



Autorità per l'energia elettrica e il gas

# RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2012

VOLUME I Stato dei servizi





Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE  
SULLO STATO DEI SERVIZI  
E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2012

---

VOLUME I Stato dei servizi

## Autorità per l'energia elettrica e il gas

---

Guido Bortoni	<i>presidente</i>
Alberto Biancardi	<i>componente</i>
Luigi Carbone	<i>componente</i>
Rocco Colicchio	<i>componente</i>
Valeria Termini	<i>componente</i>

---

## Capitolo 1

### Contesto internazionale e nazionale pag. 2

---

#### Quadro economico ed energetico pag. 3

Mercato internazionale del petrolio pag. 3

Mercato internazionale del gas naturale pag. 15

Mercato internazionale del carbone pag. 26

Domanda e offerta di energia in Italia pag. 31

---

#### Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea pag. 36

Prezzi dell'energia elettrica pag. 37

Prezzi del gas naturale pag. 42

---

#### Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione pag. 47

---

## Capitolo 2

### Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico pag. 50

---

#### Domanda e offerta di energia elettrica nel 2011 pag. 51

---

#### Mercato e concorrenza pag. 52

Struttura dell'offerta di energia elettrica pag. 52

Infrastrutture elettriche pag. 65

Mercato all'ingrosso pag. 72

Mercati per l'ambiente pag. 80

Mercato finale della vendita pag. 83

---

#### Prezzi e tariffe pag. 95

Tariffe per l'uso delle infrastrutture pag. 95

Prezzi del mercato al dettaglio pag. 96

---

#### Qualità del servizio pag. 106

Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica pag. 107

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica pag. 117

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici pag. 121

---

## Capitolo 3

### Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

pag. 126

---

#### Domanda e offerta di gas naturale nel 2011

pag. 127

---

#### Mercato e concorrenza

pag. 131

Struttura dell'offerta del gas

pag. 131

Infrastrutture del gas

pag. 138

Mercato all'ingrosso

pag. 159

Mercato finale al dettaglio

pag. 168

Fornitura del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

pag. 179

---

#### Prezzi e tariffe

pag. 184

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

pag. 184

Prezzi del mercato al dettaglio

pag. 189

Condizioni economiche di riferimento

pag. 192

---

#### Qualità del servizio

pag. 200

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

pag. 200

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

pag. 209

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas

pag. 213

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

pag. 215

---

Tav. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale	pag. 4
Tav. 1.2	Fabbisogno mondiale di petrolio dal 2006 al 2011 e previsioni per il 2012	pag. 8
Tav. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2006 al 2011 e previsioni per il 2012	pag. 9
Tav. 1.4	Produzione di greggio OPEC e capacità di riserva	pag. 10
Tav. 1.5	Consumo mondiale di gas naturale nelle principali aree del mondo dal 2006 al 2011	pag. 15
Tav. 1.6	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE dal 2006 al 2011	pag. 16
Tav. 1.7	Bilancio della generazione elettrica nell'area OCSE dal 2006 al 2011	pag. 17
Tav. 1.8	Consumi stagionali di gas naturale nell'area OCSE dal 2010 al 2011	pag. 19
Tav. 1.9	Consumi di gas naturale nell'EU25 dal 2007 al 2011	pag. 19
Tav. 1.10	Commercio internazionale di gas naturale dal 2009 al 2011	pag. 20
Tav. 1.11	Commercio di gas naturale negli hub dal 2009 al 2011	pag. 24
Tav. 1.12	Produzione e consumo mondiale di carbone dal 2006 al 2011	pag. 27
Tav. 1.13	Commercio internazionale di carbone termico dal 2006 al 2011	pag. 29
Tav. 1.14	Principali flussi internazionali di carbone termico nel 2011	pag. 29
Tav. 1.15	Bilancio energetico nazionale nel 2010 e 2011	pag. 32
Tav. 1.16	Andamento dei principali indicatori energetici nazionali dal 2005 al 2011	pag. 33
Tav. 1.17	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici	pag. 38
Tav. 1.18	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali	pag. 41
Tav. 1.19	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici	pag. 43
Tav. 1.20	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali	pag. 46
Tav. 1.21	Emissioni effettive e assegnazioni per gli anni 2010-2011 in Italia	pag. 48
Tav. 2.1	Bilancio dell'energia elettrica nel 2010-2011	pag. 52
Tav. 2.2	Produzione lorda per fonte nel periodo 2004-2011	pag. 53
Tav. 2.3	Potenza lorda e netta in Italia dal 1975 a oggi	pag. 55
Tav. 2.4	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2011	pag. 57
Tav. 2.5	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2011	pag. 57
Tav. 2.6	Presenza territoriale degli operatori nel 2011	pag. 58
Tav. 2.7	Risultati del Primo, Secondo, Terzo e Quarto Conto energia	pag. 59
Tav. 2.8	Tariffe incentivanti per gli impianti solari termodinamici (DM 11/04/2008)	pag. 60
Tav. 2.9	Tariffa fissa onnicomprensiva per tipo di fonte rinnovabile	pag. 60
Tav. 2.10	Energia ritirata dal GSE nel periodo 2006-2011 (energia CIP6 ed energia di cui alla delibera n. 108/97)	pag. 61
Tav. 2.11	Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti assimilate nel periodo 2006-2011	pag. 62
Tav. 2.12	Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti rinnovabili nel periodo 2006-2011	pag. 62
Tav. 2.13	Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2011	pag. 63
Tav. 2.14	Asset della RTN	pag. 65
Tav. 2.15	Composizione societaria dei distributori nel 2011	pag. 66
Tav. 2.16	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2011	pag. 67
Tav. 2.17	Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2011	pag. 68
Tav. 2.18	Attività dei distributori nel 2011	pag. 68
Tav. 2.19	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2011 per classe di potenza e di consumo	pag. 69
Tav. 2.20	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2011 per livello di tensione e di potenza	pag. 70

Tav. 2.21	Numero di connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2011	pag. 72
Tav. 2.22	Volumi scambiati sul Mercato a termine nel 2011	pag. 79
Tav. 2.23	Esiti della contrattazione dei certificati verdi nel 2011	pag. 80
Tav. 2.24	Esiti della contrattazione nel mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2011	pag. 82
Tav. 2.25	Mercato finale della vendita per mercato e tipologia di cliente nel 2011	pag. 83
Tav. 2.26	Vendite al mercato finale per gruppo societario e per tipologia di cliente nel 2011	pag. 84
Tav. 2.27	Tassi di switching dei clienti finali nel 2011	pag. 85
Tav. 2.28	Servizio di maggior tutela nel 2011 per tipologia di cliente	pag. 86
Tav. 2.29	Servizio di maggior tutela: vendite ai clienti domestici per tipologia di cliente e per classe di consumo nel 2011	pag. 87
Tav. 2.30	Servizio di maggior tutela: vendite a clienti non domestici (altri usi) per classe di consumo e di potenza nel 2011	pag. 88
Tav. 2.31	Principali esercenti il servizio di maggior tutela nel 2011	pag. 89
Tav. 2.32	Attività dei venditori nel periodo 2000-2011 per classe di vendita	pag. 90
Tav. 2.33	Mercato libero nel 2011 per tipologia di cliente	pag. 90
Tav. 2.34	Mercato libero domestico nel 2011 per classe di consumo	pag. 91
Tav. 2.35	Mercato libero non domestico nel 2011 per classe di consumo	pag. 91
Tav. 2.36	Principali esercenti sul mercato libero nel 2011	pag. 92
Tav. 2.37	Livelli di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero	pag. 93
Tav. 2.38	Servizio di salvaguardia nel 2011 per tipologia di cliente	pag. 94
Tav. 2.39	Servizio di salvaguardia nel 2011 per regione	pag. 94
Tav. 2.40	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura	pag. 95
Tav. 2.41	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente	pag. 95
Tav. 2.42	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente	pag. 96
Tav. 2.43	Prezzi medi finali (componente approvvigionamento) nel 2011	pag. 96
Tav. 2.44	Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2011	pag. 97
Tav. 2.45	Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2011	pag. 97
Tav. 2.46	Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2011	pag. 98
Tav. 2.47	Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2011	pag. 98
Tav. 2.48	Quantità assegnate ai contratti Virtual Power Plant nel 2012	pag. 99
Tav. 2.49	Quantità assegnate ad altri contratti differenziali nel 2012	pag. 99
Tav. 2.50	Quantità assegnate ai contratti fisici bilaterali nel 2012	pag. 99
Tav. 2.51	Quantità assegnate ai contratti di importazione nel 2012	pag. 100
Tav. 2.52	Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per l'anno 2012	pag. 100
Tav. 2.53	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica	pag. 101
Tav. 2.54	Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2011	pag. 105
Tav. 2.55	Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti	pag. 106
Tav. 2.56	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti	pag. 106

Tav. 2.57	Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN	pag. 107
Tav. 2.58	Durata media annuale delle interruzioni e numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione	pag. 111
Tav. 2.59	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione per interruzioni dovute a furti	pag. 111
Tav. 2.60	Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione	pag. 112
Tav. 2.61	Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati	pag. 113
Tav. 2.62	Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati	pag. 113
Tav. 2.63	Standard in vigore sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e media tensione	pag. 114
Tav. 2.64	Indennizzi automatici erogati ai clienti in bassa e media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni	pag. 115
Tav. 2.65	Valore medio delle interruzioni transitorie per clienti in media tensione, per regioni e per ambito di concentrazione per gli anni 2008-2011	pag. 116
Tav. 2.66	Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2011	pag. 116
Tav. 2.67	Indicatori relativi ai buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	pag. 117
Tav. 2.68	Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2011	pag. 118
Tav. 2.69	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione (domestici e non domestici) negli anni 2010 e 2011	pag. 120
Tav. 2.70	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori negli anni 2010 e 2011	pag. 121
Tav. 2.71	Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico	pag. 122
Tav. 2.72	Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico: analisi per macroregioni	pag. 122
Tav. 2.73	Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico: analisi regionale	pag. 123
Tav. 2.74	Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio elettrico in Italia	pag. 124
Tav. 3.1	Bilancio del gas naturale 2011	pag. 128
Tav. 3.2	Produzione di gas naturale in Italia nel 2011	pag. 132
Tav. 3.3	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2011	pag. 134
Tav. 3.4	Nuovi gasdotti in progetto	pag. 137
Tav. 3.5	Reti delle società di trasporto nel 2011	pag. 139
Tav. 3.6	Attività di trasporto per regione nel 2011	pag. 140
Tav. 3.7	Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2010-2011	pag. 141
Tav. 3.8	Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2012-2013 al 2017-2018	pag. 142
Tav. 3.9	Disponibilità di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2011-2012	pag. 143
Tav. 3.10	Istanze di concessione di stoccaggio al marzo 2012	pag. 144
Tav. 3.11	Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al marzo 2012	pag. 146
Tav. 3.12	Attività dei distributori nel periodo 2006-2011	pag. 148
Tav. 3.13	Attività di distribuzione per regione nel 2011	pag. 150
Tav. 3.14	Livelli di concentrazione nella distribuzione	pag. 151

Tav. 3.15	Composizione societaria dei distributori nel 2011	pag. 152
Tav. 3.16	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2011	pag. 152
Tav. 3.17	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2011	pag. 153
Tav. 3.18	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo	pag. 154
Tav. 3.19	Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2011	pag. 155
Tav. 3.20	Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2011	pag. 156
Tav. 3.21	Dimensione delle imprese che distribuiscono gas naturale per classi di addetti nel 2011	pag. 157
Tav. 3.22	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2011	pag. 157
Tav. 3.23	Connessioni alle reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2011	pag. 158
Tav. 3.24	Connessioni alle reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2011	pag. 158
Tav. 3.25	Numero di operatori e vendite nel 2011	pag. 159
Tav. 3.26	Mercato all'ingrosso nel periodo 2009-2011	pag. 160
Tav. 3.27	Approvvigionamento dei grossisti nel 2011	pag. 161
Tav. 3.28	Impieghi di gas dei grossisti nel 2011	pag. 161
Tav. 3.29	Vendite dei principali grossisti nel 2011	pag. 162
Tav. 3.30	Attività dei venditori nel periodo 2009-2011	pag. 168
Tav. 3.31	Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2011	pag. 170
Tav. 3.32	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2011	pag. 171
Tav. 3.33	Mercato finale per settore di consumo nel 2011	pag. 172
Tav. 3.34	Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2011	pag. 173
Tav. 3.35	Tassi di switching dei clienti finali nel 2011	pag. 174
Tav. 3.36	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2011	pag. 175
Tav. 3.37	Tassi di switching per regione e tipologia di clienti nel 2011	pag. 177
Tav. 3.38	Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale	pag. 178
Tav. 3.39	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	pag. 179
Tav. 3.40	Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	pag. 180
Tav. 3.41	Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2011	pag. 181
Tav. 3.42	Dimensione delle imprese che distribuiscono gas diversi dal gas naturale per classi di addetti	pag. 182
Tav. 3.43	Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2010 e nel 2011	pag. 183
Tav. 3.44	Tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2012	pag. 185
Tav. 3.45	Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali di Panigaglia e Rovigo per l'anno termico 2011-2012	pag. 187
Tav. 3.46	Corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio per l'anno 2012	pag. 187
Tav. 3.47	Articolazione della quota fissa $\tau_1$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2012	pag. 188
Tav. 3.48	Articolazione della quota variabile $\tau_3$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2011	pag. 188
Tav. 3.49	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale	pag. 189
Tav. 3.50	Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2011	pag. 191
Tav. 3.51	Indici e variazioni del prezzo del gas di città e gas naturale	pag. 193
Tav. 3.52	Imposte sul gas	pag. 197
Tav. 3.53	Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate	pag. 202
Tav. 3.54	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi	pag. 202
Tav. 3.55	Pronto intervento delle grandi imprese distributrici nel 2011	pag. 205

Tav. 3.56	Rete ispezionata dalle grandi imprese distributrici nel 2011	pag. 206
Tav. 3.57	Individuazione di dispersioni nelle reti delle grandi imprese distributrici nel 2011	pag. 207
Tav. 3.58	Protezione catodica delle reti delle grandi imprese distributrici nel 2011	pag. 208
Tav. 3.59	Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale	pag. 209
Tav. 3.60	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6	pag. 212
Tav. 3.61	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori	pag. 213
Tav. 3.62	Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori	pag. 213
Tav. 3.63	Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori di gas in funzione della dimensione del distributore	pag. 214
Tav. 3.64	Soddisfazione complessiva per il servizio gas	pag. 215
Tav. 3.65	Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio gas	pag. 216

## Indice delle figure

Fig. 1.1	Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai	pag. 5
Fig. 1.2	Numero di mesi per livello di prezzo del petrolio	pag. 5
Fig. 1.3	Correlazione tra cambio \$/€ e prezzo del Brent dal 2002 al 2011	pag. 6
Fig. 1.4	Differenziale di prezzo tra i greggi WTI e Brent	pag. 6
Fig. 1.5	Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione	pag. 11
Fig. 1.6	Margine di raffinazione complessiva rispetto al marker di area	pag. 12
Fig. 1.7	Margine di raffinazione Golfo USA rispetto al greggio WTI	pag. 13
Fig. 1.8	Margine di raffinazione Rotterdam rispetto al greggio Brent	pag. 13
Fig. 1.9	Margine di raffinazione Singapore rispetto al greggio Dubai	pag. 14
Fig. 1.10	Composizione della generazione elettrica negli Stati Uniti	pag. 18
Fig. 1.11	Prezzi internazionali del gas naturale a confronto con il prezzo del Brent	pag. 21
Fig. 1.12	Prezzi del gas naturale nell'area asiatica	pag. 22
Fig. 1.13	Prezzo del gas naturale alle frontiere europee per paese importatore	pag. 22
Fig. 1.14	Prezzo del gas naturale alle frontiere europee per paese esportatore	pag. 23
Fig. 1.15	Prezzi spot del gas naturale negli hub europei dal 2010 al 2012	pag. 25
Fig. 1.16	Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere dal 2009 al 2012	pag. 25
Fig. 1.17	Tasso di crescita del consumo mondiale di fonti fossili tra il 1990 e il 2011: media mobile decennale	pag. 27
Fig. 1.18	Prezzo CIF del carbone importato in Nord Europa e Asia e prezzo del Brent	pag. 30
Fig. 1.19	Prezzo comparato delle fonti fossili in Europa, Giappone e Stati Uniti	pag. 30
Fig. 1.20	Intensità energetica del PIL dal 1980 al 2011	pag. 34
Fig. 1.21	Intensità energetica del PIL dell'Unione europea e dell'Italia dal 2000 al 2010	pag. 35
Fig. 1.22	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici	pag. 37

Fig. 1.23	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali paesi europei	pag. 39
Fig. 1.24	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali	pag. 40
Fig. 1.25	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali paesi europei	pag. 40
Fig. 1.26	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici	pag. 42
Fig. 1.27	Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali paesi europei	pag. 44
Fig. 1.28	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali	pag. 45
Fig. 1.29	Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali paesi europei	pag. 45
Fig. 1.30	Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2011	pag. 47
Fig. 1.31	Andamento dei prezzi spot della CO <sub>2</sub> nella borsa Bluenext nel 2010-2011	pag. 49
Fig. 2.1	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda	pag. 54
Fig. 2.2	Disponibilità di capacità lorda dei maggiori gruppi nel 2011	pag. 54
Fig. 2.3	Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) dei maggiori gruppi nel 2011	pag. 55
Fig. 2.4	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione di energia elettrica destinata al consumo nel 2011	pag. 56
Fig. 2.5	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti assimilate nel 2011	pag. 63
Fig. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti rinnovabili nel 2011	pag. 64
Fig. 2.7	Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2010 e nel 2011	pag. 64
Fig. 2.8	Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2010 e nel 2011	pag. 65
Fig. 2.9	Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2011	pag. 73
Fig. 2.10	Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2011	pag. 74
Fig. 2.11	Andamento del Prezzo unico nazionale e volumi scambiati nel 2010 e nel 2011	pag. 74
Fig. 2.12	Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2011	pag. 75
Fig. 2.13	Valori dell'indice HHI nel 2011	pag. 75
Fig. 2.14	Valori dell'indice di operatore marginale: quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo il primo operatore a livello zonale	pag. 76
Fig. 2.15	Andamento dei prezzi e delle quantità sul Mercato infragiornaliero nel 2011	pag. 77
Fig. 2.16	Quantità sul Mercato del servizio di dispacciamento ex ante nel 2011	pag. 77
Fig. 2.17	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2011	pag. 78
Fig. 2.18	Vendite al mercato finale nel 2011 per regione e per tipologia di mercato	pag. 85
Fig. 2.19	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi quattro anni	pag. 102
Fig. 2.20	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei	pag. 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	pag. 103
Fig. 2.22	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW	pag. 104
Fig. 2.23	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione	pag. 108
Fig. 2.24	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	pag. 108
Fig. 2.25	Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	pag. 109
Fig. 2.26	Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione	pag. 109
Fig. 2.27	Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	pag. 110

Fig. 2.28	Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione	pag. 112
Fig. 2.29	Dichiarazioni di adeguatezza degli impianti elettrici presentate dagli utenti in media tensione	pag. 114
Fig. 2.30	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale, anno 2011, utenti in bassa tensione domestici e non domestici	pag. 119
Fig. 2.31	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in bassa tensione domestici e non domestici nel 2011	pag. 120
Fig. 3.1	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980	pag. 131
Fig. 3.2	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2011	pag. 132
Fig. 3.3	Immissioni in rete nel 2010 e nel 2011	pag. 133
Fig. 3.4	Importazioni lorde di gas nel 2011 secondo la provenienza	pag. 133
Fig. 3.5	Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2011, secondo la durata intera	pag. 135
Fig. 3.6	Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2011, secondo la durata residua	pag. 135
Fig. 3.7	Utenti del PSV dal 2008 al 2011	pag. 163
Fig. 3.8	Volumi delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale	pag. 164
Fig. 3.9	Numero di transazioni nei punti di entrata della rete nazionale	pag. 165
Fig. 3.10	Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero e PSV	pag. 165
Fig. 3.11	Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS e volumi scambiati sull'MGP-GAS nel 2011	pag. 167
Fig. 3.12	Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS e volumi scambiati sull'MGP-GAS. Confronto tra gennaio-aprile 2011 e gennaio-aprile 2012	pag. 167
Fig. 3.13	Inflazione generale e dei beni energetici a confronto dal 2008 al 2012	pag. 194
Fig. 3.14	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei	pag. 194
Fig. 3.15	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	pag. 195
Fig. 3.16	Composizione percentuale all'1 aprile 2012 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	pag. 196
Fig. 3.17	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	pag. 199
Fig. 3.18	Composizione percentuale all'1 giugno 2012 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	pag. 199
Fig. 3.19	Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2011	pag. 200
Fig. 3.20	Chiamate di pronto intervento su impianti di distribuzione negli anni 2001-2011	pag. 201
Fig. 3.21	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti	pag. 203
Fig. 3.22	Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti	pag. 204
Fig. 3.23	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi), anni 2010-2011	pag. 210
Fig. 3.24	Confronto tra tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino a G6	pag. 211

# 1.

Contesto  
internazionale  
e nazionale

---

# Quadro economico ed energetico

---

## Mercato internazionale del petrolio

---

---

### Economia internazionale

---

Dopo un 2010 promettente per lo sviluppo dell'economia mondiale e un avvio abbastanza ottimistico nella prima metà del 2011, la ripresa ha improvvisamente perso slancio nella seconda metà dell'anno, soprattutto nell'ultimo trimestre. L'economia internazionale ha retto meglio del previsto sia ai disordini accaduti in alcuni paesi produttori di petrolio, sia alle ripercussioni del devastante terremoto/tsunami giapponese, che hanno segnato i primi mesi dell'anno, ma la crescita ha infine ceduto davanti alla persistenza di prezzi elevati e in aumento delle materie prime, all'alto deficit di bilancio di molti paesi avanzati e, per ultimo, alle turbolenze finanziarie dell'area euro, che rappresenta pur sempre il 15% del PIL mondiale.

