delibera n. 348/07 nella parte in cui poneva a carico di un'acciaieria – utente direttamente allacciato alla linea di trasmissione ad altissima tensione (380 kV) – il pagamento del servizio di distribuzione. Il TAR aveva disposto una Consulenza tecnica d'Ufficio per accertare se e in che modo una acciaieria utilizzi il servizio di distribuzione dell'energia elettrica e sia quindi tenuta al pagamento della corrispondente tariffa.

Il potere esercitato dall'Autorità, in tale fattispecie, si fonda nella legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, ove è espresso all'art.3, comma 2, il principio della unicità tariffaria per tipologie omogenee di utenza. In particolare, secondo i giudici la sentenza di primo grado è erronea sia perché non si è avveduta del fatto che la previsione di una tariffa differenziata per tipologia di utenza è stata adeguatamente soddisfatta dalla delibera impugnata, la quale infatti fa riferimento ai clienti allacciati in altissima tensione, sia perché contiene una "endemica contraddizione" tra le conclusioni della CTU e quelle rese dai primi giudici (Consiglio di Stato, 27 luglio 2010, n. 4906).

In materia di tariffe di trasporto del gas naturale (delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09), il TAR ha escluso che sia invocabile un legittimo affidamento sull'immodificabilità dell'assetto regolatorio previgente, in particolare sulla stabilità del sistema di approvvigionamento del gas *fuel* nel precedente periodo regolatorio, dal momento che l'Autorità modula «*i suoi poteri regolatori anche attraverso modifiche di indirizzi in precedenza assunti, quante volte ritenga opportuno migliorare effetti e risultati di una precedente disciplina non soddisfacente, e ciò attraverso espressioni di discrezionalità valutativa sindacabili in sede di legittimità solo per evidenti vizi logici; in tali ipotesi non si ravvisano ostacoli connessi con l'affidamento che alcune imprese di settore potrebbero aver maturato sotto precedenti regimi deliberativi di maggior favore, proprio perché si tratta di determinazioni nuove per periodi temporali ancora privi di pregressa regolazione*» (TAR Lombardia, 11 maggio 2010, n. 1455).

In materia di tariffe di distribuzione del gas, il TAR ha annullato la delibera 21 dicembre 2009, ARG/gas 197/09, nella parte in cui è prevista l'approvazione definitiva della tariffa d'ufficio per tutte le località servite dall'esercente, qualora le risposte fornite dall'operatore non vengano ritenute soddisfacenti anche per una sola località. Secondo il TAR, la misura dell'approvazione d'ufficio della tariffa sarebbe sproporzionata «*perché si arriva a estendere il meccanismo anche a quelle località per le quali non è stata invece effettuata alcuna verifica e per le quali si adduce, in forza di una presunzione disancorata da parametri concretamente raffrontabili, la complessiva sussistenza di errori di rilevazione e incongruenze*» (TAR Lombardia, 11 ottobre 2010, n. 6916).

In materia di risparmio energetico, il Consiglio di Stato ha precisato che il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica pre-

2 Il Prezzo unico nazionale (PUN) è la media dei prezzi zonali del Mercato del giorno prima ponderata con gli acquisti totali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. Il prezzo zonale è il prezzo di equilibrio in ciascuna zona geografica e virtuale.

suppone che i risparmi siano effettivi, altrimenti i certificati bianchi, rilasciati a fronte della mancata riduzione dei consumi, porterebbero al risultato paradossale, opposto all'obiettivo per cui sono nati, di consentire un aumento dei consumi, con evidente danno all'ambiente a livello globale e alla collettività. Da ciò consegue che il potere dell'Autorità di effettuare controlli a campione si estende anche alla verifica del tasso di ritorno effettivo conseguito dai progetti. Tuttavia, i giudici hanno ritenuto di natura ordinatoria il termine di deposito di memorie e documenti dopo la chiusura dell'istruttoria. Pertanto, l'Autorità ha l'obbligo di valutare anche le produzioni documentali avvenute successivamente, salvo e impregiudicato il potere di ritenere inattendibili o inidonei i documenti depositati (Consiglio di Stato, 22 marzo 2010, n. 1635).

Il TAR ha respinto i ricorsi presentati da alcune società contro le delibere dell'Autorità, che non avevano approvato determinati progetti di risparmio energetico, precisando che «*l'onere che grava sulla società che richiede la certificazione del progetto è duplice in quanto da un lato essa deve eseguire il progetto adottando tutte le misure che, secondo l'ordinaria diligenza, ne assicurino l'efficacia in termini di risultato e, dall'altro, deve documentare tale attività in modo da fornire all'Autorità una compiuta e plausibile dimostrazione dei mezzi messi in opera per raggiungere l'obiettivo*» (TAR Lombardia, 22 aprile 2010, n. 1137, n. 1138, n. 1139 e n. 1140).

Con riguardo alle violazioni in materia di cessione sul mercato regolamentato del gas delle aliquote del prodotto della coltivazione di giacimenti di gas dovute allo Stato (*royalties*) (delibera 17 dicembre 2007, n. 326/07), il TAR Lombardia ha riconosciuto il potere sanzionatorio dell'Autorità in tale materia, in quanto non incompatibile con il concorrente potere di segnalazione al Ministero dello sviluppo economico di pratiche anticoncorrenziali sul mercato del gas. Secondo il TAR, il potere sanzionatorio dell'Autorità non ha bisogno di una specifica previsione legislativa, perché ha carattere generale, riguardando tutte le violazioni dei propri provvedimenti (TAR Lombardia, 25 gennaio 2010, n. 156).