Per la seconda volta in meno di sei mesi il Fondo monetario internazionale (FMI) ha rivisto al ribasso le sue previsioni per il 2012 (Tav. 1.1), rimanendo pur sempre ottimista nei confronti della possibilità di una ripresa più sostenuta almeno nel 2013. L'ultimo rapporto di fine gennaio 2012 sottolinea la precarietà della ripresa

dell'economia mondiale in un anno pieno di incognite a causa di molte variabili chiave per lo sviluppo, includendo tra esse le problematiche economiche e finanziarie dell'area euro. La recessione nei paesi dell'euro e per riflesso nel resto dell'Unione europea, l'unica per la quale l'FMI prevede una crescita del PIL negativa, si trasmette attraverso i canali commerciali e finanziari in modo più o meno marcato in tutte le grandi aree mondiali, a eccezione degli Stati Uniti dove viene compensata da fondamentali nettamente superiori di quelli europei, tra cui un previsto rialzo dei consumi interni.

---

### Prezzo del greggio

---

Un effetto non secondario sull'andamento negativo dell'economia mondiale l'ha senz'altro causato l'elevato prezzo del petrolio, illustrato con i tre principali marker mondiali nella figura 1.1. Il prezzo di 111 \$/barile verificatosi per il greggio Brent nel corso del 2011, calcolato come media annua dei prezzi giornalieri, è in termini reali il più alto in assoluto della storia, superando sia il valore registrato nel 1980-1981 (93 \$/barile inflazionato ai prezzi attuali),

## TAV. 1.1

Tassi di crescita dell'economia mondiale

Valori percentuali

AGGREGATO MONDIALE	2007	2008	2009	2010	2011	PREVISIONE 2012		
						APR. 2011	SET. 2011	GEN. 2012
Mondo	5,4	2,8	-0,7	5,1	3,8	4,5	4,0	3,3
Economie avanzate	2,8	0,1	-3,7	3,1	1,6	2,6	1,9	1,2
Stati Uniti	1,9	-0,3	-3,5	3,0	1,8	2,9	1,1	1,8
Unione europea	3,3	0,5	-4,2	1,8	1,6	2,1	1,4	-0,1
Comunità Stati indipendenti	8,9	5,3	-6,4	4,6	4,5	4,7	4,4	3,7
Paesi asiatici in via di sviluppo	11,5	7,7	7,2	9,5	7,9	8,4	8,0	7,3
Cina	14,2	9,6	9,2	10,3	9,2	9,5	9,0	8,2
India	10,0	6,2	6,8	10,1	7,4	7,8	7,5	7,0
Asean-5	6,3	4,8	1,7	6,9	4,8	5,7	5,6	5,2
America Latina e Caraibi	5,8	4,3	-1,7	6,1	4,6	4,2	4,0	3,6
Medio Oriente e Nord Africa	6,7	4,6	2,6	4,4	3,1	4,2	3,6	3,2
Africa sub sahariana	7,1	5,6	2,8	5,4	4,9	5,9	5,8	5,5

Fonte: FMI, *World Economic Outlook Database*, aprile 2011 e settembre 2011; *WEO Update*, gennaio 2012.

sia quello registrato nel 2008 (98 \$/barile). Seppure il valore molto più alto di 133 \$/barile, raggiunto all'apice del luglio 2008, abbia avuto effetti momentaneamente più sconvolgenti sugli equilibri economici e finanziari internazionali, è innegabile che il prezzo del Brent costantemente superiore a 100 \$/barile per almeno quindici mesi (contro appena sei mesi nel 2008) sia risultato alla lunga logorante per lo sviluppo dell'economia.

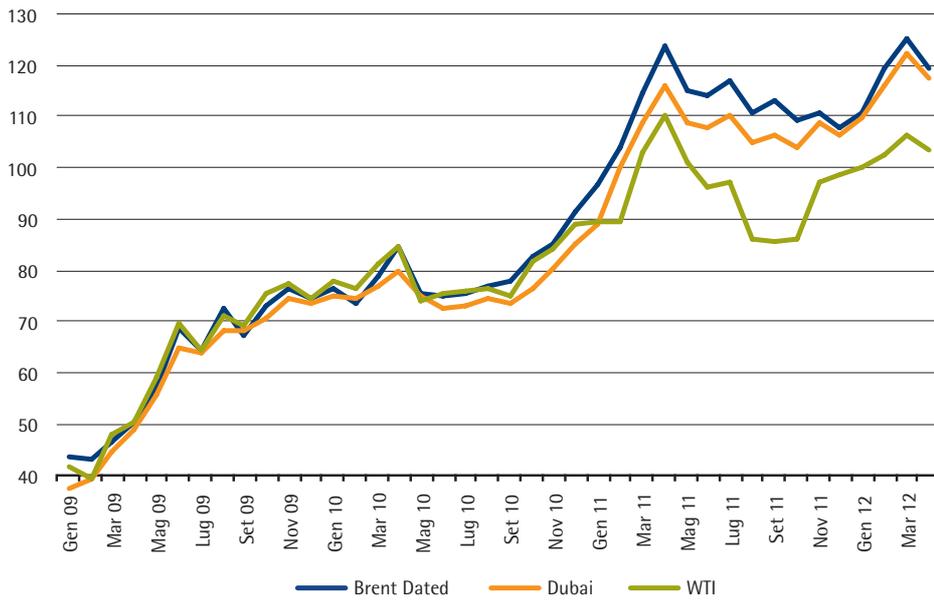
Per trovare una situazione analoga è necessario tornare indietro al picco di prezzo del 1979-1980, verificatosi in corrispondenza della crisi iraniana, come illustra la figura 1.2 che riporta il numero di mesi di ogni anno, a partire dal 1975, con prezzo medio del barile internazionale maggiore di tre livelli di prezzo del barile. Il contesto assai mutato nel corso dei tre decenni trascorsi, tuttavia, non permette un confronto significativo né delle cause né delle prospettive. Dalla figura, in ogni caso, si desume con evidenza una più lenta ascesa del prezzo e un allungamento della durata della seconda "fiammata".

Più in generale, può apparire sorprendente che, in un prolungato periodo di bassa crescita economica e (come si vedrà di seguito)

di eccedenza del potenziale di offerta del petrolio, il prezzo dello stesso sia rimasto a valori così elevati. Meno importante nel sostenere il prezzo del petrolio, seppure non assente, è stata la speculazione, fattore che ha invece giocato un ruolo preminente nel determinare l'escalation del prezzo negli anni precedenti. Analogamente, il leggero apprezzamento del dollaro sul mercato dei cambi ha avuto un effetto trascurabile o nullo. Si ricorda come il forte deprezzamento del dollaro nel 2007 e nella prima metà del 2008 abbia avuto un ruolo importante nell'aumento del prezzo in quanto, provocando la caduta del potere d'acquisto in euro dei paesi esportatori dell'area mediorientale<sup>1</sup>, ha spinto gli stessi a restringere il più possibile l'offerta di greggio per sostenerne il prezzo. La potenza con cui tale fattore ha provocato l'aumento del prezzo viene illustrata nella figura 1.3, che mette in relazione le due variabili. Anche se sono presenti altri fattori, questi sembrano esprimersi prevalentemente come rumore di fondo, mentre i valori del cambio attorno alla parità o meno appaiono ininfluenti.

Tra le principali cause dell'elevato prezzo del petrolio durante il corso del 2011, si possono invece elencare: gli effetti della "primavera

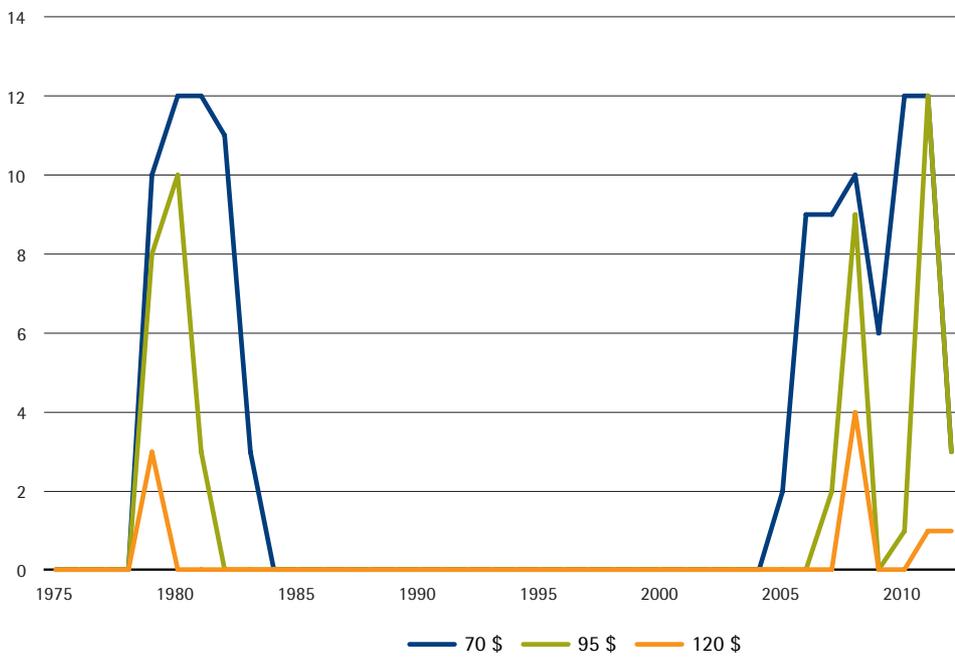
<sup>1</sup> Questi paesi ricevono dollari per le esportazioni di greggio, ma pagano in euro le loro importazioni in prevalenza dall'area euro.



**FIG. 1.1**

Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai \$/barile

Fonte: Bloomberg e ICIS LOR.



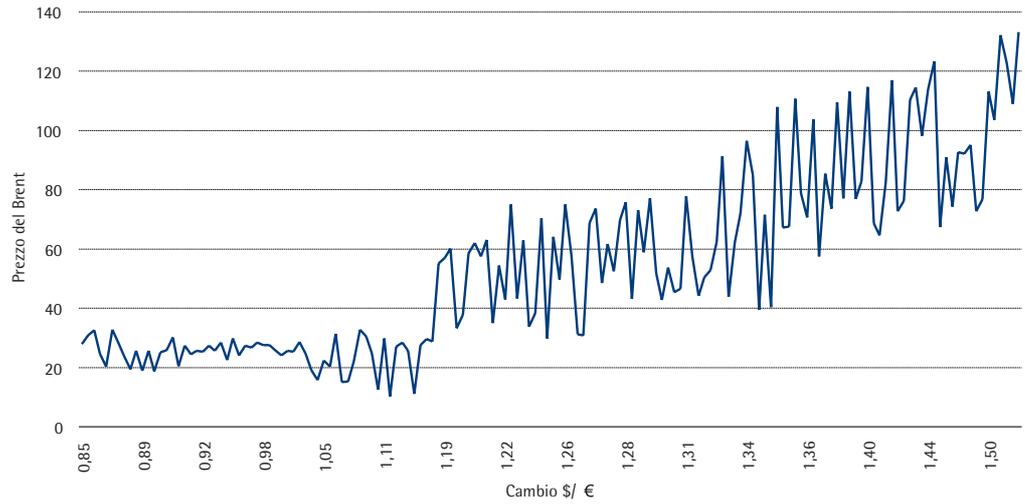
**FIG. 1.2**

Numero di mesi per livello di prezzo del petrolio

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Bloomberg e ICIS LOR.

**FIG. 1.3**

Correlazione tra cambio \$/€ e prezzo del Brent dal 2002 al 2011



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Bloomberg e ICIS LOR.

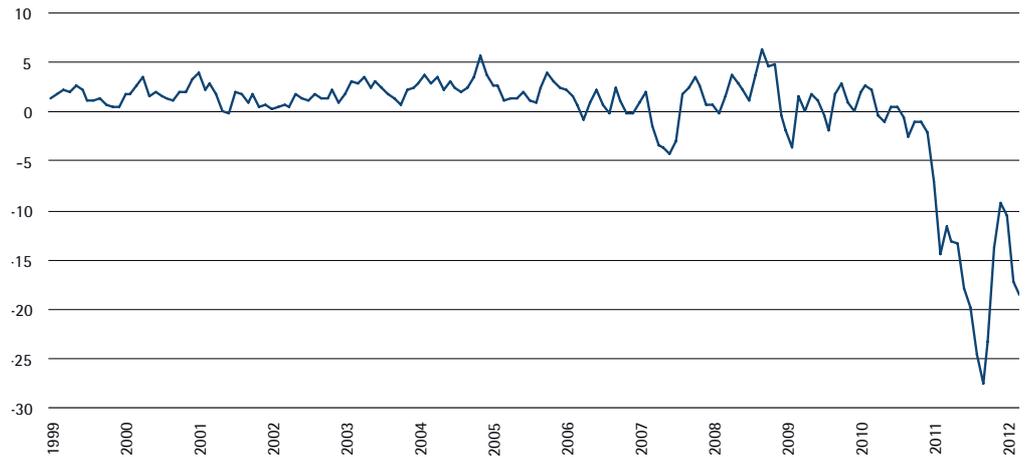
araba", che ha tolto dal mercato oltre 1,5 milioni di barili/giorno per molti mesi; il calo delle scorte di petrolio greggio in Europa e in Asia nella seconda metà del 2011; le incertezze sulle conseguenze delle sanzioni imposte all'Iran dagli Stati Uniti e dall'Unione europea e, più in generale, la situazione di tensione con questo paese, aggravatasi nel corso dell'anno.

Le rivolte arabe non solo hanno ridotto l'offerta sul mercato, ma hanno anche spinto i paesi OPEC ad aumentare enormemente la spesa sociale con il fine di arginare la diffusione del dissenso,

obiettivo che per la maggior parte di questi paesi è possibile raggiungere in tempi brevi solo attraverso il mantenimento di un prezzo del petrolio elevato. Nel suo rapporto di settembre 2011 L'FMI aveva stimato che per ottenere tale fine alla maggior parte dei produttori del Medio Oriente e del Nord Africa necessita di un prezzo del greggio superiore a 80 \$/barile. Nell'edizione di dicembre del *World Oil Outlook* l'OPEC ammette apertamente, per la prima volta, di avere bisogno di un prezzo del greggio di 85-95 \$/barile per far quadrare i bilanci statali dei paesi membri, valore che utilizza

**FIG. 1.4**

Differenziale di prezzo tra i greggi WTI e Brent \$/barile



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Bloomberg e ICIS LOR.

per i propri scenari di riferimento e che nelle precedenti edizioni attestava sui 75-85 \$/barile. Recentemente l'OPEC ha dichiarato diverse volte che un prezzo più ragionevole sarebbe attorno ai 100 \$/barile.

Il calo delle scorte in Europa, seppure un fenomeno tipicamente congiunturale, ha avuto l'effetto di mantenere alta la tensione nella seconda metà dell'anno, quando stava oramai cominciando a tornare sul mercato buona parte della produzione libica (a circa il 60% della sua produzione anteguerra di 1,6 milioni di barili/giorno). Le cause principali del calo delle scorte in Europa sono da ricondurre alle interruzioni prolungate della produzione in alcuni giacimenti del Mare del Nord, ai ripetuti sabotaggi degli oleodotti nigeriani e alla deviazione di flussi crescenti del petrolio russo verso Oriente per contrastare, in quei paesi, la riduzione delle scorte dovuta alla vivace dinamica della domanda.

L'Iran è il terzo esportatore di greggio, dopo l'Arabia Saudita e la Russia. Le sue esportazioni, dirette in prevalenza verso i paesi asiatici (Cina, India e Giappone), ammontano a circa 2,6 milioni di barili/giorno. A partire dalla seconda metà del 2012, le esportazioni di petrolio iraniano potrebbero ridursi di 0,7-0,9 milioni di barili/giorno, a causa dell'embargo dell'Unione europea, della Turchia e di altri paesi, diretto a evitare le sanzioni americane. L'Iran conta di sostituire gli acquirenti europei con acquirenti asiatici, ma le sanzioni hanno già indotto molte banche a non concedere fidejussioni in euro e in dollari agli importatori, e parte delle compagnie assicurative ad annunciare la sospensione della copertura per le petroliere che passano dai porti iraniani. In ogni caso, se l'embargo avesse successo, occorrerebbe trovare nuove fonti di importazione per i paesi europei. La maggior parte degli analisti ritiene che nell'incertezza la situazione iraniana ha l'effetto di mantenere sotto tensione il prezzo del greggio, che potrebbe tuttavia salire in modo impetuoso con l'intensificazione del confronto, oppure a causa di atti bellici o della chiusura dello stretto di Hormuz, dove attualmente passa il petrolio proveniente dall'Arabia Saudita, dagli Emirati Arabi e dal Kuwait, gli unici paesi che dispongono di un surplus.

---

### Differenziale tra Brent, WTI e Dubai

---

Merita un cenno l'andamento del differenziale di prezzo tra i greggi Brent e West Texas Intermediate, soprattutto per rimarcare il ruolo che possono giocare le infrastrutture e la regolazione sugli equilibri di prezzo, anche per il petrolio, la fonte fossile più flessibile sotto il profilo del trasporto. Già da diversi anni è in atto un calo del differenziale di prezzo che, a eccezione di alcuni mesi, si era mantenuto mediamente attorno a 1,8 \$/barile a favore del WTI per tutto il decennio 1999-2009. Le prime evidenze di una riduzione del differenziale si sono manifestate nel 2007 con l'arrivo sul mercato americano di nuovi e imponenti flussi di greggio dal Canada e dallo stato del North Dakota al centro di smistamento di Cushing, le cui capacità di sbocco verso le raffinerie e i porti sul Golfo del Messico sono attualmente limitate. Il differenziale è tornato positivo nel 2008 (+2,6 \$/barile) in coincidenza con la crisi finanziaria, ma ha poi ripreso a scendere in territorio negativo ed è letteralmente collassato nel 2011 a un valore medio sull'anno di -16,3 \$/barile, con un minimo mensile di -27,6 \$/barile nel mese di settembre, anche inferiore a -30 \$/barile in alcuni giorni (Fig. 1.4).

Il potenziamento degli oleodotti di sbocco dal centro di Cushing è in atto con la costruzione degli oleodotti Bakken Marketlink, Cushing Marketlink e di altri, ma richiederà ancora diversi anni per risolvere l'eccesso di afflusso. Nel frattempo è in corso l'inversione dei flussi di greggio del vecchio oleodotto Seaway (originariamente progettato per il trasporto di greggio nell'entroterra dal porto texano di Freeport), che dovrebbe permettere il trasporto di 0,4 milioni di barili/giorno da Cushing a partire dal 2013. I proprietari dell'oleodotto (Enbridge ed Enterprise) reclamano una tariffa di mercato, mentre i potenziali utenti, rappresentati dalla *Independent Petroleum Association of America*, sostengono che in assenza di concorrenza è necessaria una tariffa regolata dalla *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC).

La questione non è di poco conto, dato che nel corso del 2010-2011 il prezzo dei derivati petroliferi ha teso a seguire il prezzo del Brent e si è pertanto aperto un forte divario tra il prezzo di acquisto di greggio e quello di vendita di derivati, soprattutto di benzina, che

**TAV. 1.2**

Fabbisogno mondiale di petrolio dal 2006 al 2011 e previsioni per il 2012  
Milioni di barili/giorno

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	PREVISIONI 2012
<b>Paesi OCSE</b>	<b>49,5</b>	<b>49,2</b>	<b>47,6</b>	<b>45,6</b>	<b>46,2</b>	<b>45,6</b>	<b>45,3</b>
Nord America	25,4	25,5	24,2	23,3	23,8	23,5	23,4
Europa	15,7	15,3	15,4	14,7	14,6	14,3	13,9
Pacifico	8,5	8,4	8,1	7,7	7,8	7,9	7,9
<b>Paesi non OCSE non OPEC</b>	<b>35,7</b>	<b>37,3</b>	<b>38,9</b>	<b>39,9</b>	<b>42,2</b>	<b>43,4</b>	<b>44,6</b>
Russia e altri Paesi ex URSS	4,0	4,1	4,2	4,2	4,5	4,7	4,8
Europa	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
Cina	7,2	7,6	7,7	8,1	9,1	9,5	9,9
Resto Asia	9,0	9,5	9,7	10,1	10,4	10,7	10,9
America Latina	5,4	5,7	6,0	6,0	6,3	6,5	6,6
Medio Oriente	6,3	6,5	7,3	7,5	7,8	8,0	8,2
Africa	3,0	3,1	3,3	3,3	3,4	3,3	3,5
<b>Totale mondo</b>	<b>85,3</b>	<b>86,5</b>	<b>86,6</b>	<b>85,6</b>	<b>88,3</b>	<b>89,1</b>	<b>89,9</b>

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2012.

durante il 2011 ha fruttato enormi guadagni, triplicando i profitti delle compagnie petrolifere (BP, ConocoPhillips, Exxon Mobil e altri) nelle vendite negli Stati centrali e occidentali degli Stati Uniti. Il divario di prezzo si riflette direttamente sui margini di raffinazione, come verrà illustrato di seguito.

Analogamente, seppure per altri motivi, il 2011 ha portato novità anche per il differenziale di prezzo tra Brent e Dubai, il marker più usato dai mercati asiatici per il greggio mediorientale. Dopo una sua forte crescita da poco più di 2 \$/barile a fine 2010 a un massimo di oltre 7 \$/barile in marzo-aprile 2011, la vivace domanda asiatica ha spinto in alto il prezzo del Dubai, più del prezzo del Brent, complice anche la debole domanda interna europea, rimanendo tuttavia leggermente più basso di quello del Brent. Il differenziale Brent/Dubai influenza la scelta degli acquirenti asiatici tra greggi atlantici e quelli mediorientali.

### Domanda e offerta di petrolio

Anche nel 2011 la crescita dell'economia mondiale, seppure ridotta

rispetto alle previsioni, si è riflessa in un percettibile incremento dei consumi di petrolio a livello mondiale, pari a 0,8 milioni di barili/giorno (Tav. 1.2). Tale crescita è il risultato di un aumento di 1,3 milioni di barili/giorno nei paesi non OCSE, rispetto a un calo di 0,5 milioni di barili/giorno nei paesi OCSE. Poco meno del 60% dell'aumento dei consumi nell'area non OCSE, è attribuibile ai paesi asiatici in via di sviluppo, il 35% alla sola Cina. La riduzione del fabbisogno nell'area OCSE è distribuita in parti quasi uguali tra Nord America e paesi Europei.

Come negli anni passati, l'incremento del fabbisogno è stato soddisfatto in prevalenza dai paesi OPEC con un contributo di 1,1 milioni di barili/giorno, rispetto a una produzione dei paesi OCSE e non OCSE rimasta essenzialmente piatta (Tav. 1.3). Va tuttavia sottolineato il notevole aumento della produzione del Nord America (+0,4 milioni di barili/giorno), soprattutto da sabbie bituminose del Canada e del North Dakota, a fronte di un calo di 0,4 milioni di barili/giorno nel resto dei paesi OCSE, in particolare in Europa. Una parte non indifferente della produzione dell'anno è contabilizzata nelle scorte di fine anno, confermando le ripetute dichiarazioni

**TAV. 1.3**

Produzione mondiale di petrolio dal 2006 al 2011 e previsioni per il 2012  
Milioni di barili/giorno

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	PREVISIONI 2012
<b>Paesi OCSE</b>	<b>20,1</b>	<b>19,9</b>	<b>18,8</b>	<b>18,8</b>	<b>18,9</b>	<b>18,9</b>	<b>19,4</b>
Nord America	14,2	14,3	13,3	13,6	14,1	14,5	15,0
Europa	5,3	5,0	4,8	4,5	4,1	3,8	3,8
Pacifico	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,5	0,7
<b>Paesi non OCSE non OPEC</b>	<b>28,0</b>	<b>28,5</b>	<b>28,4</b>	<b>29,1</b>	<b>29,8</b>	<b>29,8</b>	<b>30,0</b>
Russia e altri Paesi ex URSS	12,3	12,8	12,8	13,3	13,5	13,6	13,8
Europa	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	3,7	3,7	3,8	3,9	4,1	4,1	4,2
Resto Asia	3,7	3,6	3,7	3,6	3,7	3,5	3,5
America Latina	3,9	3,9	3,7	3,9	4,1	4,2	4,4
Medio Oriente	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6
Africa	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4
<b>Altro non OPEC</b>	<b>2,3</b>	<b>2,4</b>	<b>3,5</b>	<b>3,6</b>	<b>3,9</b>	<b>4,0</b>	<b>4,2</b>
Miglioramenti di raffinazione	2,1	2,2	2,0	2,0	2,1	2,2	2,3
Biocarburanti <sup>(A)</sup>	0,2	0,3	1,4	1,6	1,8	1,8	1,9
<b>Totale non OPEC</b>	<b>50,4</b>	<b>50,9</b>	<b>50,6</b>	<b>51,5</b>	<b>52,6</b>	<b>52,7</b>	<b>53,6</b>
<b>Totale OPEC<sup>(B)</sup></b>	<b>35,0</b>	<b>34,6</b>	<b>36,1</b>	<b>34,1</b>	<b>34,8</b>	<b>35,8</b>	<b>36,2</b>
Greggio	30,7	30,3	31,6	29,1	29,5	30,0	29,9
Gas liquidi	4,3	4,3	4,5	4,9	5,3	5,8	6,3
<b>Totale mondo</b>	<b>85,4</b>	<b>85,5</b>	<b>86,7</b>	<b>85,6</b>	<b>87,4</b>	<b>88,5</b>	<b>89,9</b>
Variazione scorte <sup>(C)</sup>	0,2	-1,0	0,2	0,0	-0,9	-0,6	0,0

(A) Biocarburanti prodotti in paesi diversi dal Brasile e dagli Stati Uniti.

(B) Riferito ai paesi appartenenti all'OPEC all'1 gennaio 2009. Il dato del 2012 non è una previsione, ma è calcolato come differenza tra fabbisogno mondiale e produzione non OPEC nell'ipotesi di una variazione delle scorte uguale a zero.

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

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2012.

dell'OPEC in merito a una sovrabbondanza di petrolio nel primo trimestre del 2012.

L'Agenzia internazionale per l'energia (AIE) prevede per il 2012 una significativa ripresa della produzione non OPEC concentrata nel Nord America (+0,5 milioni di barili/giorno), rispetto a un incremento della domanda mondiale relativamente contenuto (+0,8 milioni di barili/giorno), in linea con l'andamento smorzato

dell'economia mondiale. Questo dovrebbe permettere una minore tensione sulla produzione OPEC, il cui contributo al fabbisogno mondiale potrebbe così aumentare di soli 0,4 milioni di barili/giorno. Il rilassamento dei fondamentali non significa necessariamente un calo della tensione sul prezzo, che appare sempre meno legato al rapporto tra domanda e offerta rispetto ad altre variabili determinanti.

**TAV. 1.4****Produzione di greggio OPEC  
e capacità di riserva**

Milioni di barili/giorno

	2011					PREVISIONI 2012			
	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	MEDIA ANNO	PRODUZIONE SOSTENIBILE	CAPACITÀ DI RISERVA	PRODUZIONE SOSTENIBILE	VARIAZIONE CAPACITÀ DI RISERVA
Algeria	1,27	1,27	1,28	1,29	1,28	1,30	0,01	1,37	0,07
Angola	1,64	1,55	1,69	1,72	1,65	1,90	0,15	2,10	0,20
Ecuador	0,49	0,50	0,49	0,49	0,50	0,51	0,03	0,54	0,03
Iran	3,63	3,62	3,53	3,51	3,57	3,51	0,06	3,56	0,05
Kuwait	2,37	2,45	2,56	2,64	2,51	2,84	0,24	2,84	0,00
Libia	1,14	0,13	0,05	0,55	0,47	0,75	0,00	1,21	0,46
Nigeria	2,14	2,27	2,25	2,06	2,18	2,48	0,42	2,48	0,00
Qatar	0,82	0,81	0,82	0,82	0,82	0,90	0,08	0,90	0,00
Arabia Saudita	8,87	9,20	9,63	9,68	9,35	12,00	2,15	11,88	-0,12
Emirati Arabi Uniti	2,48	2,48	2,53	2,54	2,51	2,74	0,16	2,79	0,05
Venezuela	2,30	2,52	2,51	2,53	2,46	2,55	0,05	2,63	0,08
Iraq	2,65	2,67	2,68	2,69	2,67	3,21	0,52	3,13	-0,08
<b>TOTALE OPEC</b>	<b>29,80</b>	<b>29,46</b>	<b>30,02</b>	<b>30,51</b>	<b>29,95</b>	<b>34,69</b>	<b>3,87</b>	<b>35,43</b>	<b>0,74</b>

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2012.**Produzione OPEC**

La produzione di gas liquidi, evidenziata nella tavola 1.3, attualmente rappresenta circa il 15% della produzione OPEC e non viene più discussa nel seguito in quanto strettamente legata alla catena del gas naturale. Anche se contribuiscono alla copertura della domanda di prodotti petroliferi, tali gas (etano, propano, butano e ulteriori prodotti alifatici) vengono estratti nella fase di purificazione del gas naturale a bocca di pozzo e commercializzati tal quale.

Nel 2011 la produzione complessiva di greggio dei paesi OPEC è oscillata tra minimi e massimi trimestrali di 29,5 e 30,5 milioni di barili/giorno (Tav. 1.4), reggendo molto bene al crollo della produzione libica e ai cali alterni della produzione nigeriana, oltre che a quelli (meno critici) di altri paesi non OPEC coinvolti nella primavera araba (Egitto, Siria e Yemen). Nel mese di marzo la produzione libica era subito calata a meno di un terzo dei

1,6 milioni di barili/giorno del mese di gennaio e continuava a dimezzarsi nei mesi successivi, fino a raggiungere praticamente lo zero nel mese di agosto. L'ammacco è stato colmato per buona parte dalla produzione saudita, con un aumento fino a 1,0 milioni di barili/giorno nei mesi di maggior deficit del periodo giugno-agosto. Con leggero ritardo sono entrate in azione, anche per sostenere il picco di domanda di fine anno, la produzione del Kuwait e quella degli Emirati Arabi Uniti. La produzione libica si riprendeva a partire da ottobre e nel mese di dicembre aveva già superato il 50% della produzione massima precedente il conflitto.

Se i paesi OPEC hanno risposto bene al deficit produttivo del 2011, non è altrettanto chiaro il supporto che potranno dare all'atteso deficit sui mercati di petrolio iraniano nel 2012. La produzione iraniana è in leggero calo: da 3,7 milioni di barili/giorno all'inizio del 2011, è scesa a meno di 3,5 milioni tra dicembre 2011 e febbraio 2012. Circa 1,1 milioni di barili/giorno sono diretti alla raffinazione per

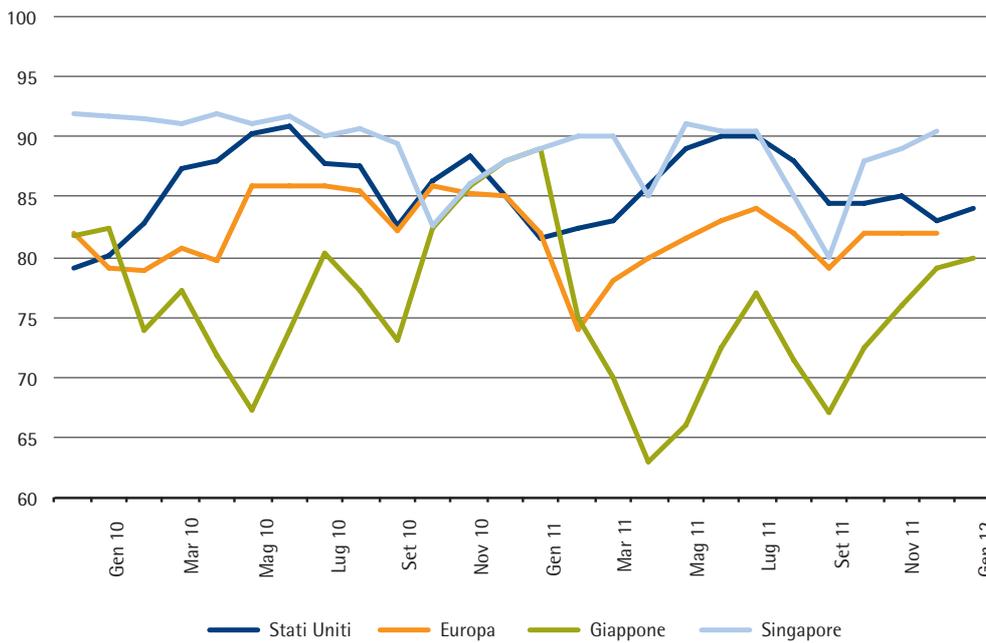


FIG. 1.5

Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione

Valori percentuali

Fonte: OPEC, *Monthly Oil Market Report*, vari numeri.

consumi interni. Le esportazioni effettive ammontavano nel 2011 a circa 2,6 milioni di barili/giorno, dei quali il 35% diretto verso Cina e Giappone, il 27% verso paesi dell'Unione europea (prevalentemente Grecia, Italia, Spagna), il 21% verso Giappone e Corea del Sud.

L'embargo si delinea in due forme diverse: da una parte, una legge firmata dal Presidente degli Stati Uniti il 31 dicembre 2011 prevede che le banche mantenenti transazioni finanziarie con l'Iran vengano escluse dai mercati finanziari americani; dall'altra, il 23 gennaio 2012 l'Unione europea ha deciso di vietare sia le importazioni di greggio iraniano sia le transazioni dei paesi membri con la Banca centrale iraniana. Anche se ci sono modi per aggirare l'embargo, per esempio tramite scambi commerciali in natura e transazioni in moneta locale<sup>2</sup>, dalle pressioni esercitate dagli acquirenti sui fornitori alternativi all'Iran nei primi mesi dell'anno (anche da parte di importatori cinesi) si può desumere che l'embargo potrebbe avere un certo grado di successo.

L'aumento della produzione non OPEC, prevista dall'AIE in circa 0,9 milioni di barili/giorno nel 2012 (Tav. 1.3), dovrebbe allentare la tensione sull'offerta e sul prezzo. Tuttavia, tale aumento è appena

sufficiente a coprire l'aumento della domanda (Tav. 1.2) e, nel caso di pieno successo dell'embargo, rimane ai paesi OPEC che dispongono di surplus di offerta il compito di mettere sul mercato fino a 2,5 milioni di barili/giorno che potrebbero essere colpiti dall'embargo. Tale esito è fattibile ma non senza problemi, dato che inciderebbe notevolmente sulla capacità di riserva dei paesi OPEC, lasciando poca flessibilità per eventi imprevedibili.

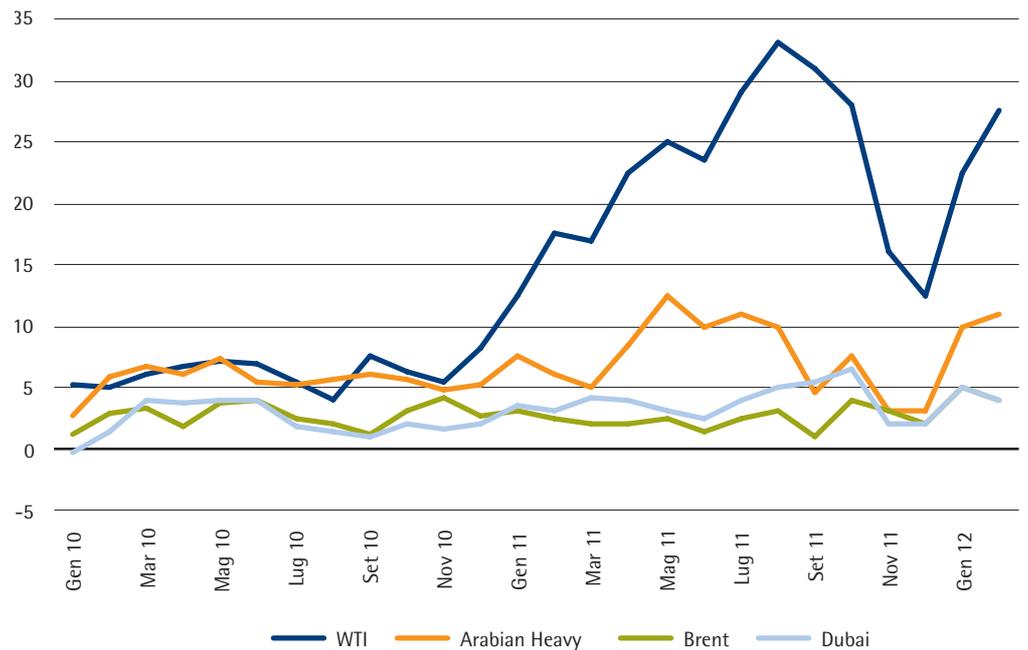
### Mercato dei prodotti

L'andamento della raffinazione è stato dominato durante l'anno intero dalle sorti del differenziale di prezzo del greggio WTI con il Brent (con riflessi per il Dubai nel continente asiatico). Le raffinerie del Golfo del Messico hanno infatti beneficiato del favorevole prezzo del greggio, tenuto artificialmente basso dall'intasamento nel centro di raccolta di greggio a Cushing, rispetto ai prezzi internazionali dei prodotti, dettati in prevalenza dal Brent. Hanno inoltre influenzato i margini della raffinazione nel suo complesso tre principali fattori: i problemi della petrolchimica a livello mondiale, le difficoltà della

<sup>2</sup> Per esempio, l'India ha già raggiunto un accordo con l'Iran per pagare almeno una parte delle importazioni in rupie.