In contrasto con l'orientamento consolidato del TAR Lombardia, il Consiglio di Stato ha escluso l'applicabilità dell'art. 14 della legge 24 novembre 1981, n. 689 (che prevede un termine perentorio di 90 giorni per la contestazione dell'illecito a partire dal suo accertamento), ai procedimenti sanzionatori dell'Autorità: «*In considerazione del carattere speciale della legge istitutiva dell'Autorità (n. 481/95) e del rinvio dalla stessa operato, nell'art. 2, comma 24, lett. a), a una disciplina regolamentare dei procedimenti sanzionatori, l'art. 14 cit., a norma dell'art. 12 della stessa legge n. 689/81, non appare applicabile in quanto, come appena detto, in materia ha diversamente disposto la sopravvenuta legge n. 481/95*» (Consiglio di Stato, 3 maggio 2010, n. 2507, e 7 aprile 2010, n. 1976). Inoltre il Consiglio di Stato ha escluso l'applicabilità agli illeciti amministrativi del c.d. "principio di esiguità" vigente in materia penale (in forza del quale la violazione non sarebbe sanzionabile quando il fatto risulta comunque particolarmente tenue), dato che le stesse norme che escludono, in alcuni casi, la punibilità del fatto particolarmente tenue sono eccezioni alla regola e, come tali, non suscettibili di generale applicazione (Consiglio di Stato, 15 luglio 2010, n. 4580). Infine, quanto all'esplicazione dei criteri matematici adottati per la quantificazione della sanzione, il Consiglio di Stato ha precisato che «*l'onere di motivare non può spingersi, per quanto precisato dalla giurisprudenza, fino al punto di indicare il calcolo matematico seguito nell'adottare il provvedimento, essendo sufficiente ai fini di un'adeguata motivazione il rispetto dei criteri stabiliti dall'art. 11 della legge n. 689/81 e l'indicazione delle ragioni della concreta applicazione di tali criteri*» (Consiglio di Stato, 3 maggio 2010, n. 2507).

In materia di verifica della condizione di cogenerazione degli impianti, il TAR ne ha precisato la natura giuridica, definendolo come un procedimento complesso, articolato in più fasi, in cui a una prima attività di verifica solo documentale – ovvero estrinseca e meramente cartolare – svolta dal GSE sulla base dell'autocertificazione trasmessa dall'impresa interessata, segue una fase di verificazione sostanziale, svolta dall'Autorità tramite la Cassa conguaglio per il settore elettrico, diretta ad accertare, mediante sopralluoghi sugli impianti, la veridicità delle dichiarazioni rese dalla società (TAR Lombardia, 12 marzo 2010, n. 603). Il Consiglio di Stato, confermando la sentenza del TAR che aveva ritenuto legittima la verifica ispettiva effettuata su un impianto di cogenerazione, ha precisato che il principio di intangibilità e immodificabilità delle c.d. "iniziative prescelte" di cui al provvedimento CIP6 «*non può essere considerato violato da atti con cui l'amministrazione, lungi dall'incidere in senso modificativo o caducatorio sulla disciplina contenuta nel provvedimento CIP6 e successive modifiche, ha unicamente dato attuazione, al più offrendo chiarimenti e*

delucidazioni in ordine al sistema dei prezzi o alle caratteristiche degli impianti di produzione, come delineato dal citato provvedimento CIP6». Inoltre, sul presunto diritto a un rimborso integrale degli oneri sostenuti per l'acquisto dei certificati verdi, i giudici hanno sottolineato che esso è contrario alla «*esigenza di fondo sottesa al provvedimento CIP6, finendo per essere posti a carico dell'intero sistema elettrico i costi derivanti dalle inefficienze degli impianti ammessi ai benefici del CIP6, viceversa previsti per premiare le imprese meglio organizzate ed efficienti quanto al risparmio energetico e all'utilizzo di fonti energetiche non tradizionali*» (Consiglio di Stato, 29 dicembre 2010, n. 9569).

PAGINA BIANCA

7. Organizzazione, comunicazione e risorse

PAGINA BIANCA

Organizzazione e Piano strategico triennale

L'organizzazione delle attività provvedimentali del Collegio, il coordinamento tra il Collegio e le Direzioni, la gestione delle riunioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sono state assicurate anche per l'anno 2010 dal Segretariato Generale, con l'ausilio degli ormai consolidati e sperimentati strumenti di pianificazione strategica e operativa degli obiettivi, nonché di programmazione puntuale delle attività.

A livello di organizzazione interna il ricorso a tali strumenti ha permesso ordinate ed efficienti definizione e gestione delle strategie da perseguire e delle attività da svolgere, in relazione alle quali vengono preventivamente individuati i rispettivi Uffici competenti e stabilite le tempistiche di riferimento. Verso l'esterno, inoltre, tali strumenti consentono di garantire a tutti i possibili soggetti interessati la preventiva conoscenza dei principali orientamenti strategici dell'Autorità e della sua conseguente azione operativa, assicurando adeguati livelli di trasparenza.

Nelle more della nomina dei nuovi componenti del Collegio, al fine di garantire la continuità dell'azione dell'Autorità, con la delibera 4 gennaio 2011, GOP 1/11, è stato adottato il Piano strategico triennale 2011-2013, rispetto al quale il nuovo Collegio, insediatosi il 16 febbraio, si è riservato eventuali revisioni e integrazioni. Proprio a questo fine, con la successiva delibera 29 marzo 2011, GOP 16/11, tale Collegio ha disposto la sospensione del Piano triennale fino al 31 luglio prossimo.

Comunicazione

Ruolo ed evoluzione della comunicazione dell'Autorità

Sviluppare una comunicazione chiara, corretta ed efficace sull'azione di regolazione, per lo sviluppo della concorrenza e la tutela dei consumatori, è una delle priorità dell'Autorità e un'esigenza sempre più sentita da parte di istituzioni, operatori, consumatori e media. Punto di riferimento di tutta l'attività di comunicazione è la legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, che tra i compiti principali dell'Autorità individua il «*pubblicizzare e diffondere la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi, al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi o finali*». Sin dall'inizio questa attività ha seguito l'evolversi degli scenari e delle condizioni di mercato, nella scelta del linguaggio, dello stile e degli strumenti, senza per questo rinunciare a rigore e precisione.

Nel primo settennato, caratterizzato dalla nascita dell'Autorità e dall'avvio dei processi di liberalizzazione, l'obiettivo primario è stato quello di diffondere una nuova cultura della regolazione, basata su criteri di indipendenza, trasparenza e non discriminazione, attraverso una comunicazione che contribuisse a rafforzare la credibilità della nuova istituzione e a far percepire la certezza e la robustezza della stessa regolazione, in primo luogo presso il Governo e il Parlamento, le imprese, gli investitori e i grandi consumatori.