FIG. 1.6

Margine di raffinazione complessiva rispetto al marker di area  
\$/barile



Fonte: OPEC, *Monthly Oil Market Report*.

raffinazione in Europa e l'insufficiente capacità nei paesi dell'America Latina, che ha spronato soprattutto la raffinazione USA. Mentre il tasso di utilizzo medio delle raffinerie è calato rispetto al 2010 sia in Europa sia in Asia (Fig. 1.5), negli USA è rimasto praticamente invariato, nonostante l'andamento sfavorevole dell'economia. L'anomalia del WTI è ben evidenziata nella figura 1.6 che riporta un margine complessivo nel 2011 mediamente nove volte maggiore del Brent – con punte anche superiori nella seconda parte dell'anno – e attorno a sei volte maggiore di quello del Dubai.

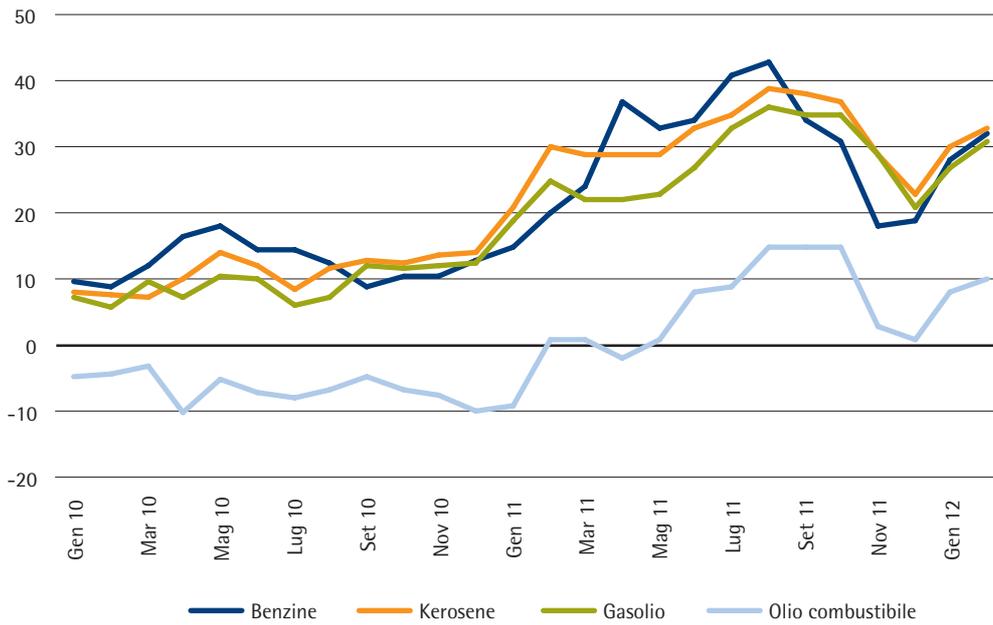
Negli USA la domanda di benzina non è aumentata come atteso e vi è stata una sorprendente crescita delle scorte nel fine settimana del *Memorial Day*, il tradizionale inizio della *driving season*. La bassa domanda di benzina è stata tuttavia bilanciata dalle esportazioni in America Latina, soprattutto in Brasile, per compensare la scarsa raccolta di canna da zucchero e per la produzione di alcool. I margini sono rimasti alti durante la maggior parte del 2011, ricevendo un sostegno dopo l'estate anche dall'uragano Irene e da problemi operativi insorti in alcune raffinerie (Fig. 1.7). Nella prima parte dell'anno la debole economia e il clima mediamente mite non hanno sollecitato più di tanto i margini dei prodotti intermedi. In

seguito, a partire da maggio, il margine è esploso, aiutato sia dalle esportazioni verso l'Europa, realizzate per compensare il calo della produzione europea, sia dalle opportunità di esportazione verso l'America Latina e il continente asiatico. Il margine è diminuito solo in dicembre in coincidenza con l'aumento del prezzo del WTI. Analogamente per l'olio combustibile, nonostante la bassa domanda interna e le basse opportunità di export verso i paesi asiatici, il margine negativo è stato proiettato in zona positiva a partire dal mese di maggio – a causa delle esportazioni verso l'Europa – con una flessione solo in dicembre.

I margini eccezionali realizzati dalle raffinerie statunitensi attraverso le esportazioni si sono riversati negativamente sulla raffinazione europea, che tradizionalmente riforniva il mercato americano di benzina e gasolio. La riduzione della produzione da parte dei raffinatori europei ha avuto solo scarsi effetti sui margini (Fig. 1.8). Inoltre, le raffinerie di minore complessità hanno dovuto ridurre la lavorazione per via della mancanza di greggio leggero libico. La chiusura di alcune raffinerie ha contribuito a spingere i margini, ma senza aumentare l'utilizzo della capacità. L'aumento del prezzo del greggio nel corso dell'anno ha tenuto i margini continuamente sotto

**FIG. 1.7**

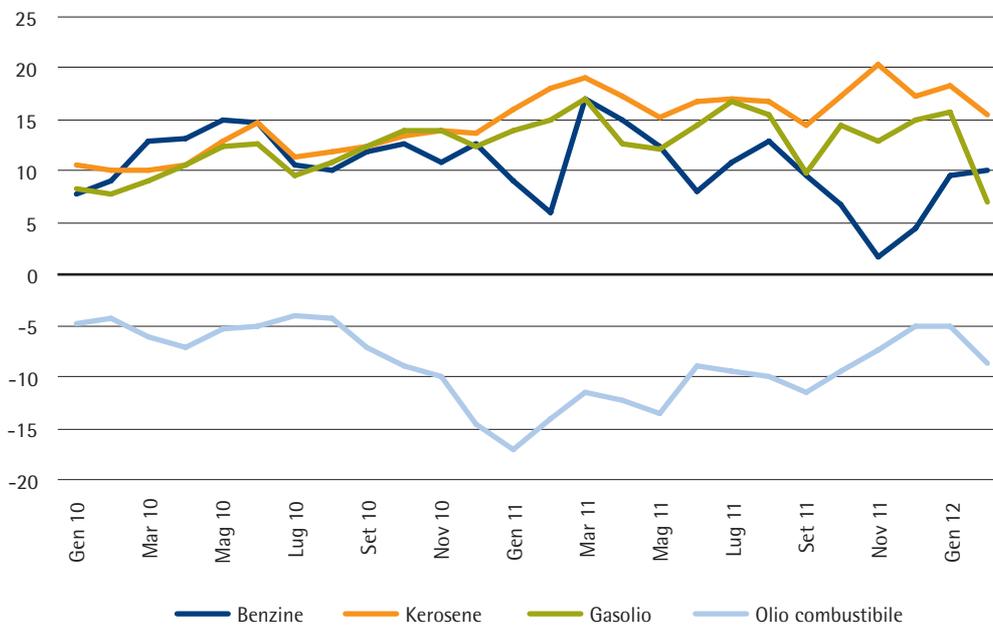
Margine di raffinazione Golfo  
USA rispetto al greggio WTI  
\$/barile



Fonte: OPEC, *Monthly Oil Market Report*.

**FIG. 1.8**

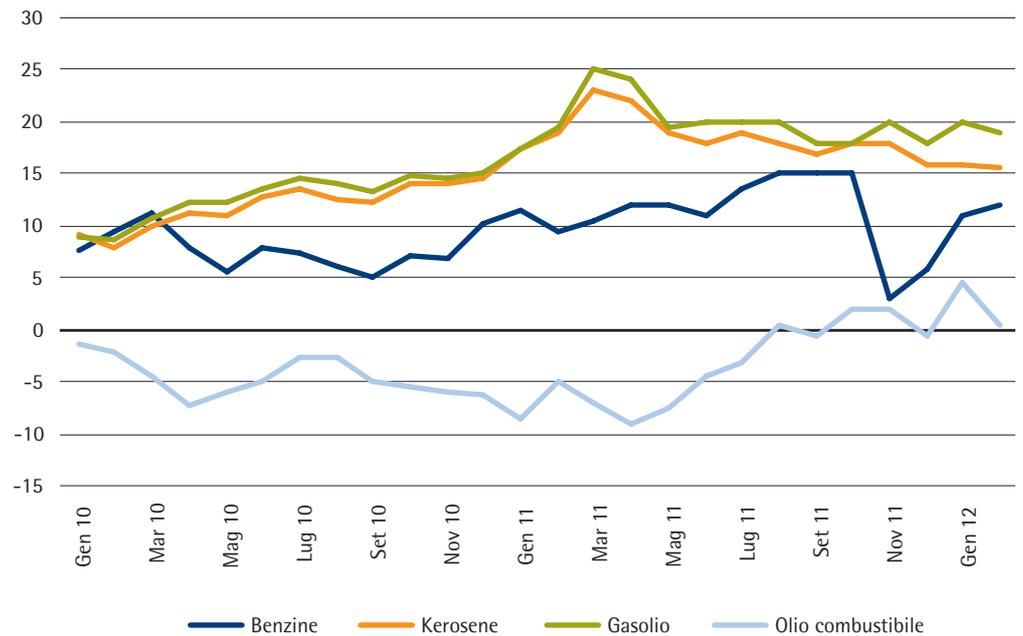
Margine di raffinazione  
Rotterdam rispetto al greggio  
Brent  
\$/barile



Fonte: OPEC, *Monthly Oil Market Report*.

FIG. 1.9

Margine di raffinazione  
Singapore rispetto al greggio  
Dubai  
\$/barile



Fonte: OPEC, *Monthly Oil Market Report*.

pressione. All'inizio dell'anno l'effetto positivo del clima avverso sui distillati medi per riscaldamento è stato in parte compensato dalla riduzione della domanda di gasolio per trasporto a causa del maltempo, riducendo il margine rispetto al Brent. Il margine per la nafta è rimasto basso o calante durante tutto l'anno per via della riduzione della domanda interna di etilene per la petrolchimica, in crisi a livello mondiale, e per la mancanza di sbocchi sul mercato asiatico e atlantico o su quello africano. Un sostegno ai margini è venuto in primavera con l'aumento delle esportazioni di benzina e gasolio verso l'America Latina, l'Africa occidentale e il Medio Oriente, e alla fine dell'anno anche verso l'Asia. Durante l'inverno l'olio combustibile ha faticato a guadagnare terreno per via delle esportazioni di surplus dalla Russia, causate dal clima più mite del normale. A maggio il sostegno all'olio combustibile diretto al Giappone è venuto a mancare con la rimessa in funzione delle raffinerie danneggiate dal terremoto/tsunami, ma nella seconda metà dell'anno il margine rispetto al Brent ha recuperato terreno con la domanda di bunker a Singapore e in alcuni paesi del Sudest asiatico, anche se i margini non hanno mai raggiunto territorio positivo. Verso la fine dell'anno la riduzione della domanda interna

e delle opportunità di esportazione hanno portato a un tendenziale calo del margine complessivo, nonostante la buona tenuta dei distillati medi, sostenuti dalla domanda interna.

Nel continente asiatico il tasso di utilizzo delle raffinerie giapponesi si è ripreso dallo shock del terremoto/tsunami, che ha danneggiato diversi impianti, solo a partire da metà anno. I margini sono stati generalmente molto buoni, nonostante il calo della domanda della petrolchimica (Fig. 1.9). All'inizio dell'anno la manutenzione di molte raffinerie e la forte domanda hanno spinto i margini dei distillati leggeri e medi, ma allo stesso tempo hanno ridotto quelli dell'olio combustibile, prodotto congiuntamente in surplus. I distillati leggeri hanno continuato a beneficiare di una forte domanda, ma con margini in netta discesa verso la fine dell'anno. All'inizio del 2012 le attività di manutenzione hanno ridotto la disponibilità sul mercato dei distillati medi, sostenendo i margini in presenza di una buona domanda in molti paesi asiatici, soprattutto per via del clima freddo. A partire da maggio 2011 sono aumentati consistentemente i margini dell'olio combustibile per via del calo delle importazioni da USA ed Europa, che li ha lanciati in

territorio positivo a cavallo del 2012.

Ad aumentare l'incertezza sul margine nel 2012 giocano sia l'embargo sul petrolio iraniano, che verrebbe verosimilmente sostituito con oli meno leggeri (Ural e Arabian Light) ma probabilmente più cari per

effetto della scarsità, sia l'inversione dei flussi di petrolio al deposito di Cushing, i cui effetti economici, come si è visto, si ripercuotono sull'intero sistema globale per i consistenti vantaggi offerti ai raffinatori del Golfo del Messico.

## Mercato internazionale del gas naturale

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Paesi OCSE	1.448	1.521	1.545	1.504	1.589	1.571
Paesi ex URSS	614	638	631	578	613	627
Altri paesi	825	879	940	971	1.054	1.155
<b>TOTALE MONDO</b>	<b>2.888</b>	<b>3.038</b>	<b>3.117</b>	<b>3.054</b>	<b>3.257</b>	<b>3.353</b>
di cui Unione europea	495	506	517	484	519	471

Fonte: Elaborazione AEEG su dati AIE, Eurogas e altre fonti.

### Domanda e offerta

Il rimbalzo dei consumi di gas visto nel 2010, dopo un 2009 di calo o stasi, si è in buona parte esaurito dopo il primo trimestre del 2011, ma in modo assai differenziato nelle diverse aree del mondo. La discreta crescita a livello globale, comunque marcatamente inferiore a quella media del precedente quinquennio (1,8% contro 2,8%), risulta infatti da un calo dei consumi nell'area OCSE nel suo complesso (-1,1%) e da un aumento apprezzabile nel resto del mondo (3,6%), come si può vedere dalla tavola 1.5. L'andamento dei consumi appare fortemente differenziato anche all'interno dell'area OCSE, dove si evidenzia una crescita per le aree del Nord America e del Pacifico, più che controbilanciata da un forte calo per l'OCSE Europa, aggregato costituito in prevalenza da paesi dell'Unione europea (Tav. 1.6).

### TAV. 1.5

Consumo mondiale di gas naturale nelle principali aree del mondo dal 2006 al 2011 G(m<sup>3</sup>)

L'aumento dei consumi nel Nord America (+2,7%) è stato spinto soprattutto dall'ulteriore crollo dei prezzi, indotto dalla produzione di gas di scisti. Negli Stati Uniti il calo del prezzo negli ultimi cinque anni ha avuto l'effetto di accelerare la riduzione del ruolo del carbone nella generazione elettrica, sceso da valori stabili attorno al 50% nel decennio 1995-2005 al 42% nel 2011 (Fig. 1.10). Il fortissimo incremento dei consumi nell'area del Pacifico (+8,8%) è attribuibile essenzialmente alla chiusura di molte centrali nucleari giapponesi dopo il disastro di Fukushima, in attesa di verifiche e controlli, come si vede chiaramente nella tavola 1.7 che riporta il bilancio della generazione elettrica nei paesi OCSE. Il tracollo dei consumi in Europa è dovuto soprattutto al clima invernale particolarmente mite, dopo che l'inverno del 2010 è stato il più freddo da oltre un decennio. Il clima non ha influito più di tanto sui consumi del Nord America, mentre l'area del Pacifico ha subito un inverno alquanto

**TAV. 1.6**

Bilancio del gas naturale  
nell'area OCSE dal 2006  
al 2011  
G(m<sup>3</sup>)

AREA DI PROVENIENZA	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>OCSE Nord America</b>						
Produzione interna	761,6	786,8	809,2	809,6	824,4	868,6
Importazioni <sup>(A)</sup>	132,8	153,6	140,3	137,3	143,1	141,9
<i>da paesi OCSE</i>	<i>116,3</i>	<i>129,4</i>	<i>127,9</i>	<i>122,2</i>	<i>124,7</i>	<i>123,5</i>
<i>da paesi non OCSE</i>	<i>16,5</i>	<i>24,3</i>	<i>12,3</i>	<i>15,1</i>	<i>18,5</i>	<i>18,4</i>
Esportazioni	122,9	134,6	132,4	124,9	126,0	135,3
Disponibilità	771,5	805,9	817,0	822,0	841,6	875,3
Variazione scorte	11,6	-15,4	-14,0	3,4	-5,5	5,0
Consumo	759,9	821,3	831,0	818,6	847,1	870,3
<b>OCSE Pacifico</b>						
Produzione interna	46,2	48,4	46,5	50,9	53,9	53,0
Importazioni	122,4	131,2	139,4	129,5	147,6	164,9
<i>da paesi OCSE</i>	<i>19,5</i>	<i>18,6</i>	<i>18,6</i>	<i>19,1</i>	<i>21,1</i>	<i>22,0</i>
<i>da paesi non OCSE</i>	<i>102,9</i>	<i>112,5</i>	<i>120,9</i>	<i>110,5</i>	<i>126,5</i>	<i>142,8</i>
Esportazioni	17,9	20,6	21,1	22,3	24,7	25,5
Disponibilità	150,7	159,0	164,9	158,1	176,8	192,3
Variazione scorte	1,7	-0,7	2,3	-0,9	1,3	1,5
Consumo	149,0	159,8	162,6	159,0	175,5	190,8
<b>OCSE Europa</b>						
Produzione interna	307,9	293,6	306,8	289,3	293,5	271,5
Importazioni	416,1	414,9	437,9	434,7	468,2	458,6
<i>da paesi OCSE</i>	<i>151,7</i>	<i>164,1</i>	<i>170,5</i>	<i>173,2</i>	<i>173,6</i>	<i>168,0</i>
<i>da paesi non OCSE</i>	<i>264,4</i>	<i>250,8</i>	<i>267,3</i>	<i>261,4</i>	<i>294,6</i>	<i>290,6</i>
Esportazioni	175,9	175,1	188,9	192,3	204,8	210,2
Disponibilità	548,1	533,4	555,7	531,7	556,9	519,8
Variazione scorte	8,8	-6,7	4,1	5,4	-9,6	9,6
Consumo	539,3	540,1	551,7	526,4	566,5	510,2
<b>Totale OCSE</b>						
Produzione interna	1.115,7	1.128,8	1.162,5	1.149,8	1.171,8	1.193,1
Importazioni	671,3	699,7	717,6	701,5	758,9	765,4
<i>da paesi OCSE</i>	<i>287,5</i>	<i>312,1</i>	<i>317,0</i>	<i>314,5</i>	<i>319,4</i>	<i>313,5</i>
<i>da paesi non OCSE</i>	<i>383,8</i>	<i>387,6</i>	<i>400,6</i>	<i>387,0</i>	<i>439,6</i>	<i>451,9</i>
Esportazioni	316,7	330,3	342,4	339,5	355,5	371,0
Disponibilità	1.470,3	1.498,2	1.537,7	1.511,9	1.575,3	1.587,4
Variazione scorte	22,1	-22,9	-7,6	7,9	-13,8	16,1
Consumo	1.448,2	1.521,2	1.545,3	1.503,9	1.589,1	1.571,3

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

**TAV. 1.7**

Bilancio della generazione elettrica nell'area OCSE dal 2006 al 2011  
TWh

AREA DI PROVENIENZA	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>OCSE Nord America</b>						
Combustibili fossili	3.303	3.423	3.350	3.165	3.349	3.288
Nucleare	890	905	905	895	899	888
Idroelettrico	687	665	696	685	688	804
Altre rinnovabili	50	61	83	99	126	167
<b>Produzione lorda</b>	<b>4.930</b>	<b>5.054</b>	<b>5.033</b>	<b>4.844</b>	<b>5.061</b>	<b>5.147</b>
Importazioni	74	71	83	71	61	70
Esportazioni	78	72	83	73	69	68
Variazione scorte	4.926	5.053	5.032	4.841	5.054	5.149
<b>Disponibilità per il consumo</b>	<b>3.303</b>	<b>3.423</b>	<b>3.350</b>	<b>3.165</b>	<b>3.349</b>	<b>3.288</b>
<b>OCSE Pacifico</b>						
Combustibili fossili	1.120	1.255	1.222	1.155	1.218	1.376
Nucleare	432	388	390	408	416	290
Idroelettrico	142	126	122	123	125	111
Altre rinnovabili	10	16	15	20	22	54
<b>Produzione lorda</b>	<b>1.704</b>	<b>1.786</b>	<b>1.749</b>	<b>1.707</b>	<b>1.781</b>	<b>1.830</b>
Importazioni	0	0	0	0	0	0
Esportazioni	0	0	0	0	0	0
Variazione scorte	1.704	1.786	1.749	1.707	1.781	1.830
<b>Disponibilità per il consumo</b>	<b>1.120</b>	<b>1.255</b>	<b>1.222</b>	<b>1.155</b>	<b>1.218</b>	<b>1.376</b>
<b>OCSE Europa</b>						
Combustibili fossili	1.865	1.921	1.909	1.778	1.831	1.796
Nucleare	929	877	874	830	868	866
Idroelettrico	509	523	546	528	581	558
Altre rinnovabili	93	121	139	157	182	233
<b>Produzione lorda</b>	<b>3.396</b>	<b>3.442</b>	<b>3.468</b>	<b>3.293</b>	<b>3.462</b>	<b>3.453</b>
Importazioni	333	337	318	302	338	383
Esportazioni	315	332	307	287	322	402
Variazione scorte	3.413	3.447	3.479	3.308	3.478	3.434
<b>Disponibilità per il consumo</b>	<b>1.865</b>	<b>1.921</b>	<b>1.909</b>	<b>1.778</b>	<b>1.831</b>	<b>1.796</b>

Fonte: AIE, *Monthly Electricity Statistics*.