Il secondo settennato è stato caratterizzato da una fase più matura della regolazione, tesa al completamento del quadro normativo, alla preparazione dell'apertura completa dei mercati, allo sviluppo di un'efficace azione di monitoraggio e vigilanza, nonché di sempre maggiori tutele per i clienti finali, con particolare attenzione alle famiglie e alle fasce più deboli

Le strategie di comunicazione sono quindi state progressivamente indirizzate a un'azione più capillare, in modo da rendere disponibili, a un pubblico il più vasto possibile, informazioni e strumenti per accrescere la conoscenza delle novità introdotte con le liberalizzazioni, nonché dei diritti e delle tutele previsti dall'Autorità; tutto ciò con l'obiettivo di rendere il cittadino-consumatore non più il semplice destinatario di un servizio ma il protagonista attivo, in grado di esercitare al meglio il suo potere sul mercato, attraverso scelte libere, consapevoli, informate e convenienti.

Nel periodo di riferimento, il lavoro svolto dall'Autorità al riguardo, oltre ai normali compiti di Ufficio stampa e di gestione del sito, di attività editoriale e di comunicazione interna[1], interessano attività istituzionali legate a campagne di informazione e formazione specifiche.

Campagne di comunicazione multimediale

Le campagne multimediali per il grande pubblico e gli eventi mirati integrano, rafforzano e supportano la comunicazione "tradizionale" dell'Autorità. Tali attività sono state molto sviluppate specialmente negli ultimi anni, poiché i canali di comunicazione a larga diffusione consentono di raggiungere al meglio target di pubblico ampi e differenziati. Sono quindi stati progressivamente ampliati gli obiettivi e i target da raggiungere anche con l'utilizzo di nuovi e più impegnativi strumenti di interlocuzione; fra questi soprattutto le campagne multimediali volte a far conoscere temi di particolare interesse, attraverso l'utilizzo congiunto di diversi media, Tv, radio, carta stampata, internet ecc.

Una prima campagna multimediale era già stata realizzata nel 2009 per pubblicizzare il bonus elettrico, cioè la riduzione sulla bolletta per le famiglie disagiate e/o numerose, nonché per i malati gravi che necessitino di apparecchiature salva-vita.

Nel 2010 un'analoga iniziativa è stata progettata e realizzata – in collaborazione come la precedente con il Ministero dello sviluppo economico, il Dipartimento Informazione della Presidenza del Consiglio, le Ferrovie dello Stato e le Poste Italiane – per far conoscere la possibilità di ottenere le opportunità offerte dal bonus gas a riduzione della bolletta. A que-

1 L'Ufficio stampa gestisce e sviluppa quotidianamente i rapporti con la stampa per far conoscere l'istituzione e la sua attività; assicura il necessario supporto al Collegio e la collaborazione degli Uffici nella relazione con i media; gestisce gli incontri specifici con questi ultimi e i rapporti con altre strutture di comunicazione di istituzioni, associazioni di categoria, di consumatori, di ambientalisti e di operatori; garantisce inoltre il costante monitoraggio delle notizie in tempo reale, attraverso agenzie di stampa, giornali, radio, Tv, web.

sto scopo è stato utilizzato anche il *direct mailing*, con l'invio di avvisi specifici nelle bollette di circa un milione di consumatori gas che avevano già ottenuto il bonus elettrico ed erano quindi in possesso dei requisiti di legge

Dopo il successo delle campagne sui bonus elettricità e gas, a fine 2010 è stata attivata una terza campagna istituzionale multimediale sui "prezzi biorari per tutti", il nuovo sistema di prezzi differenti a seconda dei momenti di utilizzo dell'energia elettrica, entrato progressivamente in vigore da luglio 2010. Una corretta e capillare informazione al grande pubblico su questa tematica è stata ritenuta essenziale anche per favorire nuove abitudini di consumo, che prevedono l'utilizzo dell'elettricità nelle fasce orarie di minor costo, a beneficio dell'ambiente, del risparmio e di una maggiore efficienza del sistema. All'inizio del 2011, la campagna multimediale è stata diffusa con spot radiofonici su Radio, Rai ed emittenti locali, nonché tramite interventi sulla stampa periodica, utilizzando messaggi realizzati da un'agenzia specializzata, selezionata attraverso una gara pubblica che si è conclusa a fine 2010.

Da segnalare che tale campagna ha vinto il premio internazionale "Euromediterraneo 2011", patrocinato da Assafrica & Mediterraneo (Confindustria) e dall'Associazione italiana della comunicazione pubblica e istituzionale, considerato uno dei riconoscimenti più significativi nel settore della comunicazione della pubblica amministrazione nell'area Euromediterranea.

Fra i nuovi strumenti utilizzati a supporto delle campagne multimediali, si segnala l'attivazione di una convenzione con la concessionaria del servizio pubblico Rai per la partecipazione ad alcune delle principali trasmissioni di largo ascolto al fine di far conoscere tematiche e strumenti di particolare interesse per i consumatori: i bonus ma anche il Trova offerte, i nuovi prezzi biorari, il numero verde e lo Sportello per il consumatore di energia.

I risultati di tali azioni sono stati molto positivi in termini di ascolti ed effetti: oltre un milione di chiamate al *call center* dello Sportello per il consumatore di energia e un grande numero di bonus erogati.

Nuove iniziative di comunicazione

Nell'anno di riferimento sono state rinnovate o attivate nuove iniziative, dedicate a target di pubblico differenziati, quali:

- un seminario di formazione stampa (Trento, ottobre 2010) per accrescere la conoscenza dell'Autorità e la cultura dell'energia presso i media; il seminario "Comunicare ambiente ed energia" è stato promosso, fra gli altri, dal Consiglio nazionale dell'Ordine dei giornalisti, dalla Federazione nazionale stampa italiana (FNSI, il sindacato dei giornalisti), dalla Presidenza del Consiglio e dal Ministero dello sviluppo economico, con la collaborazione scientifica dell'Autorità e il supporto della rappresentanza della Commissione europea a Milano; hanno partecipato giornalisti, comunicatori e studenti delle scuole di giornalismo e della facoltà di Scienze della comunicazione. I corsi sono stati tenuti da rappresentanti di istituzioni, di associazioni ambientaliste e degli organismi nazionali e regionali dei giornalisti, da docenti universitari, esperti, giornalisti di diverse testate, *new media* e uffici stampa.
- la citata convenzione triennale con il servizio pubblico radiotelevisivo è proseguita attraverso la partecipazione a nuove trasmissioni Rai di largo ascolto per far conoscere l'Autorità e la sua azione;
- i nuovi utilizzi del web come canale di comunicazione, tenuto conto che sempre più famiglie dispongono di computer e che la rete internet costituisce quindi ormai un luogo di formazione e scambio di opinioni, offrendo opportunità di informare a costi contenuti;
- la riprogettazione di intranet per rendere disponibili nuovi servizi agli Uffici dell'Autorità e migliorare la comunicazione e lo scambio di informazioni e documentazione all'interno della struttura;
- l'ideazione di un *Dizionario dell'energia*, da distribuire ai media, alle istituzioni, ai consumatori e agli operatori, rendendolo disponibile anche online;
- l'ideazione di una *Guida alla nuova bolletta*, per far conoscere le innovazioni previste dall'Autorità così da rendere più agevole la comprensione dei documenti di fatturazione;
- la pubblicazione sul sito internet dell'Autorità di un motore di ricerca con le domande e le risposte contenute nell'*Atlante dei diritti del consumatore di energia*;
- un seminario di formazione/comunicazione interna, organizzato con docenti dello Iulm di Milano; il seminario ha consentito a dirigenti e funzionari dell'Autorità di approfondire le tematiche della comunicazione istituzionale pubblica, della comunicazione all'interno di un'istituzione e le prospettive di utilizzo dei social network.

Eventi e comunicazione via web

La progettazione e la realizzazione di eventi sono considerate strumenti molto efficaci, anche in termini costi-benefici, per coinvolgere target di pubblico sempre più ampi e differenziati. Negli ultimi anni sono state quindi rafforzate e progressivamente estese a nuove tematiche di particolare rilevanza per i settori regolati (per esempio con la partecipazione al *SolarExpo*, al fine di approfondire il tema della regolazione delle fonti rinnovabili) o di diretto interesse dei consumatori.

Anche la comunicazione sul web svolge un ruolo di crescente importanza nella strategia di comunicazione dell'Autorità: dal luglio 2010 è online una nuova home page, più semplice e chiara, dotata di diverse icone che consentono di accedere agli strumenti e ai servizi disponibili.

Grazie a un nuovo sistema di rilevazione degli accessi, è disponibile un quadro esaustivo dei numeri del sito web dell'Autorità. A oggi i riscontri sono molto positivi, con circa 10.000 visite al giorno, ciascuna con la visione in media di 4,87 pagine e un tempo medio speso per la navigazione di oltre 4 minuti. Circa la metà dei visitatori arriva sul sito dell'Autorità direttamente, mentre un altro terzo vi giunge tramite i motori di ricerca; il restante 16% attraverso siti di riferimento, fra i quali anche quello del Governo. Significativo e crescente è poi il numero di visite da Paesi esteri, europei (Regno Unito, Germania, Svizzera, Francia) ed extraeuropei (USA, Giappone e India). Le pagine web più viste, oltre all'home page, riguardano nell'ordine: l'elenco con le delibere recenti, i dati statistici, i comunicati per gli operatori, i bonus, il Trova offerte e i prezzi. Le ricerche effettuate sul motore di ricerca interno del sito segnano un incremento della parola chiave "prezzi biorari", seguita da "bonus", "scambio sul posto", "*unbundling*", "ESCO (*Energy Services Companies*)", "fotovoltaico".

Uno dei progetti in sviluppo relativo al web riguarda l'estensione dell'applicazione di strumenti legati al c.d. "web 2.0", ovvero un utilizzo più completo delle possibilità offerte dalla rete internet, come luogo sociale di analisi e promozione della reputazione istituzionale, oltre che di occasione per rendere note le iniziative a favore dei consumatori promosse dall'Autorità. In tal senso, sono allo studio un progetto di posizionamento web dell'immagine dell'Autorità e la realizzazione di diverse concrete azioni, con il collocamento di materiali dell'Autorità nell'ambito di YouTube, blog, social network, alimentando *buzz online* e trasmissione "virale" dei messaggi.

Bilancio dell'attività di comunicazione

Per poter valutare con obiettività l'efficacia della propria azione di comunicazione, dal 2008 è stato attivato un apposito servizio di *media analysis*, in grado di fornire un riscontro oggettivo sulla ripresa dei messaggi dell'Autorità da parte della stampa e delle emittenti radio e Tv.

Dalle ricerche effettuate da società specializzate nel settore, emerge un'immagine positiva dell'istituzione, percepita come attenta, efficace e attivamente impegnata per i cittadini. Riguardo ai risultati ottenuti sulla stampa quotidiana e periodica nel 2010, si evidenzia il buon livello, in termini quantitativi e qualitativi, degli articoli pubblicati. Rispetto al 2009 si riscontra un incremento del 4% del numero degli articoli pubblicati sui quotidiani (1.770 articoli) e un aumento del 19% di quelli pubblicati sui periodici (256 articoli), segno di un'accresciuta attenzione da parte della stampa. Elevato è inoltre il numero degli articoli dedicati in esclusiva all'Autorità (33% nel 2010). Aumentano, quindi, gli articoli che la trattano come protagonista, indipendentemente dagli altri attori sul mercato. Risulta migliorata anche la visibilità dell'Autorità: 651 milioni di contatti su quotidiani e più di 166 milioni di contatti su periodici. Il risultato è molto significativo in quanto i contatti fanno riferimento a uno spettro sempre più ampio di pubblicazioni: non solo i periodici economici, ma anche i settimanali femminili e per la famiglia, che contribuiscono ad ampliare e diversificare la tipologia dei lettori raggiunti.

È interessante notare come sia aumentata l'attenzione al tema del controllo della qualità del servizio (presente nel 23% degli articoli presi in esame), che ha "toccato" ben 196 milioni di contatti. Gli articoli relativi sono passati dai 290 del 2009 ai 466 del 2010 (+61%). Le principali tematiche d'interesse per la stampa rimangono comunque quelle inerenti le aree mercato (36%), i prezzi e le tariffe (26%), seppur con un numero di articoli inferiore rispetto al 2009. L'area "mercato" ha raggiunto 246 milioni di contatti, mentre l'area "prezzi e tariffe" 293 milioni di contatti.