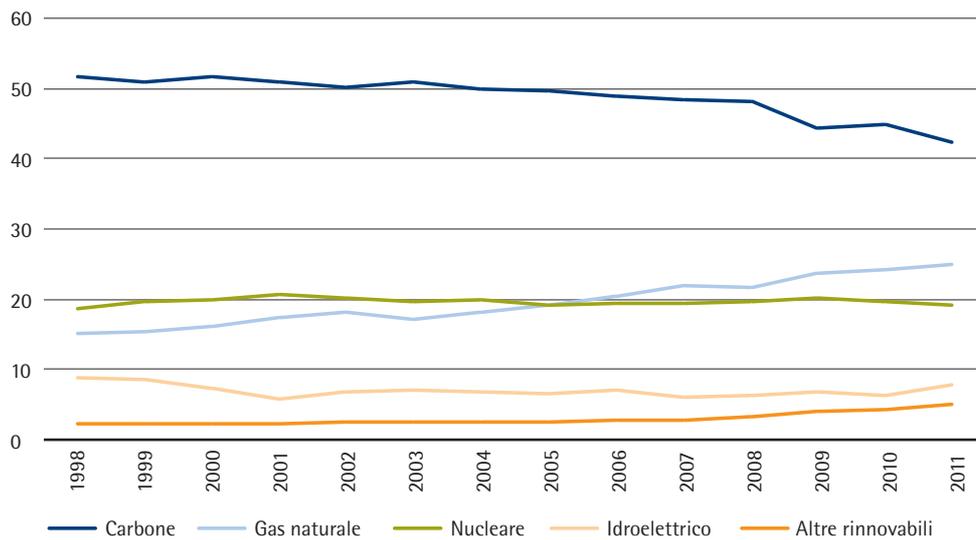


FIG. 1.10

Composizione della generazione elettrica negli Stati Uniti  
Valori percentuali

Fonte: *Energy Information Administration*.

freddo, cosa che ha contribuito ad aumentare i consumi (Tav. 1.8). La tavola 1.8 evidenzia, tuttavia, un notevole calo dei consumi dell'OCSE Europa anche nei due trimestri centrali del 2011, che è da mettere in relazione in parte con la stagnazione economica ma anche con la forte crescita del contributo delle rinnovabili diverse dall'energia idroelettrica, le quali hanno sottratto l'equivalente di circa 50 TWh (attorno a 10 miliardi di m<sup>3</sup>) alla generazione elettrica da gas naturale a livello europeo (Tav. 1.7). Con riferimento alla situazione economica, dalla tavola 1.9 si rileva come solo un terzo dei paesi dell'Unione europea aveva superato i consumi del 2008, un anno caratterizzato da un inverno nella media. È stato particolarmente vistoso il crollo dei consumi nel Regno Unito che, oltre al clima mite e al peggioramento economico, riflette il calo della produzione britannica del Mare del Nord e il ritorno alla generazione da carbone, più conveniente rispetto a quella da gas importato. Nel 2011, per la prima volta le importazioni di gas naturale del Regno Unito hanno superato la produzione domestica. La tavola 1.6 evidenzia un significativo incremento della produzione dell'area OCSE nel suo complesso, ma anche il crescente ruolo delle importazioni. In realtà la produzione è aumentata solo nel Nord America, essenzialmente solo negli Stati Uniti, dato che la produzione messicana è diminuita del 7% e quella canadese è

rimasta praticamente piatta per mancanza di sbocchi sul mercato statunitense, affetto da un consistente surplus di gas. Nell'area del Pacifico il leggero calo della produzione è da attribuirsi al forte apprezzamento del dollaro australiano (+40%), che ha inibito le esportazioni di GNL dall'Australia per coprire l'impennata della domanda giapponese, a favore di paesi non OCSE, soprattutto Qatar e Nigeria. In Europa, il calo della domanda non ha risparmiato né la produzione, che è diminuita più del normale, né le importazioni. La maggiore disponibilità rispetto al fabbisogno nelle tre aree è andata a ingrossare le quantità di gas immesso negli stoccaggi: 16,1 miliardi di metri cubi nel 2011 rispetto a un prelievo di 13,8 miliardi di metri cubi nell'anno precedente, reso necessario dal forte incremento della domanda.

### Commercio internazionale

Il 2011 ha visto un significativo riposizionamento degli esportatori legato soprattutto allo sviluppo del GNL. Le statistiche complete, relative alla ripartizione del commercio internazionale per mezzo di trasporto (tra tubo e nave metaniera), non sono ancora disponibili per il 2011, ma dai dati riguardanti le esportazioni da paesi che operano in prevalenza con GNL si può dedurre un forte incremento

	AUTUNNO/INVERNO <sup>(A)</sup>			PRIMAVERA/ESTATE <sup>(B)</sup>		
	2010	2011	VARIAZIONE	2010	2011	VARIAZIONE
OCSE Nord America	482	482	0,1	359	370	3,0
OCSE Pacifico	94	101	7,7	81	89	10,6
OCSE Europa	365	326	-10,8	204	186	-8,8
<b>TOTALE OCSE</b>	<b>941</b>	<b>909</b>	<b>-3,4</b>	<b>644</b>	<b>645</b>	<b>0,2</b>

(A) Autunno/inverno calcolato come somma dei consumi del primo e ultimo trimestre dell'anno.

(B) Primavera/estate calcolato come somma dei consumi del secondo e terzo trimestre dell'anno.

Fonte: AIE, *Natural Gas Survey*.

### TAV. 1.8

Consumi stagionali di gas naturale nell'area OCSE dal 2010 al 2011  
G(m<sup>3</sup>)

	2007	2008	2009	2010	2011	DIFFERENZA 2011-2008
Austria	8,1	8,6	8,4	9,4	9,3	0,7
Belgio	17,5	17,6	17,9	19,9	17,5	-0,1
Bulgaria	3,4	2,8	2,2	2,3	2,9	0,1
Danimarca	4,1	4,1	4,0	4,6	3,7	-0,4
Estonia	1,0	1,0	0,9	0,9	0,5	-0,5
Finlandia	4,4	4,6	4,1	4,5	4,0	-0,6
Francia	45,8	47,8	46,3	51,8	44,1	-3,7
Germania	86,0	84,9	80,8	84,2	77,7	-7,2
Grecia	4,0	4,2	3,5	3,8	4,7	0,5
Irlanda	5,0	5,3	5,1	5,6	4,9	-0,4
Italia	82,9	82,9	76,3	81,1	76,0	-6,9
Lettonia	1,6	1,6	1,5	1,8	1,6	0,0
Lituania	3,4	3,1	2,6	3,0	3,2	0,1
Lussemburgo	1,4	1,3	1,4	1,5	1,2	-0,1
Paesi Bassi	39,8	41,4	41,1	46,1	40,9	-0,5
Polonia	13,9	15,2	14,7	15,5	15,4	0,2
Portogallo	4,2	5,0	4,7	4,9	5,5	0,5
Regno Unito	97,6	100,6	92,7	99,4	82,9	-17,7
Repubblica Ceca	8,7	8,4	8,0	8,8	7,9	-0,5
Romania	15,5	15,0	12,8	13,4	13,9	-1,1
Slovacchia	5,5	5,5	5,0	5,4	5,3	-0,2
Slovenia	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	-0,2
Spagna	37,6	41,4	37,1	37,0	34,4	-7,0
Svezia	1,1	1,0	1,3	1,7	1,4	0,4
Ungheria	12,8	12,6	10,9	11,6	10,8	-1,8
<b>Unione europea a 27</b>	<b>506,4</b>	<b>516,9</b>	<b>484,2</b>	<b>519,1</b>	<b>470,5</b>	<b>-46,4</b>

Fonte: Eurogas.

### TAV. 1.9

Consumi di gas naturale nell'EU25 dal 2007 al 2011  
G(m<sup>3</sup>)

**TAV. 1.10**

Commercio internazionale di gas naturale dal 2009 al 2011  
G(m<sup>3</sup>)

PAESE ESPORTATORE	ESPORTAZIONI <sup>(A)</sup>			RIPARTIZIONI PER AREA DI IMPORTAZIONE NEL 2011					VIA TUBO		VIA NAVE	
	2009	2010	2011	NORD AMERICA	PACIFICO	EUROPA	TOTALE OCSE	PAESI NON OCSE	2009	2010	2009	2010
Russia e altri paesi CIS	154,1	165,5	176,5	0,0	13,7	140,9	154,6	21,9	147,5	152,1	6,6	13,4
Qatar	65,4	89,9	114,2	7,1	27,1	38,5	72,7	41,5	18,0	18,1	47,4	71,7
Norvegia	93,5	100,5	97,7	0,4	0,8	96,4	97,6	0,1	90,5	95,8	3,0	4,7
Canada	92,6	92,9	88,0	88,0	0,0	0,0	88,0	0,0	92,6	92,9	0,0	0,0
Algeria	53,7	56,1	51,2	0,0	0,1	49,2	49,2	1,9	32,4	36,7	21,3	19,4
Paesi Bassi	50,0	50,3	50,5	0,0	0,0	50,5	50,5	0,0	50,0	50,3	0,0	0,0
Indonesia	36,4	41,2	39,2	0,4	23,1	0,0	23,4	15,7	9,9	9,9	26,5	31,4
Stati Uniti	28,6	31,2	35,9	35,0	0,7	0,1	35,8	0,1	27,8	29,6	0,8	1,6
Malesia	31,5	33,0	34,3	0,0	26,2	0,0	26,2	8,1	1,2	1,5	30,3	31,5
Nigeria	13,1	21,2	27,8	2,7	4,1	15,9	22,7	5,1	0,0	0,1	13,1	21,0
Australia	24,8	26,3	26,7	0,0	20,5	0,0	20,5	6,2	0,0	0,0	24,8	26,3
Trinidad and Tobago	17,5	19,1	21,5	4,8	2,3	3,7	10,8	10,8	0,0	0,0	17,5	19,1
Oman	11,0	11,7	14,0	0,0	10,8	0,2	11,0	3,0	0,0	0,0	11,0	11,7
Regno Unito	7,8	13,3	10,7	0,0	0,0	10,7	10,7	0,0	7,8	13,3	0,0	0,0
Brunei	9,2	9,2	9,8	0,0	9,8	0,0	9,8	0,0	0,0	0,0	9,2	9,2
Emirati Arabi Uniti	7,4	8,4	9,1	0,0	7,8	0,0	7,8	1,3	0,0	0,0	7,4	8,4
Libia	9,9	10,0	2,4	0,0	0,0	2,4	2,4	0,0	9,2	9,6	0,7	0,3
Altri paesi esportatori	111,0	110,2	104,7	3,6	18,0	50,1	71,6	33,1	84,4	84,7	26,7	25,6
<b>IMPORTAZIONI</b>												
<b>TOTALI</b>	<b>817,7</b>	<b>890,0</b>	<b>914,1</b>	<b>141,9</b>	<b>164,9</b>	<b>458,6</b>	<b>765,4</b>	<b>148,7</b>	<b>571,3</b>	<b>594,6</b>	<b>246,3</b>	<b>295,4</b>

(A) I dati non includono l'import/export all'interno delle macroaree, ma comprendono le riesportazioni, per esempio attraverso la Germania ecc.  
Fonte: BP, Review of World Energy.

di questa modalità di trasporto, non molto distante dal 20% visto nel 2010 (da 246 a 295 G(m<sup>3</sup>)), rispetto ad appena il 4% (da 571 a 595 G(m<sup>3</sup>)) del trasporto via tubo (Tav. 1.10).

Capofila di questo rivolgimento è il Qatar, le cui esportazioni di GNL sono aumentate di 48 G(m<sup>3</sup>) in solo due anni. Nel 2011 il Qatar ha superato la Norvegia come secondo esportatore mondiale di gas naturale, seppure rimane ancora lontano dalla Russia. Segue a distanza la Nigeria con un incremento di 15 G(m<sup>3</sup>) nel periodo

2010-2011, ma con una previsione di raddoppio nel corso di questo decennio. L'Australia realizzerà un vasto programma di esportazione di GNL che potrebbe portare a una triplicazione dagli attuali 27 G(m<sup>3</sup>), entro il 2020. In prospettiva un impulso al trasporto via mare potrebbe venire verosimilmente anche dagli Stati Uniti, i quali vantano prezzi all'*Henry Hub* che risultano competitivi in Asia e fanno concorrenza perfino alle esportazioni australiane in quest'area.

Nonostante la crescente incidenza del trasporto via GNL, il mercato

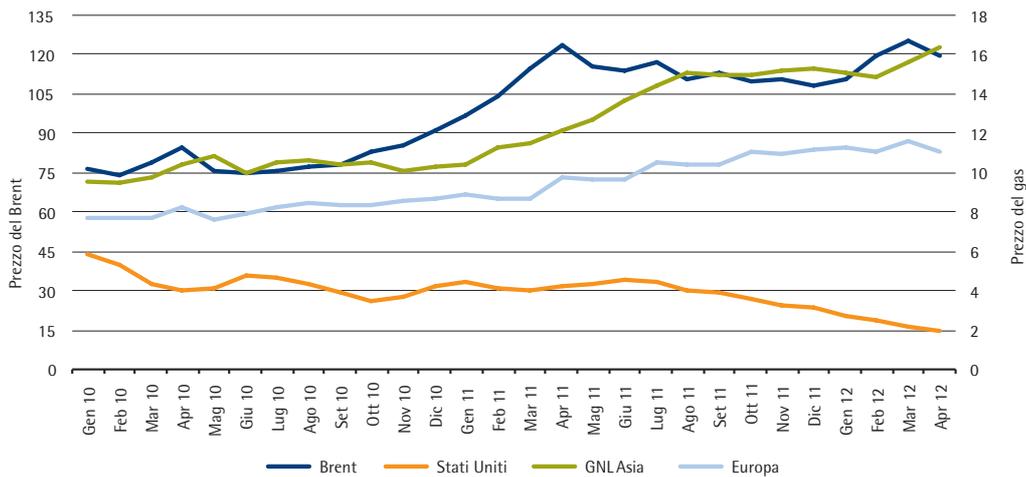


FIG. 1.11

Prezzi internazionali del gas naturale a confronto con il prezzo del Brent  
 \$/MBtu per i prezzi del gas; \$/barile per il prezzo del Brent

Fonte: World Gas Intelligence e Bloomberg.

del gas rimane ancora essenzialmente regionale. Dalla tavola 1.10 si può valutare che tra l'80 e il 90% dei flussi di trasporto internazionale del gas sono concentrati all'interno delle tre grandi aree mondiali. Tuttavia è verosimile che questo possa cambiare nel corso dei prossimi due decenni con lo sviluppo di nuove rotte di trasporto e il potenziamento di quelle vecchie. Per esempio, sono già nelle fasi finali di negoziazione diversi contratti per l'esportazione di gas naturale nordamericano in Asia e per l'avvio di nuovi impianti di liquefazione negli Stati Uniti. Il GNL copre ormai oltre un terzo del trasporto internazionale a livello globale, rispetto a poco più di un quarto del trasporto coperto nel 2000. Considerando la domanda e l'offerta a livello delle grandi aree mondiali e le principali rotte di trasporto, il GNL parrebbe avviato a superare il 50% del trasporto nell'orizzonte dei prossimi venti anni, favorendo la creazione di un mercato globale.

### Prezzi internazionali

A sottolineare la natura regionale del mercato del gas è soprattutto l'andamento dei prezzi nel corso del 2011, assolutamente divergente nelle tre macroaree mondiali di consumo, come illustrato nella figura 1.11. Negli Stati Uniti, principale mercato del Nord America, il prezzo all'*Henry Hub* ha continuato la discesa iniziata già nel 2009, mantenendosi stabilmente al di sotto dei 5 \$/MBtu durante

tutto il 2011, valore poi dimezzato all'inizio del 2012, per precipitare perfino a prezzi inferiori a 2 \$/MBtu per alcuni giorni in aprile. Il prezzo sul mercato asiatico, composto dai prezzi medi del GNL importato in Giappone, Corea del Sud, Cina e Taiwan, ha subito una forte accelerazione, passando da circa 10 \$/MBtu in febbraio, per stabilizzarsi poi su livelli attorno a 15 \$/MBtu dalla seconda metà del 2011. Infine, il prezzo alle frontiere europee, calcolato come media pesata con i consumi degli otto principali paesi consumatori<sup>3</sup>, ha continuato a salire in modo apparentemente sganciato dal prezzo del greggio, partendo da valori prossimi a 8 \$/MBtu per arrivare a quasi 11 \$/MBtu a cavallo del 2012.

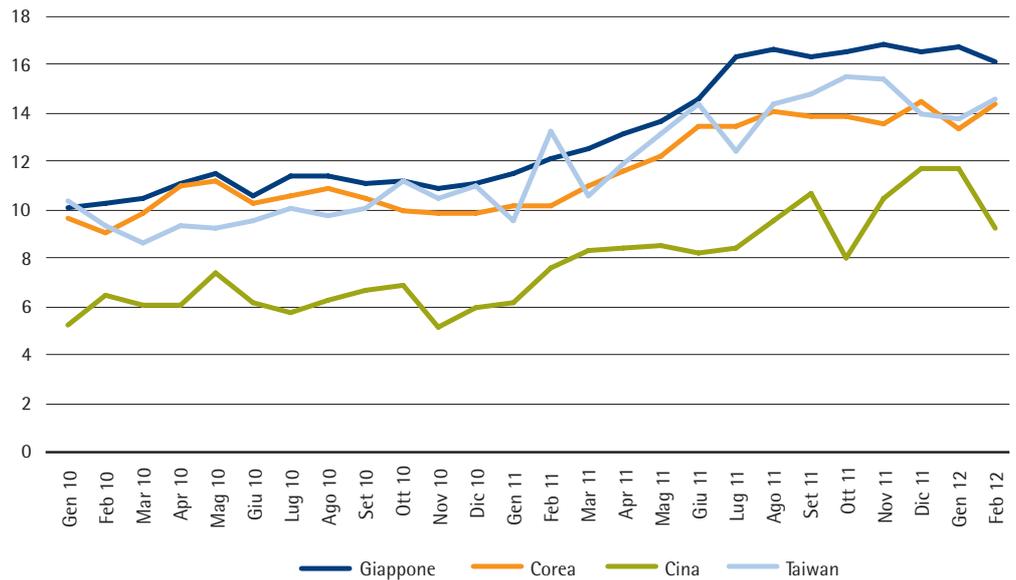
È da segnalare che lo squilibrio tra domanda e offerta e il concomitante incremento del grado di liquidità registrato fra il 2009 e il 2010, e solo parzialmente nel 2011, presso gli *hub* europei hanno provocato l'eccezionale flessione dei prezzi spot del gas. In tale contesto, i numerosi casi di rinegoziazione e arbitrati internazionali sui contratti di lungo termine del gas, attivati dai principali operatori europei, hanno in parte ridefinito le modalità del calcolo dei prezzi anche nella direzione di una parziale indicizzazione ai prezzi degli *hub*.