Altro elemento positivo riscontrato dall'analisi è l'aumento della visibilità degli articoli riguardanti gli "strumenti" che l'Autorità ha messo in campo per supportare i consumatori nelle loro scelte: hanno interessato nel 2010 oltre 341 milioni di contatti, con un incremento del 19% rispetto al 2009.

Tra questi è da segnalare l'ampia visibilità ottenuta in occasio-

ne dell'entrata in vigore dei nuovi prezzi biorari per tutti (81 milioni di contatti) e l'incremento di articoli che riguardano lo Sportello per il consumatore di energia, passati dai 44 del 2009 agli 86 del 2010 (64 milioni di contatti). Importanti sono pure i numeri riferiti alla visibilità del sito internet dell'Autorità (63 milioni).

Anche sui mezzi radiotelevisivi, l'Autorità appare sempre più protagonista rispetto al passato. Mentre aumenta il numero delle interviste e degli spazi dedicati ai temi dell'energia con partecipazione dei rappresentanti dell'Autorità, l'immagine dell'istituzione si delinea come quella di un soggetto concreto, vicino, proattivo e costantemente impegnato al fianco del cittadino. Inoltre, si registra un netto incremento dei servizi di tono positivo (26% nel 2010, contro 9% nel 2009 e 5% nel 2008) riferiti all'Autorità e alla sua attività.

In termini quantitativi, nel 2010 l'Autorità ha generato 38,7 milioni di contatti netti sulle emittenti televisive nazionali, ovvero quasi 39 milioni di telespettatori hanno seguito almeno un minuto di un servizio in cui si menzionava il lavoro dell'Autorità. Ai telespettatori delle Tv nazionali si aggiungono i 370.000 della televisione via satellite. Dal punto di vista qualitativo, i dati mostrano risultati incoraggianti, in particolare per: l'aumento dei servizi sugli strumenti per il consumatore; l'aumento della presenza in video/radio degli *spokeperson* dell'Autorità che spiegano le novità; l'incremento dei servizi su reti nazionali, in particolare su Rai Uno e Rai Tre, che garantiscono visibilità presso un pubblico ampio e diversificato, con un'audience familiare allargata alle comunità locali.

Gli indicatori dimostrano un netto miglioramento nella visibilità dei principali messaggi dell'Autorità rivolti alle famiglie: la percentuale dei servizi sugli strumenti per il consumatore segna, infatti, un incremento del 12% rispetto al 2009 e del 19% rispetto al 2008. La visibilità è massima per due strumenti in particolare, lo Sportello per il consumatore di energia e i prezzi biorari per tutti, che rappresentano le due novità più rilevanti del 2010. Nell'anno i servizi sullo Sportello sono più che triplicati rispetto al 2009, raggiungendo oltre 20 milioni di contatti sulle emittenti Tv nazionali (13 milioni nel 2009), mentre la campagna per l'introduzione dei prezzi biorari ottiene quasi 17 milioni e mezzo di contatti (4,7 milioni nel 2009). Da segnalare, infine, è la citazione del sito internet che sfiora i 17 milioni di contatti l'anno (10,8 milioni nel 2009).

Le tariffe e i prezzi si confermano l'argomento più trattato del 2010 (122 servizi, ovvero il 45,5% del totale); da segnalare è anche il marcato incremento dei servizi dedicati alla qualità del servizio e alla tutela dei consumatori, che nel 2008-2009 rappresentavano circa il 10-15% del totale e che nel 2010 salgono al 25%. Un risultato da leggere in chiave positiva: l'Autorità si fa conoscere anche per le proprie competenze e per le attività capaci di migliorare la vita dei consumatori, non più solo, dunque, quale istituzione con funzioni "tecniche" di fissazione delle tariffe.

La nomina del nuovo Collegio ha determinato anche l'incremento dei servizi legati al ruolo istituzionale e ai poteri dell'Autorità (19% nel 2010, contro 10% nel 2009).

I servizi Tv in convenzione con la Rai (corrispondenti al 18,4% di tutti i servizi andati in onda) evidenziano un bilancio complessivo più che positivo in termini di efficacia e di efficienza. Utilizzando come parametro di confronto i servizi gratuiti, si nota che quelli in convenzione generano un tempo maggiore su un numero sensibilmente minore di argomenti. La visibilità dedicata all'Autorità è stata di 340 secondi a servizio (72 secondi dei servizi a titolo gratuito) per gli spazi "di qualità" che hanno dato ai portavoce dell'Autorità il tempo di presentare le attività in maniera divulgativa, approfondita e argomentata.

Risorse umane e sviluppo del personale

Anche nel corso del 2010 l'Autorità, avendo sempre a riferimento l'ottimale espletamento delle proprie finalità istituzionali, ha operato allo scopo di valorizzare le risorse umane in termini di selezione, formazione e gestione; ciò sviluppando nel contempo un serrato confronto con le organizzazioni sindacali, teso – in un quadro di reciproco rispetto delle prerogative di entrambe le parti – alla risoluzione dei problemi, con il comune obiettivo di agire nell'interesse dell'istituzione.

Il perseguimento delle azioni sopra indicate è stato reso più complesso dall'incremento nel tempo dei compiti via via affidati all'Autorità, a livello nazionale e internazionale, senza che previsioni di legge abbiano consentito un corrispondente aumento della dotazione di personale di ruolo e a tempo determinato.

Per quanto riguarda l'esigenza di consolidare e completare la dotazione di personale (nel rispetto del tetto massimo di 120 unità di ruolo e di 60 unità con contratto a tempo determinato previsto dalla legge istitutiva), l'Autorità ha approvato un nuovo programma di assunzioni di personale di ruolo e a tempo determinato (delibera 9 luglio 2010, GOP 40/10), nell'ambito del quale si è proceduto, nel periodo in riferimento, all'assunzione di 8 nuove risorse con contratto a tempo determinato, a seguito di idonee procedure: 1 dirigente, 5 funzionari (di cui uno ai sensi dell'art. 18 della legge 12 marzo 1999, n. 68) e 2 operativi, nell'ambito della convenzione ex art. 11 della legge n. 68/99 con la Provincia di Milano, con le modalità ivi previste.