La produzione di gas degli Stati Uniti è vicina al 90% del consumo e il mercato è liberalizzato con molti concorrenti in tutte le fasi della filiera, per cui il prezzo è legato a quello del greggio solo come riflesso delle potenzialità di sostituzione del gas da parte dei

<sup>3</sup> Belgio, Francia, Germania, Italia, Paesi Bassi, Spagna, Regno Unito.

**FIG. 1.12**

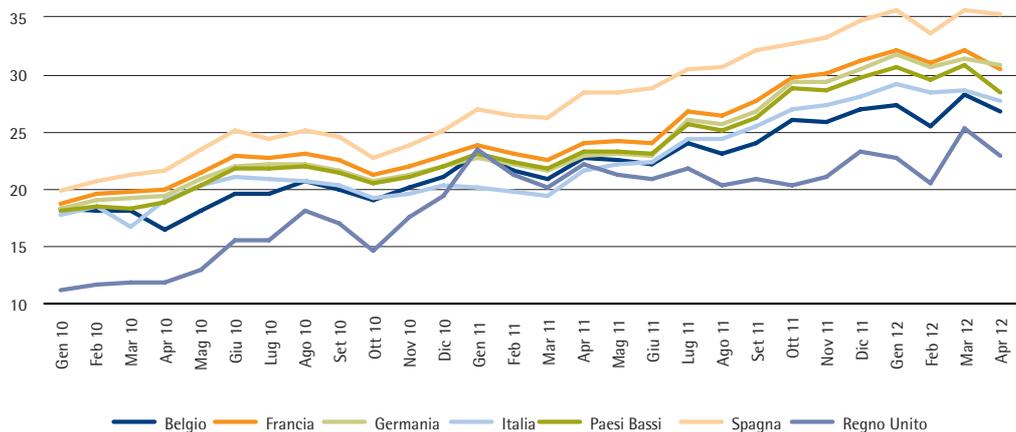
Prezzi del gas naturale nell'area asiatica  
\$/MBtu



Fonte: World Gas Intelligence.

**FIG. 1.13**

Prezzo del gas naturale alle frontiere europee per paese importatore  
c€/m³



Fonte: World Gas Intelligence.

derivati del petrolio sui mercati intermedi e finali. Il crollo del prezzo dai valori elevati superiori a 13 \$/MBtu, raggiunti per alcuni mesi nel 2005 (quando il prezzo del greggio era inferiore a 60 \$/barile) e nel 2008, riflette solo il gioco tra domanda e offerta. In particolare, il forte aumento nel 2008, anno di picco del prezzo del greggio, indica la sostituzione dei prodotti petroliferi con il gas naturale da cui hanno tratto profitto i produttori di gas aumentando il prezzo. Il calo del prezzo a partire dal 2009, notoriamente attribuibile

in primo luogo allo sviluppo del gas di scisti ma anche alla stasi economica, ha un futuro reso incerto dalla bassa rendita dei produttori, molti dei quali coltivano i giacimenti di gas solo perché sono associati al petrolio e ai liquidi del gas naturale, meglio valorizzati del gas medesimo. È in questa ottica che i prezzi *future* del Nymex indicano prezzi dell'ordine di 5 \$/MBtu nell'orizzonte dei prossimi 3-5 anni, un valore al di sotto del quale molti giacimenti non sono più economici. Per contro, diversi operatori prevedono un

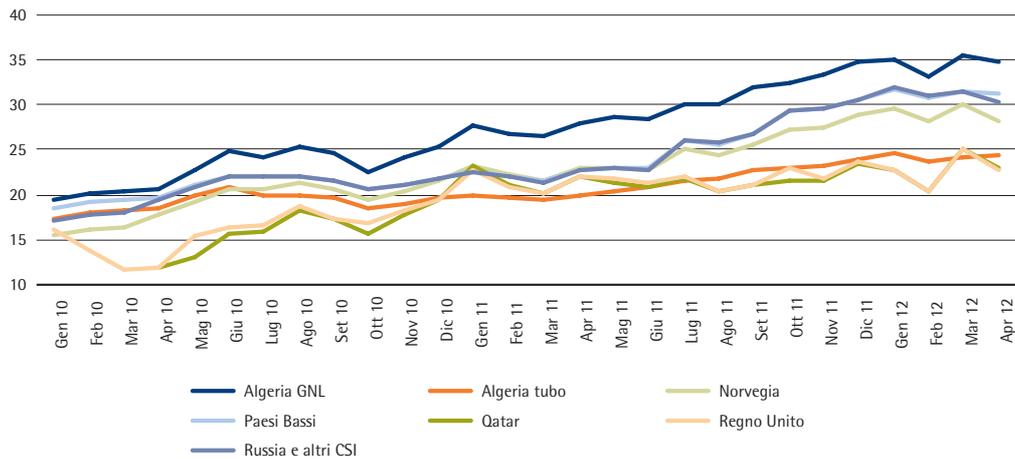


FIG. 1.14

Prezzo del gas naturale alle frontiere europee per paese esportatore c€/m<sup>3</sup>

Fonte: World Gas Intelligence.

forte sostegno alla produzione proveniente dalle esportazioni verso i mercati a più alto prezzo in Europa e in Asia, come si può dedurre anche dagli impianti di liquefazione in varie fasi di autorizzazione e allestimento.

Il prezzo del GNL nell'area asiatica ha ricevuto un forte impulso dopo il disastro nucleare di Fukushima nel mese di marzo 2011. La progressiva sostituzione di energia nucleare, soprattutto con gas naturale, in Giappone ha impattato l'intero mercato asiatico per via dell'eccezionale mole supplementare di gas naturale che ha dovuto essere importato per la generazione elettrica, stimabile in circa 20 miliardi di metri cubi in un periodo di appena nove mesi. La necessità di reperire queste ulteriori quantità di gas rispetto agli accordi contrattuali di lungo periodo e spesso anche delle capacità di esportazione dei fornitori, ha costretto gli importatori giapponesi ad approvvigionarsi sul mercato spot e mediante contratti a breve, pertanto a prezzi più elevati. Questo ha avuto l'effetto di trascinare in alto il prezzo del gas in tutta l'area asiatica, come illustrato nella figura 1.12.

La scarsa correlazione tra l'aumento del prezzo del gas alle frontiere europee e il prezzo del greggio viene solitamente attribuita al ritardo nell'adeguamento dei prezzi dei vari contratti internazionali, indicizzati ai prodotti petroliferi. Nella seconda metà del 2011 il leggero calo del prezzo del greggio dal massimo relativo raggiunto

in aprile ha contribuito ad attutire l'aumento. Invece, non può, se non in minima parte, avere influito il calo del prezzo negli *hub*, determinato con meccanismi interamente diversi e con dimensioni limitate in termini di vendite effettive sui mercati all'ingrosso e finali.

### Prezzo alla frontiera europea e prezzo agli hub

Il prezzo alla frontiera di un paese è un termine utilizzato per indicare il costo del gas importato all'arrivo nel paese. Tali valori vengono fissati in base a contratti di medio e lungo termine, indicizzati con riferimento a fonti energetiche sostitutive secondo un meccanismo ideato e applicato per la prima volta negli anni Sessanta del secolo scorso nei Paesi Bassi, il primo e per molti anni il maggiore esportatore europeo dell'epoca. I prezzi riportati non sono quelli effettivi nei contratti (peraltro solitamente riservati), ma si tratta di valori stimati in base ai dati raccolti dalle dogane, dove disponibili, oppure in base alle variazioni dei prezzi delle fonti incluse nelle formule di indicizzazione nei vari contratti di approvvigionamento, presunte in base a induzioni sui valori storici. Come si può rilevare dalle figure 1.13 e 1.14, il prezzo alle frontiere è significativamente diverso da paese a paese e da fornitore a fornitore, con scarti anche di 15 c€/m<sup>3</sup>.

**TAV. 1.11**

Commercio di gas naturale  
negli hub dal 2009 al 2011  
G(m<sup>3</sup>)

HUB	PAESE	VOLUMI COMMERCIALIZZATI			VOLUMI FISICI VENDUTI			CHURN FACTOR		
		2009	2010	2011	2009	2010	2011	2009	2010	2011
NBP	Regno Unito	1.089,3	1.278,1	1.335,4	93,5	105,0	101,4	11,7	12,2	13,2
TTF	Paesi Bassi	82,2	114,8	163,6	27,0	33,8	38,2	3,0	3,4	4,3
NCG	Germania	51,9	79,2	103,2	22,0	28,9	31,9	2,4	2,7	3,2
Gaspool	Germania	14,2	59,0	70,0	-	n.d.	26,7	-	n.d.	2,6
PSV	Italia	24,6	45,3	60,6	11,5	22,5	24,0	2,1	2,0	2,5
Zeebrugge	Belgio	67,0	62,2	80,2	13,0	12,4	20,3	5,2	5,0	4,0
CEGH	Austria	22,8	33,8	38,9	7,6	10,8	11,5	3,0	3,1	3,4
Peg Nord	Francia	19,6	22,8	34,8	7,2	-	11,1	2,7	n.d.	3,1
Peg Sud	Francia	-	-	6,8	-	-	2,3	-	-	3,0
GTF	Danimarca	-	2,8	3,6	-	n.d.	2,3	-	n.d.	1,6
<b>TOTALE</b>		<b>1.371,6</b>	<b>1.698,0</b>	<b>1.897,1</b>	<b>181,8</b>	<b>213,4</b>	<b>269,7</b>	<b>7,5</b>	<b>8,0</b>	<b>7,0</b>

Fonte: World Gas Intelligence.

I prezzi si giustificano, da una parte, con i costi di sviluppo delle infrastrutture necessarie per la produzione e il trasporto del gas, e pertanto vengono in genere associati al meccanismo *take or pay* che obbliga l'acquirente a un esborso, indipendentemente dall'acquisto effettivo del gas contrattato. Dall'altra, sono definiti anche in base alle potenzialità di sostituzione con altre fonti di energia nei mercati intermedi e finali, al fine di assicurare il loro effettivo consumo nelle quantità contrattate. In ogni caso i contratti vengono costruiti in una logica che ascrive al fornitore il rischio di prezzi in calo e all'acquirente il rischio di volumi inferiori al pattuito.

Anche se il settore del gas europeo è cambiato negli ultimi decenni, la maggior parte dei contratti continua a essere stipulata nell'ottica del monopolio storico per la fornitura di specifici soggetti, obbedendo a una logica di copertura dei costi dell'offerta e lasciando poco spazio alla concorrenza, se non nelle fasi di intermediazione, dove comunque sono minimi i margini.

Non è chiaro per quanto tempo ancora e in che misura tali contratti potranno continuare a coesistere con il commercio negli *hub*, soprattutto dato il forte sviluppo del trasporto via nave, assai più flessibile di quello via tubo e capace di rispondere

in tempi rapidi a variazioni della domanda e dell'offerta, come si è visto nel corso del 2011 con gli avvenimenti in Giappone.

Il prezzo negli *hub* è determinato dal rapporto tra la domanda e l'offerta di gas in eccesso o in difetto sul mercato rispetto alle previsioni di domanda contenute nei contratti di approvvigionamento. Sebbene rappresenti solo una frazione del gas effettivamente avviato al consumo, il prezzo negli *hub* fornisce comunque un importante segnale dell'effettivo valore del gas, che poi si riflette nelle rivendite sul mercato. In funzione del prezzo gli operatori possono infatti impiegare il gas sul quale hanno titolo in vari modi: venderlo direttamente sul mercato agli utenti finali; iniettarlo negli stoccaggi e rivenderlo ad altri operatori mediante contratti bilaterali; rivenderlo negli *hub* sia in termini fisici sia mediante contratti futuri.

Il commercio negli *hub* ha conosciuto una significativa crescita negli ultimi anni, come evidenziato nella tavola 1.11, soprattutto in funzione del calo della domanda rispetto alle previsioni nei contratti di fornitura, e non per via di un maggiore sviluppo dei meccanismi di mercato, dato che, in ultima analisi, oltre due terzi del gas consumato nell'Unione europea viene importato in base a contratti di lungo termine con i paesi fornitori. Il livello di

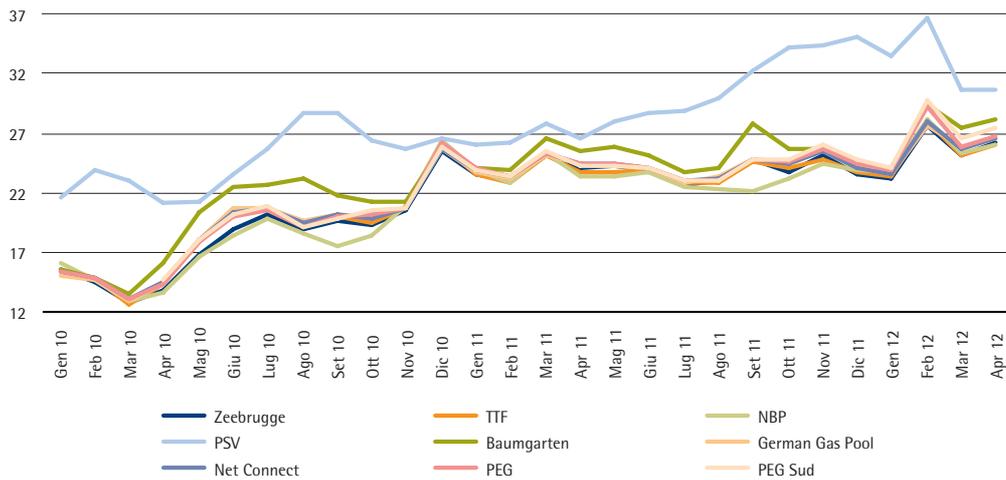


FIG. 1.15

Prezzi spot del gas naturale negli hub europei dal 2010 al 2012  
c€/m<sup>3</sup>

Fonte: Platts.

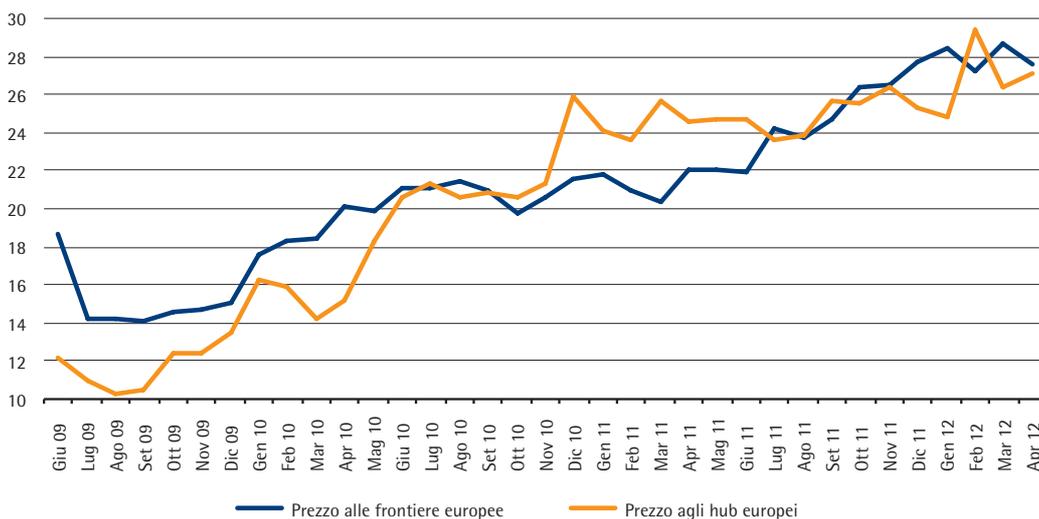


FIG. 1.16

Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere dal 2009 al 2012  
c€/m<sup>3</sup>

Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

scambi ha oramai raggiunto 270 miliardi di metri cubi, dei quali tuttavia quasi il 40% è attribuibile al *National Balancing Point* (NBP) del Regno Unito.

I prezzi negli *hub* del Nord Europa sono piuttosto allineati anche per la vicinanza fisica e la buona connessione tra le reti che fanno perno sugli *hub* belgi, olandesi e tedeschi (Fig. 1.15). Si distaccano alquanto l'NBP inglese che tende a rilevare i prezzi più bassi, mentre per i prezzi più alti spiccano l'*hub* di Baumgarten austriaco

e, soprattutto, il Punto di scambio virtuale (PSV) italiano che negli ultimi tre anni ha registrato prezzi mediamente superiori alla media degli *hub* di quasi 6 c€/m<sup>3</sup>.

È difficile che i dieci *hub* riportati nella tavola e nella figura possano tutti sopravvivere nel tempo, a causa della mancanza di liquidità, soprattutto nel Nord Europa continentale. Per analogia con quanto avvenuto negli Stati Uniti, è probabile che il prossimo decennio vedrà il consolidamento di un *hub* in

prevalenza sugli altri, posizionato laddove insistono il maggior numero di fornitori alternativi di gas e laddove si trova una buona concentrazione di infrastrutture di reti e stoccaggi.

Il prezzo più elevato negli *hub* rispetto al prezzo medio alle frontiere, rilevato nella prima parte del 2011, riflette la maggiore tensione tra domanda e offerta, in previsione di un aumento dei consumi che poi non si è verificato. Il forte calo della domanda nella seconda metà dell'anno, soprattutto nell'ultimo trimestre (-18% rispetto all'anno precedente) e nel primo trimestre del 2012, si è prontamente riflesso sui prezzi negli *hub* che sono calati al di sotto dei prezzi alla frontiera (Fig. 1.16).

Il contenimento dei prezzi è più evidente se misurato in dollari

USA anziché in euro, in quanto integra la svalutazione dell'euro nella seconda metà del 2011. Tra agosto 2011 e aprile 2012 il prezzo in dollari USA è aumentato del 4% e in euro del 14%, differenza non da poco se la merce è pagata in dollari.

In realtà i dati statistici indicano una significativa correlazione tra i prezzi agli *hub* e i prezzi alla frontiera (Fig. 1.16). Non potrebbe essere altrimenti, considerando che buona parte del gas commercializzato negli *hub* viene acquistata sulla base di contratti di lungo termine e il commercio negli *hub* viene riservato a lotti residui che gli operatori non riescono a piazzare sul mercato nel quadro dei termini contrattuali, per via di un calo della domanda o a causa di quantitativi di gas messi a disposizione con obiettivi speculativi.

---

## Mercato internazionale del carbone

---

---

### Domanda e offerta

---

Anche nel 2011 la crescita dei consumi di carbone rispetto all'anno precedente si è attestata su valori più che doppi rispetto alle altre fonti fossili: 5,8% contro l'1,6% che risulta da una crescita del 3,0% per il gas naturale e dello 0,8% per il petrolio. Tale risultato riafferma l'andamento degli ultimi cinque e più anni, durante i quali da fonte fossile in rapido calo alla vigilia degli anni 2000 il carbone si è improvvisamente trasformato in fonte energetica vincente sul piano globale, come si può evincere dalla figura 1.17 che confronta il suo tasso di crescita (media mobile decennale) con quello del gas naturale e del petrolio. La più veloce crescita del carbone nel corso degli ultimi anni ha portato questa fonte ad aumentare la sua incidenza sui consumi energetici primari mondiali da meno del 25% nel 2000 a oltre il 30% oggi.

Notoriamente, tale crescita è dovuta essenzialmente allo sviluppo economico dei paesi asiatici, soprattutto della Cina che nel 2011 ha

consumato oltre la metà del carbone prodotto a livello mondiale. La domanda di energia in questi paesi cresce più velocemente di quanto possa essere soddisfatta con il gas naturale, sia per via della mancanza di infrastrutture di importazione, sia per l'elevato prezzo del gas, soprattutto dopo il suo forte incremento nel 2011, maggiore che nelle altre aree del mondo. Tuttavia, il consistente rialzo dei consumi di carbone, rilevato per il 2011, risente anche di una certa ripresa nei paesi dell'OCSE, rispetto al trend storico decrescente e dopo il forte calo dovuto alla crisi economico-finanziaria del 2009 (Tav. 1.12).