Nell'anno di riferimento l'attività formativa per il personale dell'Autorità è continuata con la consueta attenzione, sviluppandosi con interventi tradizionali e mettendo a disposizione del personale opportunità innovative sostenute da adeguati contributi economici. Nel primo caso si è trattato di azioni formative, strettamente correlate alle esigenze organizzative e funzionali dell'Autorità. Nel secondo caso è stata resa disponibile, per i dipendenti meritevoli interessati, la possibilità di frequentare corsi di formazione e di specializzazione su tematiche d'interesse per l'Autorità, con frequenza al di fuori dell'orario di lavoro, prevedendo un significativo contributo economico per l'iscrizione a detti corsi e contemperando in tal modo l'interesse del singolo con gli interessi istituzionali dell'Autorità. Sempre nell'ambito dei benefit per il personale, un'altra iniziativa formativa caratterizzante l'area in questione è stata l'erogazione, gratuita e aperta a tutto il personale dipendente interessato, di corsi di lingua inglese fuori dall'orario di lavoro, tenuti presso i locali messi a disposizione dalla stessa Autorità. Tale iniziativa, che ha visto la partecipazione della quasi totalità del personale, è stata molto apprezzata dai collaboratori e ha prodotto risultati soddisfacenti, contribuendo a migliorare il livello medio di conoscenza della lingua inglese in Autorità. Nel 2010 è proseguita, inoltre, l'attuazione di seminari interni, alcuni dei quali realizzati in collaborazione con importanti istituzioni (si segnala al riguardo il seminario con ENEA ed ERSE sul tema dello sviluppo dei veicoli elettrici) ed è stata intensificata la formazione del personale tramite la partecipazione, presso le università, a interventi formativi su argomenti di interesse istituzionale.

Sotto il profilo gestionale, nel corso del 2010 si è svolto il procedimento relativo al processo valutativo finalizzato all'erogazione della gratifica annuale, componente di risultato, per l'anno 2009, che segna – dopo una fase "ponte" rappresentata dal processo valutativo relativo al biennio 2007-2008 – la prima attuazione a regime del nuovo sistema di valutazione negoziato con le organizzazioni sindacali.

Nella logica di attenzione al personale è proseguita l'opera di consolidamento delle iniziative tese a supportare le esigenze familiari/sociali dei dipendenti, con particolare riferimento al contributo economico per gli asili nido, che è stato esteso anche alle scuole dell'infanzia, alle convenzioni (gratuite per i dipendenti) con casse sanitarie (con la proroga e l'integrazione della convenzione in essere) e con enti locali (contributo a forme di abbonamento annuale al trasporto pubblico locale, alla fruizione di attività sociali, culturali, sportive, ricreative e turistiche ecc.).

Sempre nel corso del 2010 sono stati deliberati, tra gli altri, due importanti provvedimenti con potenziali ricadute sul personale. Il primo (delibera 13 dicembre 2010, GOP 74/10), nel rispetto

della normativa vigente e con riferimento ad analoga deliberazione dell'Antitrust il cui contratto collettivo è, per legge, preso a riferimento, ha disposto che l'Autorità possa stipulare contratti di lavoro subordinato a tempo determinato, di durata non superiore a 4 anni, per tutte le carriere, rinnovabili per un massimo di due volte per una durata non superiore a 4 anni per ciascun rinnovo. Il secondo (delibera 15 dicembre 2010, GOP 76/10) ha approvato lo schema di accordo di collaborazione tra l'Autorità e analoghe Autorità nazionali di regolazione del settore energetico, teso a disciplinare attività di interesse comune, scambi di informazioni e di conoscenze, reciproche consultazioni, attività scientifiche e seminariali, scambi di personale e quant'altro ritenuto importante e necessario per favorire l'armonizzazione delle regole e l'integrazione dei mercati.

A valle dell'attività svolta nel corso del 2009 per dare un assetto, il più stabile possibile, alla sede di Milano e all'Ufficio di Roma, nel 2010 si è proceduto a sottoscrivere il contratto di locazione per gli Uffici di Milano, in via Turati n. 4. Si tratta di locali contigui con quelli della sede di piazza Cavour, per i quali il contratto di locazione scadrà nel 2021. In tal modo sarà possibile, prevedibilmente entro il secondo semestre 2011, il riaccorpamento, sostanzialmente in un'unica sede, di tutto il personale dell'Autorità di Milano.

Per quanto riguarda la sede di Roma, in una logica di miglioramento delle condizioni lavorative dei dipendenti, nel corso del 2010 è stata avviata la realizzazione – con conseguente trasferimento del personale presso la sede temporanea in viale Tiziano – del rilevante progetto di ristrutturazione dell'immobile di via Crociferi, ove è insediato l'Ufficio di Roma dell'Autorità. Tale attività, che tiene conto anche delle indicazioni del Collegio recentemente insediatosi, è in fase di conclusione e la consegna dell'immobile ristrutturato è prevista a cavallo tra il primo e il secondo semestre 2011.

Nell'anno in riferimento è proseguito il confronto con le organizzazioni sindacali su varie tematiche; al riguardo si segnalano: l'accordo recepito con la delibera 26 luglio 2010, GOP 45/10, relativo alla definizione dei criteri e delle modalità per la prosecuzione del rapporto di lavoro oltre l'età pensionabile dei dipendenti dell'Autorità, con cui si è proceduto a modificare l'articolo 62 del Regolamento del personale e delle carriere dell'Autorità; l'accordo recepito con la delibera 4 agosto 2010, GOP 47/10, relativo alla definizione delle aliquote di contribuzione al Fondo pensione da parte dell'Autorità; l'accordo recepito con la delibera 19 ottobre 2010, GOP 56/10, con il quale sono state introdotte modifiche in materia di articolazione dell'orario di lavoro del personale dell'Autorità.