In particolare, nell'area OCSE Pacifico i consumi sono aumentati sia a seguito della chiusura per manutenzione degli impianti nucleari giapponesi dopo il disastro di Fukushima, sia a causa del forte aumento del prezzo del GNL, che ha a sua volta avvantaggiato la generazione da carbone, non solo in Giappone, ma anche in Corea. Nell'area OCSE Europa il carbone si è rafforzato sia in seguito alla chiusura di otto impianti nucleari in Germania per il vantaggio di

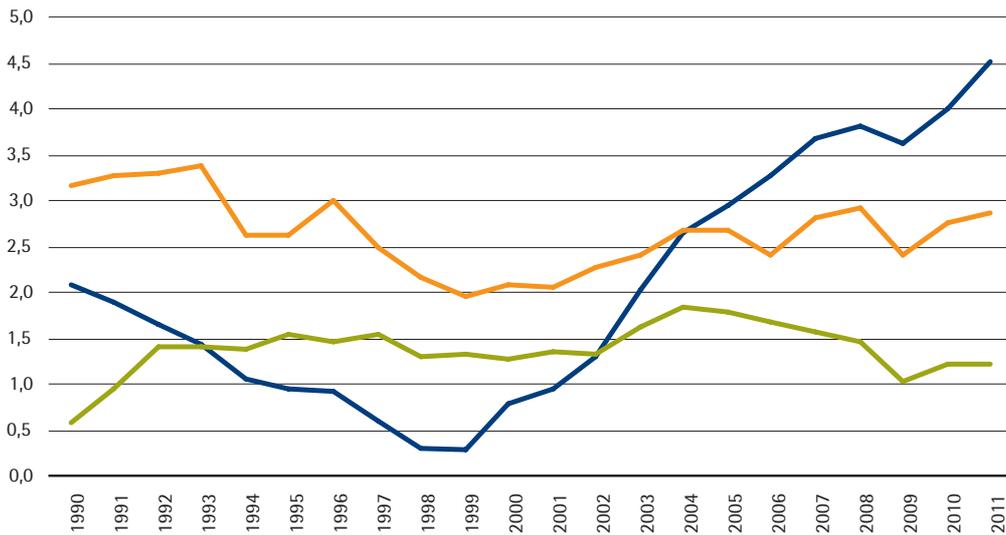


FIG. 1.17

Tasso di crescita del consumo mondiale di fonti fossili tra il 1990 e il 2011: media mobile decennale  
Valori percentuali

Fonte: BP, *Review of World Energy*.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>PRODUZIONE</b>						
Paesi OCSE	1.426	1.426	1.430	1.346	1.370	1.335
- Nord America	873	866	877	796	814	821
- Pacifico	297	306	310	321	330	294
- Europa	256	254	242	229	226	220
Paesi ex URSS	326	329	348	321	336	353
Altri Paesi	2.701	2.871	2.997	3.165	3.427	3.766
<b>Totale mondo</b>	<b>4.453</b>	<b>4.626</b>	<b>4.774</b>	<b>4.831</b>	<b>5.133</b>	<b>5.454</b>
di cui Unione europea	259	253	240	225	223	214
<b>CONSUMO</b>						
Paesi OCSE	1.685	1.715	1.674	1.499	1.577	1.542
- Nord America	866	878	857	754	795	724
- Pacifico	331	344	355	329	349	364
- Europa	489	492	462	415	433	453
Paesi ex URSS	238	238	253	230	242	255
Altri Paesi	2.597	2.770	2.847	2.993	3.262	3.578
<b>Totale mondo</b>	<b>4.521</b>	<b>4.722</b>	<b>4.774</b>	<b>4.722</b>	<b>5.080</b>	<b>5.374</b>
di cui Unione europea	454	452	421	371	385	403
<b>Variazione scorte mondo</b>	<b>-67</b>	<b>-97</b>	<b>0</b>	<b>109</b>	<b>54</b>	<b>80</b>

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati AIE, BP, *Review of World Energy*, Platts e fonti varie.

TAV. 1.12

Produzione e consumo mondiale di carbone dal 2006 al 2011  
Mtec

prezzo sul gas, sia per la forte crescita della domanda di energia elettrica in Turchia (+11,4% rispetto al 2010). È significativo, tuttavia, che i consumi di carbone dell'area OCSE Europa nel 2011 sono rimasti inferiori a quelli rilevati per il 2008. Diversamente nell'area OCSE Nord America i consumi hanno continuato il loro calo tendenziale, interrotto solo brevemente dal rimbalzo del 2010, e semmai accelerato dal calo del prezzo del gas naturale che ha ridotto la convenienza del ricorso al carbone per la generazione elettrica.

Il 2011 ha visto nuovi sviluppi anche sul fronte della produzione. Come negli anni precedenti la crescita di quest'ultima si è concentrata nei paesi asiatici non OCSE che hanno visto un aumento di poco inferiore al 10%, dovuto largamente alla crescita della produzione cinese, tornata a livelli non più riscontrati dal 2005. Da diversi anni la Cina è diventato un paese importatore netto e sta accelerando l'apertura di nuove miniere con la costruzione di ferrovie per il trasporto interno, prevedendo di aggiungere 200 milioni di tec all'attuale produzione di 2.570 milioni di tec, entro il 2015. Molto diversa è la situazione in India – secondo paese asiatico per consumi di carbone, in notevole ritardo con l'attuazione dei programmi di sviluppo di miniere e infrastrutture – dove la produzione è perfino calata nel 2011 (del 2,7%) per via di ritardi nell'approvazione dell'apertura delle miniere e a causa delle alluvioni che l'hanno colpita eccezionalmente sempre nel 2011. Si prevede che il deficit tra domanda e offerta aumenterà, passando dagli attuali 115 milioni di tec a 210 milioni di tec nel 2014 e a 350 milioni di tec nel 2017. Diversa ancora è la situazione dell'Indonesia, che ha praticamente raddoppiato la produzione nell'ultimo quinquennio per superare i 300 milioni di tec nel 2011.

La produzione nell'area OCSE si è invece ridotta significativamente, in parte per via della diminuzione tendenziale in Europa, ininterrotta oramai da decenni (nonostante il continuo aumento della produzione turca), ma prevalentemente per il calo della produzione australiana, causato dalle inondazioni accadute nel mese di gennaio che hanno severamente compromesso la produzione negli ultimi anni, soprattutto nello Stato del Queensland (il principale Stato produttore), dove si è verificata una sua riduzione del 30% nei primi mesi del 2011. È invece aumentata la produzione in Nord America, seppure di poco e

nonostante il forte calo della domanda, per via del consistente aumento delle esportazioni, soprattutto verso l'Europa.

---

### Commercio internazionale

---

Il commercio internazionale di carbone da vapore rappresenta oggi circa il 12% della produzione totale di carbone (incluso il carbone metallurgico), in termini calorici. La sintesi del commercio internazionale di carbone termico, illustrata nella tavola 1.13, conferma il predominio dell'Indonesia quale principale esportatore di questa fonte, con il 31% del totale. Nel 2011 solo l'Australia, con il 24%, si avvicinava a questi livelli, mentre gli altri paesi negli ultimi anni hanno avuto un andamento stabile o calante delle esportazioni. Le esportazioni di carbone colombiano e russo hanno risentito negativamente di limitazioni infrastrutturali delle ferrovie e/o dei porti, talvolta anche delle miniere. Le esportazioni sudafricane sono diminuite negli ultimi anni anche per via della pirateria somala sulle rotte asiatiche. Il calo delle esportazioni vietnamite è causato dal forte aumento della domanda interna, triplicata in dieci anni, con una consistente riduzione del surplus negli ultimi tre anni. Le esportazioni canadesi riflettono soprattutto la contrazione del mercato interno americano, che a sua volta ha spronato le esportazioni statunitensi verso i porti europei. Manifesto è il crollo delle esportazioni cinesi, decimate in meno di un decennio dal forte aumento della domanda interna.

La tavola 1.14 fornisce una indicazione dei principali flussi internazionali del 2011 ed evidenzia come il mercato mondiale sia polarizzato tra un mercato austro-asiatico e un mercato euro-atlantico, per via dei costi del trasporto che aggiungono da 10 a 20 \$/t in funzione della distanza. Infatti, il 77% delle importazioni di Cina, Giappone, India, Corea e Taiwan proviene da Australia, Indonesia e Vietnam; il 70% delle importazioni dell'Unione europea proviene da Colombia, Russia e Stati Uniti.

---

### Prezzo internazionale

---

La figura 1.18 indica significative differenze nei prezzi medi del carbone registrati nei mercati atlantico e asiatico. I prezzi, marcatamente più elevati sul mercato asiatico che su quello

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>ESPORTAZIONI</b>						
Indonesia	98,0	103,7	106,0	123,0	154,1	181,2
Australia	88,7	88,2	103,6	115,5	135,4	137,6
Russia	69,2	77,9	75,8	71,7	79,5	91,5
Colombia	57,4	61,5	64,3	62,3	57,6	55,5
Sudafrica	47,1	52,1	46,7	45,8	53,0	50,5
Stati Uniti	8,9	12,0	17,1	12,5	12,8	21,4
Canada	21,3	23,4	27,7	19,2	18,0	18,8
Vietnam	26,4	27,9	26,7	21,9	17,4	14,3
Cina	47,0	40,5	33,7	17,5	9,9	5,5
Altri	16,9	49,5	32,8	28,7	37,2	61,7
<b>TOTALE</b>	<b>481,0</b>	<b>536,7</b>	<b>534,3</b>	<b>518,1</b>	<b>574,9</b>	<b>638,0</b>
<b>IMPORTAZIONI</b>						
India	36,1	41,8	49,7	56,9	87,8	115,9
Unione europea	109,2	104,4	92,3	84,9	87,4	113,2
Cina	7,5	35,9	65,4	74,6	93,6	104,1
Giappone	128,3	136,0	94,7	84,3	101,4	103,9
Corea	40,4	45,1	51,2	55,4	62,6	67,4
Taiwan	48,5	51,5	50,8	46,5	49,2	47,7
Altri	111,0	122,1	130,3	115,7	93,0	86,0
<b>TOTALE</b>	<b>481,0</b>	<b>536,7</b>	<b>534,3</b>	<b>518,1</b>	<b>574,9</b>	<b>638,0</b>

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Platts.

PAESI IMPORTATORI	ESPORTAZIONI DA							TOTALE
	AUSTRALIA	INDONESIA	SUDAFRICA	RUSSIA	COLOMBIA	STATI UNITI	ALTRI	
Unione europea	5,5	8,5	10,4	35,9	27,4	12,0	13,5	113,2
Cina	16,1	45,7	6,5	4,9	0,9	0,4	29,5	104,1
India	19,3	58,0	13,4	7,0	0,0	0,5	17,6	115,9
Giappone	51,4	20,4	0,5	6,6	0,2	0,6	24,1	103,9
Corea	22,9	27,2	2,2	6,7	0,2	0,8	7,4	67,4
Taiwan	19,1	19,4	3,1	2,8	0,7	0,2	2,4	47,7
Altri	3,4	2,0	14,4	27,5	26,0	6,9	5,8	86,0
<b>TOTALE</b>	<b>137,6</b>	<b>181,2</b>	<b>50,5</b>	<b>91,5</b>	<b>55,5</b>	<b>21,4</b>	<b>100,3</b>	<b>638,0</b>

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Platts.

**TAV. 1.13**Commercio internazionale  
di carbone termico dal 2006  
al 2011

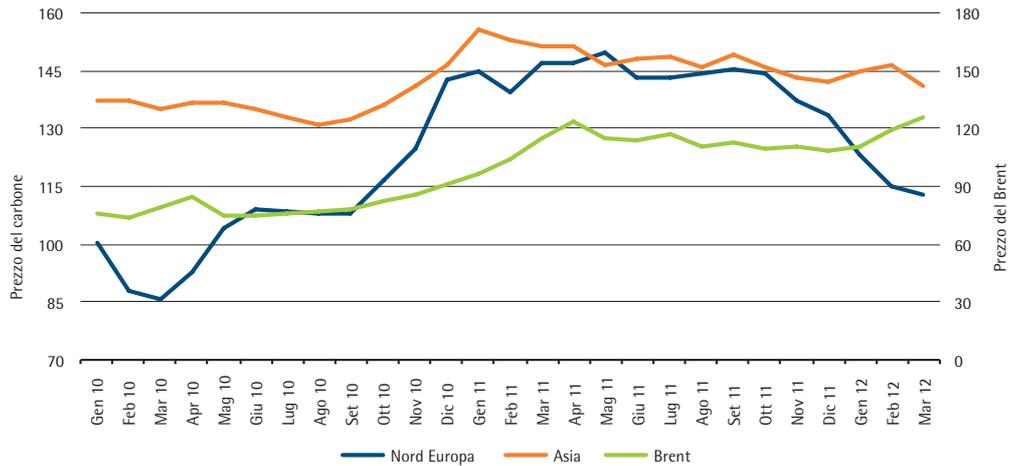
Mtec

**TAV. 1.14**Principali flussi internazionali  
di carbone termico nel 2011

Mtec

**FIG. 1.18**

Prezzo CIF del carbone importato in Nord Europa e Asia e prezzo del Brent  
 \$/t per il carbone; \$/barile per il Brent



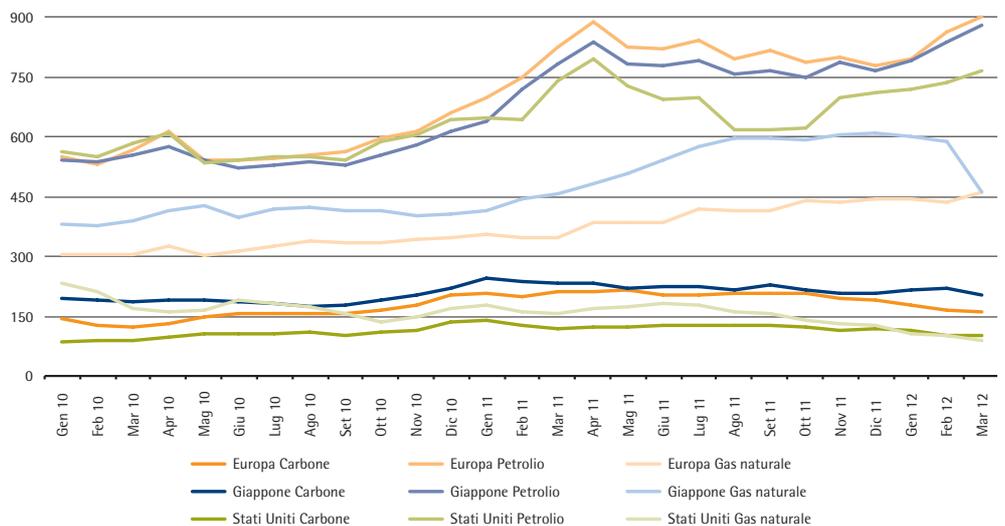
Fonte: Platts, Bloomberg e ICIS LOR.

atlantico, evidenziano soprattutto le maggiori tensioni dovute alla rapida crescita della domanda rispetto a un livello di offerta frenato da limitazioni infrastrutturali. Allo stesso tempo i prezzi sul mercato atlantico risultano calmierati da un eccesso di offerta da parte dei fornitori nordamericani. Nel corso del 2011 il prezzo del carbone sembra anche poco correlato con il prezzo del greggio. Il prezzo medio del Brent è aumentato di quasi il 10% tra maggio 2011 e marzo 2012, mentre il prezzo del carbone nel mercato nordeuropeo calava del 25%. Analogamente, mentre il

prezzo del Dubai aumentava di oltre il 30% tra gennaio 2011 e marzo 2012, il prezzo del carbone nel mercato asiatico diminuiva di quasi il 20%. Appare, invece, una significativa correlazione con il prezzo del greggio nella fase di forte rialzo di quest'ultimo, tra gennaio 2010 e i primi mesi del 2011, durante la quale il prezzo del carbone sui mercati asiatico e nordeuropeo è aumentato, rispettivamente, del 22% e del 44% contro circa il 60% per il greggio. Tuttavia, dallo sfasamento temporale dei picchi si può dedurre che i mercati sono abbastanza separati, anche se

**FIG. 1.19**

Prezzo comparato delle fonti fossili in Europa, Giappone e Stati Uniti  
 \$/tep



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Bloomberg, AIE, ICIS LOR, Platts, World Gas Intelligence.

si influenzano a vicenda o per via della concorrenza diretta tra derivati del petrolio e carbone, oppure più probabilmente attraverso la concorrenza con il gas naturale, soprattutto nella generazione elettrica.

Al di là delle cause che determinano i diversi livelli di prezzo, la figura 1.19 evidenzia il grande vantaggio di prezzo del carbone rispetto a quello delle altre fonti fossili. Il confronto riportato nella figura è in termini puramente calorici e, pertanto, non tiene conto dell'effetto della conversione in energia utile che tuttavia non cambia molto il quadro di convenienza, almeno nei principali

settori di consumo industriale e termoelettrico. La figura, inoltre, mette in rilievo le fondamentali differenze esistenti nel rapporto dei prezzi tra i mercati asiatico, europeo e nordamericano, che peraltro contribuiscono a spiegare il grande successo del carbone nei mercati asiatici. In termini calorici il prezzo del carbone è appena un terzo di quello del gas naturale in questi mercati, mentre sui mercati europei è la metà. Invece, nell'ultimo scorcio del 2011, nel mercato nordamericano il prezzo del gas naturale è sceso a livelli simili a quello del carbone e sta espellendo questa fonte perfino dalla generazione elettrica.

---

## Domanda e offerta di energia in Italia

---

La bassa crescita del PIL italiano nel 2011 (+0,4%) è stata accompagnata da un calo del fabbisogno energetico primario del 2,1% (da 187,8 a 183,9 Mtep), che più di tutto riflette non l'andamento dell'economia o il risparmio di energia, ma l'effetto del clima assai mite, sia estivo sia invernale, soprattutto negli ultimi mesi dell'anno. Su detta riduzione ha influito anche il prezzo elevato dell'energia durante il corso dell'anno, in aumento sull'anno precedente mediamente del 20%. Come si può rilevare dal bilancio dell'energia primaria riportato nella tavola 1.15, l'andamento della domanda e dell'offerta è stato comunque molto variegato per settori e fonti, in funzione anche dell'impatto differenziato della crisi economico-finanziaria sui vari settori di produzione e consumo.

La produzione interna è cresciuta del 4,4% rispetto al 2010, raggiungendo 35,4 Mtep: un incremento del 18% rispetto alla media del precedente quinquennio, anche se rappresenta appena il 19% del fabbisogno energetico primario.

È leggermente aumentata la produzione complessiva di fonti fossili, ma l'aumento risulta concentrato nelle fonti rinnovabili, incrementate del 6,1% nonostante il forte calo dell'energia

idroelettrica (-11,4%). Notoriamente, il grosso della crescita è avvenuto nel comparto fotovoltaico, più che quintuplicato dall'anno precedente (rispetto al 3% nel 2010) e tale da coprire il 13% della generazione da fonti rinnovabili. Molto più contenuto, seppure sempre apprezzabile, appare lo sviluppo delle energie geotermica ed eolica, entrambe attestate oltre il 5%.