Il 31 maggio 2010 è stato emanato il decreto legge n. 78, convertito con modificazioni in legge 30 luglio 2010, n. 122, *Misure urgenti in materia di stabilizzazione finanziaria e di competitività economica*; su questa tematica, durante il secondo semestre 2010 è stato avviato un confronto, a oggi ancora in corso, con le organizzazioni sindacali. Atteso quanto previsto dalla normativa di legge in questione e dalle indicazioni interpretative, estendibili a tutte le Autorità amministrative indipendenti, contenute nel parere dell'11 gennaio 2011 reso dalla Ragioneria Generale dello Stato, l'Autorità ha chiarito di aver dato seguito ai tagli delle spese funzionali, previsti dal decreto in questione, procedendo a una sua puntuale applicazione ogni qualvolta nel testo dello stesso vi sia un esplicito riferimento alle Autorità amministrative indipendenti o all'Amministrazione pubblica in generale. Negli altri casi l'Autorità procede alla sua attuazione, in un quadro di gestione prudenziale e corretta sotto il profilo amministrativo-contabile, riservandosi di richiedere il parere di amministrazioni titolate a esprimersi sulla materia.

Nel perseguire l'obiettivo di rendere sempre più trasparente il proprio operato, l'Autorità ha continuato a pubblicare sul proprio sito, aggiornandoli, i dati relativi alle assenze del personale, agli incarichi formalmente assegnati a soggetti esterni, alle consulenze attivate, agli emolumenti corrisposti al Presidente e ai Commissari dell'Autorità, ai *curriculum vitae* e ai recapiti istituzionali dei dirigenti, i cui emolumenti lordi annui sono indicati nelle apposite tabelle nei paragrafi seguenti, le quali riportano i dati retributivi delle diverse carriere e qualifiche dell'Autorità. L'Autorità ha inoltre aderito all'implementazione della nuova banca dati relativa ai permessi fruiti dai pubblici dipendenti in base alle legge 5 febbraio 1992, n. 104, per le persone con disabilità, nell'ambito della c.d. "operazione trasparenza" condotta dal Ministero per la pubblica amministrazione e l'innovazione.

Come negli anni precedenti e sempre nella logica della trasparenza che istituzionalmente ispira l'operato dell'Amministrazione, l'Autorità ha inoltre continuato a pubblicare sul proprio sito internet il "profilo di committente", ai sensi dell'articolo 3, comma 35, del decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163 e s.m.i., che riporta tutte le procedure di gara (in corso o concluse) di importo pari o superiore a 100.000 €, finalizzate all'affidamento dei contratti pubblici di lavori, servizi e forniture.

In continuità con quanto fatto in passato, specifica attenzione è stata rivolta al tema della salute e sicurezza sul posto del lavoro ai sensi del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81: per il biennio 2010-2011 è stato programmato l'aggiornamento dell'informazione, della formazione e dell'addestramento per tutto il personale in forza presso le sedi dell'Autorità.

Compagine: analisi per età, qualifica e livelli retributivi

In coerenza con il limite della dotazione organica fissato dalla legge n. 481/95, così come modificata e integrata dalla legge 23 agosto 2004, n. 239, l'Autorità, con la delibera 25 novembre 2010, GOP 68/10, ha riconsiderato l'articolazione del personale di ruolo nelle diverse carriere; ciò al fine di tenere adeguatamente conto del consolidarsi del nuovo assetto organizzativo anche in conseguenza delle promozioni nella carriera dei dirigenti e dei funzionari a seguito del processo avviato con la delibera 26 maggio 2010, GOP 37/10. L'Autorità ha approvato la nuova pianta organica come illustrato nella tavola 7.1.

TAV. 7.1

Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	15
Funzionari	76
Operativi	29
Esecutivi	-
TOTALE	**120**

All'1 aprile 2011 (Tav. 7.2), la dotazione organica dell'Autorità risulta pari a 163 unità, delle quali 117 a tempo indeterminato e 46 a tempo determinato. A esse va aggiunto il personale reso disponibile mediante comandi e distacchi dalla Guardia di Finanza (nell'ambito di uno specifico Protocollo d'intesa) e da altre amministrazioni pubbliche, per un totale di 11 risorse.

TAV. 7.2

Composizione del personale all'1 aprile 2011 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI E DISTACCHI
Dirigenti	14	8	1
Funzionari	75	28	7
Operativi	28	10	2
Commessi	0	0	1
TOTALE	**117**	**46**	**11**

Il personale ha un'età media di poco superiore a 43 anni e possiede un elevato grado di qualificazione professionale. Tutti i dipendenti sono in possesso di un diploma di scuola superiore e oltre l'80% è laureato.

Le retribuzioni medie annue effettive (al lordo delle ritenute erariali, ma al netto della gratifica annuale e dei contributi previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità) sono riportate nella tavola 7.3.

TAV. 7.3

Retribuzione contrattuale lorda per carriera e grado all'1 aprile 2011

Si riporta nel seguito la retribuzione di livello con riferimento al livello base di ciascuna qualifica, in migliaia di euro

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore Generale	167,71	Primo Funzionario	87,64	Impiegato	51,80	-	-
Direttore centrale	142,20	Funzionario I	71,90	Coadiutore	43,61	Commesso capo	39,68
Direttore	113,56	Funzionario II	56,03	Aggiunto	34,14	Commesso	30,09
Direttore aggiunto	101,13	Funzionario III	47,93	Applicato	30,63	-	-

Gestione economico-finanziaria

Anche per l'esercizio 2010 la gestione finanziaria dell'Autorità è stata caratterizzata dall'utilizzo di un sistema contabile integrato (nel quale collegare una contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio a una contabilità analitica ed economico-patrimoniale), che supporti la programmazione finanziaria e permetta la gestione delle risorse assegnate ai centri di responsabilità individuati nelle Direzioni. Tale sistema contabile, adottato autonomamente dall'Autorità, appare peraltro in linea con le più recenti evoluzioni della contabilità pubblica.

La gestione contabile-amministrativa dell'Autorità è in costante aggiornamento, pur avendo come ormai consolidata base il processo di *budgeting* iniziato con l'esercizio 2005. L'esercizio finanziario trae origine da un bilancio annuale di previsione e si conclude con il rendiconto dell'esercizio (Tav. 7.4), che rappresenta le risultanze della gestione del relativo esercizio, coincidente con l'anno solare.

TAV. 7.4

Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto

Milioni di euro; esercizi finanziari

	2009	2010	VAR. %	COMP. %
ENTRATE	**54,27**	**50,40**	**(7,13)**	**100,0**
Contributo a carico dei soggetti regolati	53,10	49,09	(7,55)	97,4
Altre entrate	1,17	1,31	11,97	2,6
SPESE	**42,15**	**53,30**	**26,45**	**100,0**
Spese correnti	**40,03**	**53,06**	**32,55**	**99,5**
- Funzionamento degli organi istituzionali	*1,05*	*1,04*	*(0,95)*	*2,0*
- Personale in servizio	*18,19*	*18,61*	*2,31*	*34,9*
- Oneri previdenziali e assistenziali per personale e organi istituzionali	*5,41*	*8,54*	*57,86*	*16,0*
- Prestazioni di servizi rese da terzi	*7,02*	*6,95*	*(1,00)*	*13,0*
- Canoni di locazione	*2,43*	*3,71*	*52,67*	*7,0*
- Altre spese di funzionamento per acquisto di beni e servizi	*5,93*	*5,51*	*(7,08)*	*10,3*
- Trasferimenti ad altre Autorità ex legge n. 191/09	*0,00*	*8,70*	-	*16,3*
Spese in conto capitale	**2,12**	**0,24**	**(88,68)**	**0,5**
Variazione dei residui attivi	0,00	0,00	-	
Variazione dei residui passivi	0,63	0,80	26,98	
AVANZO DELL'ESERCIZIO	**12,75**	**(2,10)**	-	-

Con riferimento alle entrate è utile rammentare come l'Autorità non gravi in alcun modo, diretto o indiretto, sul bilancio dello Stato, poiché ai suoi oneri di funzionamento si provvede mediante un contributo, versato dai soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, che la legge istitutiva fissa nella misura massima dell'1 per mille dei ricavi.

In termini assoluti, il gettito derivante dal versamento del contributo, raffrontato con l'esercizio precedente ha subito un significativo decremento causato principalmente dalle forti turbolenze verificatesi sui mercati internazionali delle materie prime energetiche nel corso del 2009, anno che ha costituito la base di calcolo per le imprese del settore ai fini del calcolo del contributo da versare. Tuttavia, anche per l'anno 2010 la misura del contributo dovuto dai soggetti regolati è stata mantenuta pari all'aliquota dello 0,3 per mille.

Per quanto riguarda le uscite, va segnalato che l'incremento delle spese correnti è da imputarsi per la quasi totalità (11,8 milioni di euro) alla doverosa attuazione di norme di legge, in particolare dell'art. 2, comma 241, della legge 23 dicembre 2009, n. 191 (che ha imposto un contributo finanziario dell'Autorità ad altre Autorità amministrative indipendenti, individuate per legge), e del decreto legge 30 dicembre 2009, n. 194 (successivamente convertito con modificazioni in legge 26 febbraio 2010, n. 25), che tratta del passaggio da INPS a INPDAP del personale dell'Autorità.

La principale voce di spesa è relativa al trattamento economico del personale, peraltro risorsa centrale e imprescindibile dell'Autorità per l'espletamento del proprio mandato e delle proprie funzioni. Le uscite per il personale dipendente per il periodo in riferimento, comprensive di retribuzioni, accantonamenti per fine rapporto, straordinari e costi di trasferta, risultano pari a 18,61 milioni di euro.

L'entità del costo del personale risente, tra l'altro, del recepimento in Autorità degli aggiornamenti della retribuzione base intervenuti presso la Banca d'Italia e l'Autorità antitrust, al contratto collettivo delle quali la legge istitutiva dell'Autorità fa espresso riferimento. Altro rilevante elemento incidente sul costo del personale va individuato nel proseguimento dell'azione di reclutamento, con le ordinarie procedure concorsuali o di selezione pubblica, di personale dipendente, attuate in un'ottica di completamento dell'organico nel rispetto dei contingenti previsti dalla legge.

Le indennità, comprensive di rimborsi spese per missioni, percepite dai componenti dell'organo istituzionale – che, come quelle degli organi di vertice di altre Autorità amministrative indipendenti, hanno carattere omnicomprensivo e valori parametrati, ai sensi di un decreto della Presidenza del Consiglio dei ministri del 1996, al trattamento economico del Presidente e dei Giudici della Corte costituzionale – ammontano a circa 1,04 milioni di euro.

Gli oneri previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità, sostenuti per il personale e per i componenti, sono risultati pari a 8,54 milioni di euro contro i 5,41 del 2009. Va segnalato al riguardo come, in esito ad atti normativi degli enti previdenziali coinvolti, a pronunce in sede consultiva e giurisdizionale del massimo organo della magistratura amministrativa e al decreto legge n. 194/09 (successivamente convertito in legge), nel corso dell'esercizio è stato effettuato il passaggio delle posizioni previdenziali e della relativa contribuzione arretrata del personale dell'Autorità dall'INPS all'INPDAP. Il relativo versamento produce effetti retroattivi a decorrere dalla data di costituzione dell'Autorità.

Il ricorso a forme esterne di consulenza e collaborazione è stato effettuato esclusivamente a fronte di effettive e specifiche esigenze, quali per esempio quelle correlate ai controlli assegnati all'Autorità – in aggiunta ai controlli previsti dalla legge istitutiva – dalla legge 6 agosto 2008, n. 133 (c.d. *Robin Tax*), cui non è stato possibile rispondere con l'utilizzo della 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 re-ingegnerizzazione dei sistemi informativi dell'Autorità).

Come anticipato, un altro rilevante impatto sull'aumento della spesa corrente è rappresentato dall'attuazione di quanto disposto dall'art. 2, comma 241, della legge n. 191/09 che dispiegherà i suoi effetti anche sugli esercizi 2011 e 2012. Tale legge infatti impone all'Autorità, nel triennio 2010-2012, di versare, nell'ambito di un finanziamento straordinario a favore di talune Autorità in difficoltà finanziaria, legislativamente individuate, l'importo complessivo di 32,5 milioni di euro. Per l'esercizio 2010 tale onere è risultato pari a 8,7 milioni di euro.

Le ulteriori spese in conto capitale sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, mobili, impianti e materiale bibliografico.