Le importazioni sono nel complesso drasticamente calate da 185,3 a 175,2 Mtep (-5,4%). La diminuzione riguarda esclusivamente il petrolio e il gas naturale (rispettivamente -7,0% e -6,6%), mentre le importazioni di carbone sono leggermente aumentate (+ 1,3%), come pure quelle delle fonti rinnovabili solide e liquide (+19%) e di energia elettrica (+3,0%). La forte riduzione delle esportazioni, da 30,1 a 27,2 Mtep, è dovuta principalmente al settore dei derivati del petrolio (-9,9%), la cui contrazione riflette le condizioni molto favorevoli dei prodotti americani, rilevate più sopra. Detratte le esportazioni, le importazioni nette sono calate da 155,1 Mtep nel 2010 a 148,0 Mtep, rappresentando pur sempre l'80% del fabbisogno primario. L'aumento delle scorte di gas naturale di 0,6 Mtep è stato più che compensato dalla diminuzione di

**TAV. 1.15**Bilancio energetico nazionale  
nel 2010 e 2011

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA <sup>(A)</sup>	TOTALE
<b>ANNO 2011</b>						
1 Produzione	0,70	6,92	5,31	22,45	0,00	35,38
2 Importazione	14,79	57,63	90,19	2,18	10,42	175,22
3 Esportazione	0,21	0,10	26,36	0,16	0,38	27,20
4 Variazione scorte	-0,63	0,64	-0,52	0,02	0,00	-0,50
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	15,93	63,81	69,67	24,45	10,04	183,89
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,31	-1,41	-5,82	-0,01	-41,85	-49,40
7 Trasformazione in energia elettrica	-11,86	-22,90	-3,65	-19,31	57,72	0,00
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	3,75	39,51	60,20	5,13	25,91	134,49
- industria	3,66	12,67	4,71	0,23	10,57	31,83
- trasporti	0,00	0,72	39,33	1,30	0,91	42,25
- usi civili	0,00	25,50	3,67	3,46	13,95	46,59
- agricoltura	0,00	0,14	2,22	0,14	0,48	2,99
- sintesi chimica	0,09	0,48	6,85	0,00	0,00	7,42
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,42	0,00	0,00	3,42
<b>ANNO 2010</b>						
1 Produzione	0,78	6,89	5,08	21,15	0,00	33,89
2 Importazione	14,60	61,72	97,00	1,83	10,12	185,26
3 Esportazione	0,25	0,12	29,24	0,11	0,40	30,11
4 Variazione scorte	0,19	0,43	0,62	0,03	0,00	1,26
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	14,95	68,06	72,22	22,85	9,72	187,79
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,30	-1,45	-6,11	-0,01	-41,34	-49,20
7 Trasformazione in energia elettrica	-10,68	-24,62	-4,03	-18,04	57,37	0,00
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	3,97	41,99	62,08	4,81	25,74	138,58
- industria	3,86	12,82	4,79	0,22	10,46	32,15
- trasporti	0,00	0,70	39,50	1,31	0,92	42,42
- usi civili	0,00	27,77	4,33	3,14	13,88	49,13
- agricoltura	0,00	0,14	2,27	0,14	0,48	3,04
- sintesi chimica	0,10	0,57	7,72	0,00	0,00	8,39
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,47	0,00	0,00	3,47

(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.

quelle di carbone e petrolio, di modo che complessivamente risultavano maggiori i prelievi delle immissioni.

In sintesi, la disponibilità di energia primaria per il consumo interno, che poi corrisponde al fabbisogno, è risultata di 69,7 Mtep per il petrolio (-3,5% rispetto all'anno precedente), di 63,8 Mtep per il gas naturale (-6,2%), di 24,4 Mtep per le fonti rinnovabili (+7,0%), di 15,9 Mtep per il carbone (+6,6%) e di 10,0 Mtep per l'energia elettrica importata (+3,3%). Dell'energia totale disponibile, pari a 183,9 Mtep, il 26,9% (49,4 Mtep) è stato consumato per la trasformazione energetica o perso nel trasporto e nella distribuzione di energia, in leggero aumento rispetto al 26,2% del 2010. Nel 2011 il settore elettrico ha contribuito per l'84,7% ai consumi e alle perdite, il

settore petrolifero per l'11,8% e il settore del gas naturale per il 2,9%, quest'ultimo essenzialmente nella fase di trasporto e distribuzione.

L'energia resa disponibile in forma elettrica per il consumo finale è stata pari a 57,4 Mtep, in leggera ascesa (+0,6%) rispetto al 2010. Il gas naturale incideva sull'input totale alla generazione per il 39,7%, seguito dalle fonti rinnovabili (+33,5%) e dal carbone (+21%). È significativo il forte aumento della generazione da carbone (+11,9% rispetto al 2010) a fronte di un notevole calo della generazione da gas naturale (-7,0%) e da fonti petrolifere (-10,0%). Ma primo protagonista della generazione elettrica rimane di gran lunga il settore del fotovoltaico il quale, nonostante il forte calo del comparto

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Fabbisogno di energia primaria	197,8	196,2	194,2	191,3	180,3	187,8	183,9
Produzione di energia primaria	29,4	28,7	28,0	29,7	30,3	33,9	35,4
Fonti fossili	16,7	15,3	14,4	13,3	11,4	12,7	12,9
Energia rinnovabile	12,7	13,4	13,6	16,3	18,9	21,1	22,4
Importazioni di fonti fossili	185,0	187,6	185,7	181,5	163,7	173,3	162,6
Carbone	16,6	16,8	16,8	16,8	14,7	14,6	14,8
Petrolio	108,4	107,0	107,8	101,7	94,3	97,0	90,2
Gas naturale	60,6	63,9	61,0	63,0	56,7	61,7	57,6
Impieghi finali	146,6	145,7	143,2	141,1	132,7	138,6	134,5
Industria <sup>(A)</sup>	48,7	48,9	48,1	45,2	37,2	40,5	39,2
Usi civili	47,1	45,3	43,3	45,3	46,4	49,1	46,6
Trasporti	44,0	44,5	44,9	43,7	42,5	42,4	42,3
Altri settori	6,8	6,9	6,9	7,0	6,7	6,5	6,4
Input primario alla generazione elettrica	58,2	59,5	59,2	59,7	55,4	57,4	57,7
Crescita annua del PIL a prezzi costanti (%)	0,1	1,9	1,5	-1,3	-5,2	1,8	0,4
Rapporto energia/PIL (1980=100)							
Energia primaria	88,0	86,1	84,3	84,1	83,7	85,6	83,5
Elettricità	121,4	121,7	120,8	122,4	121,7	123,3	123,5

(A) Comprende la sintesi chimica.

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

### TAV. 1.16

Andamento dei principali indicatori energetici nazionali dal 2005 al 2011

Mtep e numeri indice

idroelettrico, è riuscito a imprimere un incremento del 6,1% alla generazione da fonti rinnovabili nel suo insieme.

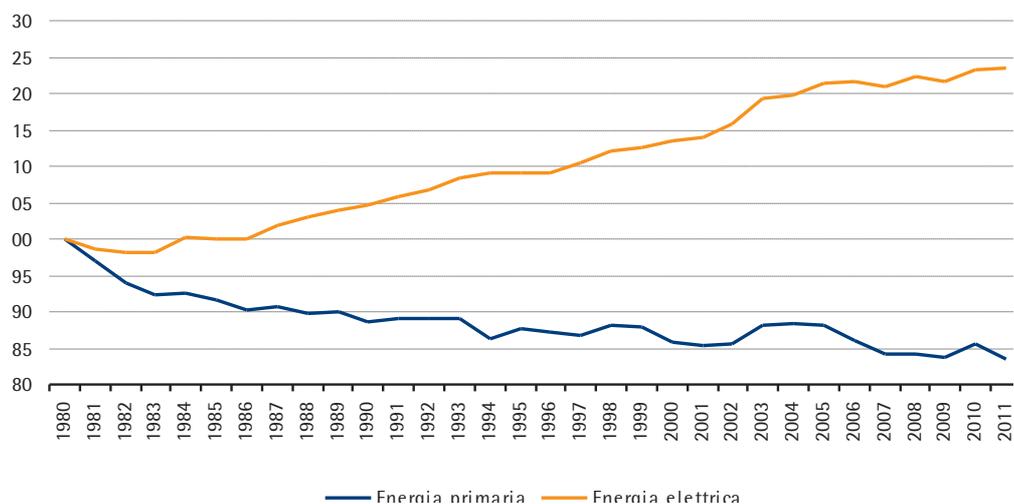
Sottratti i consumi e le perdite del settore energetico, nel 2011 rimanevano un totale di 134,5 Mtep disponibili per i consumi finali, vale a dire una riduzione del 3,0% rispetto ai 138,6 Mtep rimasti nel 2010. I dati riportati nella tavola 1.15 indicano un calo generalizzato attraverso tutti i settori, da valori minimi di 0,4% per i trasporti e 1,0% per l'industria, a un valore massimo dell'11,6% per la sintesi chimica. Il calo è in prevalenza attribuibile al ristagno economico; tuttavia, la forte riduzione dei consumi finali del settore civile (-5,2%) riflette più che altro l'assai più elevato consumo della stagione fredda del 2010. In termini assoluti il calo più forte si è verificato per il gas naturale (-2,5 Mtep), la maggior parte del quale interessa il settore civile (-2,3 Mtep) per il motivo anzidetto. Mentre il consumo di gas naturale è aumentato almeno nel settore dei trasporti (+3,1%), il consumo di derivati petroliferi è sceso in tutti i settori d'uso finale, in prevalenza nella sintesi chimica (-0,9 Mtep) e negli usi civili (-0,7 Mtep), sempre per via delle miti temperature invernali soprattutto in quest'ultimo settore. In termini relativi anche il carbone ha visto un calo importante dei consumi finali (-5,5%), comunque inferiore a quello del gas

naturale (-5,9%). Sono invece aumentati significativamente i consumi di fonti rinnovabili – come biomasse e acqua calda solare (+10,1%) – e di energia elettrica: i primi essenzialmente nel settore civile, i secondi nel settore sia civile (+0,5%) sia industriale (+1,0%), in relazione al relativamente buon momento della siderurgia.

L'andamento dei principali indicatori economici ed energetici riportati nella tavola 1.16 può lasciare l'impressione di forti mutamenti in atto nel sistema energetico nazionale nel corso degli ultimi anni. Ma è difficile valutare in quale misura tali cambiamenti siano determinati da modifiche strutturali anziché da fattori congiunturali. Il 2011 appare in particolar modo un anno anomalo per via della concomitante bassa crescita economica, dell'inverno mite e della fortissima crescita dell'energia fotovoltaica. Per esempio, l'incremento in un solo anno di 7,5 TWh di generazione elettrica da pannelli fotovoltaici (passata da 1.874 GWh nel 2010 a 9.258 GWh nel 2011), equivalente alla generazione di circa sei gruppi da 400 MW a parità di coefficiente di utilizzazione, si è riversato prevalentemente sulla generazione da gas naturale, determinando un calo che può stimarsi in circa 1,2 Mtep (1,5 miliardi di metri cubi).

**FIG. 1.20**

Intensità energetica del PIL<sup>(A)</sup>  
dal 1980 al 2011  
Numeri indice 1980=100



(A) PIL a prezzi costanti 1995.

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

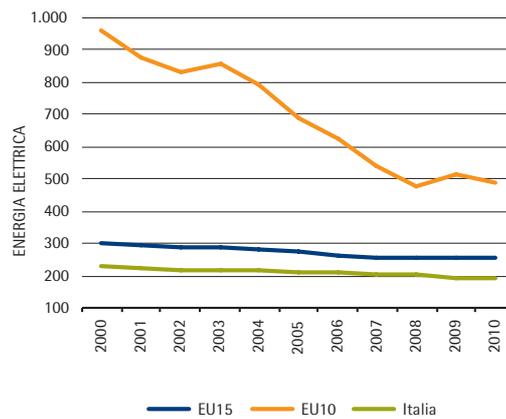
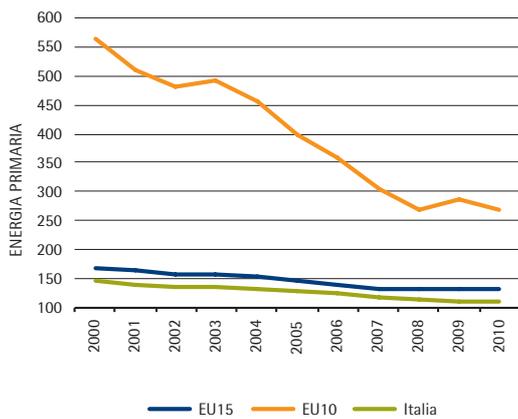


FIG. 1.21

Intensità energetica del PIL<sup>(A)</sup> dell'Unione europea e dell'Italia dal 2000 al 2010  
Numeri indice 2000=100

(A) PIL a prezzi rivalutati al 2010.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Il rapporto tra energia primaria e PIL è in calo dalla fine degli anni Settanta dell'ultimo secolo, eppure ha subito aumenti non indifferenti nel corso del tempo, l'ultimo dei quali negli anni a cavallo del 2005 (Fig. 1.20). A tale riguardo occorre tenere presente che, almeno nel medio e lungo termine, una riduzione nella crescita del PIL implica un minore ricambio tecnologico e un minore rinnovo degli impianti, che tende a riflettersi in una più lenta discesa dell'intensità energetica. D'altra parte, non è detto che un maggiore tasso di sviluppo dell'economia non risulti in un rialzo dei consumi, soprattutto per quanto

riguarda i consumi rimasti soppressi dalla diminuita capacità di spesa delle famiglie. È opportuno quindi il confronto con gli altri paesi membri dell'Unione europea, che indica un andamento dell'Italia tutto sommato in linea con quello dei paesi dell'Unione europea a 15 (Fig. 1.21), anche considerando le diverse condizioni di partenza. Assai diverse, invece, sono le condizioni dei nuovi paesi membri dell'Unione europea a 10, che partono da un livello di efficienza energetica molto basso e hanno avuto (e hanno ancora) più spazio per una riduzione dei consumi.

---

# 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 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 a Eurostat dei dati relativi a ogni Stato membro. Eurostat ha continuato a effettuare la rilevazione dei 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. Eurostat ha provveduto ad aggiornare 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 e di 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 sulle 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, è stata concessa agli Stati membri la possibilità di comunicare i prezzi a Eurostat sulla base della nuova metodologia, anziché sulla base 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 successivi si riferiscono pertanto ai prezzi comunicati a Eurostat sulla base della nuova metodologia di rilevazione, con riferimento all'anno 2011 ed estratti dal database Eurostat in data 8 maggio 2012. Si segnala che, per alcuni paesi e per il prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (27 paesi), i dati inerenti all'anno in esame sono stati forniti in forma provvisoria.

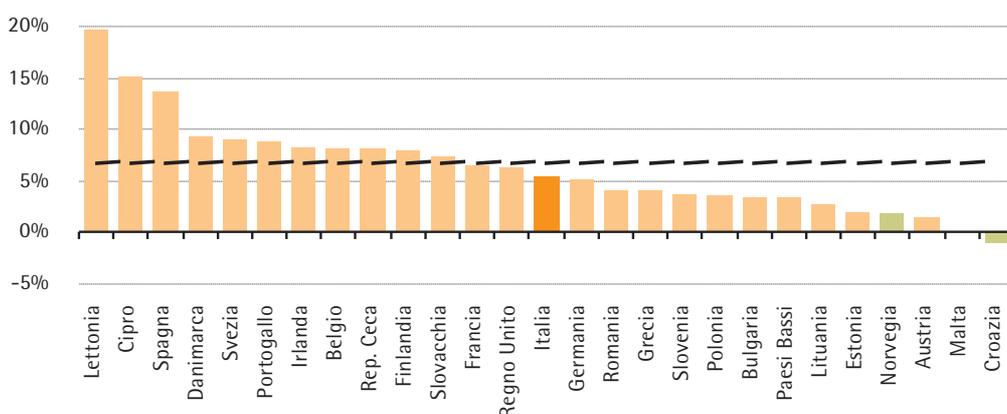
# Prezzi dell'energia elettrica

## Prezzi per le utenze domestiche

Nell'anno 2011 i consumatori domestici appartenenti alla prima classe di consumo (<1.000 kWh all'anno) hanno pagato per gli usi elettrici prezzi al lordo delle imposte lievemente inferiori rispetto alla media europea (-1,8%); il relativo prezzo al netto delle imposte era invece moderatamente superiore (+1,3%). Con riferimento alla seconda classe di consumo (1.000-2.500 kWh annui), i prezzi italiani risultano inferiori del 12% al lordo delle imposte e dell'11% al netto, rispetto ai livelli medi europei. Si può pertanto stimare che gran parte delle famiglie italiane, con consumi annui inferiori a 2.500 kWh, paghi per l'elettricità prezzi più bassi o al più in linea con la media europea. Il posizionamento dei prezzi finali italiani per le suddette classi di consumo migliora ulteriormente se confrontato con la media dell'area euro. 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. 1.17).

Con riferimento, in particolare, alla classe di consumo 2.500-5.000 kWh annui, l'Italia appare in parziale recupero rispetto al passato, seppure continui a collocarsi nel gruppo di testa, con prezzi lordi dell'energia elettrica relativamente più elevati della media europea. A tale riguardo, occorre sottolineare che nel periodo 2008-2011 il differenziale di prezzo dell'energia elettrica tra quanto pagato dai clienti domestici italiani rispetto alla media europea si è dimezzato, segnando una riduzione quantificabile in circa il 54%. Tra i paesi con i prezzi più elevati, se raffrontati ai valori medi italiani, rientrano Danimarca, Germania, Svezia e Belgio. I paesi con prezzi al di sotto della media europea includono, fra l'altro, Francia, Finlandia, Regno Unito e Grecia, mentre tra i prezzi più bassi figurano quelli relativi



**FIG. 1.22**

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Variazione percentuale 2011-2010 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh<sup>(A)</sup>

(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione del prezzo medio dell'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.

**TAV. 1.17**

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; anno 2011; 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	20,53	29,32	15,80	22,06	14,43	19,76	13,14	17,93	11,93	16,21
Belgio	22,95	30,00	17,85	23,68	15,84	21,28	13,93	19,00	11,66	16,24
Bulgaria	7,05	8,46	7,03	8,44	7,08	8,50	7,04	8,45	7,07	8,48
Cipro	21,21	25,05	18,79	22,27	18,83	22,32	18,46	21,89	17,71	20,99
Danimarca	15,35	32,49	15,35	32,49	12,89	29,42	11,09	25,74	11,09	25,74
Estonia	7,59	10,39	7,50	10,28	7,34	10,08	7,10	9,79	6,46	9,03
Finlandia	20,56	26,88	13,64	18,37	10,54	14,55	9,08	12,76	7,47	10,77
Francia	19,88	24,45	11,76	15,84	10,06	14,03	8,96	12,87	8,66	12,58
Germania	24,71	38,33	16,03	27,76	14,01	25,30	13,10	24,11	12,61	23,22
Grecia	12,87	15,02	9,18	10,95	10,14	12,44	10,57	13,87	9,69	13,27
Irlanda	35,61	47,78	19,67	24,28	16,70	19,94	14,68	17,17	12,51	14,36
<b>Italia</b>	<b>21,05</b>	<b>26,93</b>	<b>12,79</b>	<b>16,99</b>	<b>14,19</b>	<b>20,49</b>	<b>17,51</b>	<b>25,14</b>	<b>19,90</b>	<b>27,91</b>
Lettonia	9,60	11,71	9,70	11,84	10,29	12,55	10,74	13,10	10,89	13,28
Lituania	10,91	13,19	10,44	12,63	10,07	12,18	9,75	11,80	9,17	11,10
Lussemburgo	22,12	24,85	16,18	18,55	14,43	16,69	13,33	15,54	11,76	13,87
Malta	37,05	39,00	19,00	20,00	16,15	17,00	17,10	18,00	31,35	33,00
Paesi Bassi <sup>(A)</sup>	24,18	n.d.	15,24	10,43	13,13	17,58	11,61	21,03	10,69	17,31
Polonia	14,44	18,36	11,84	15,16	10,99	14,11	10,39	13,38	10,41	13,40
Portogallo	19,30	35,47	11,62	19,88	10,42	17,68	9,32	16,08	8,95	15,11
Regno Unito	15,55	16,32	15,53	16,30	14,37	15,09	12,77	13,40	11,78	12,37
Rep. Ceca	25,79	31,08	19,12	23,06	12,20	14,81	10,21	12,41	8,83	10,74
Romania	8,43	10,94	8,49	11,01	8,36	10,84	8,28	10,75	8,00	10,39
Slovacchia	19,63	23,91	15,55	19,02	13,84	16,96	12,38	15,22	10,75	13,26
Slovenia	16,09	22,76	12,48	16,88	11,14	14,67	10,44	13,47	9,89	12,54
Spagna	29,67	36,80	18,19	22,56	16,41	20,35	14,95	18,53	13,48	16,71
Svezia	25,10	35,13	15,03	22,54	13,58	20,68	11,28	17,82	9,87	16,05
Ungheria	14,51	18,50	13,26	16,95	12,64	16,18	11,91	15,26	12,29	15,74
<i>Croazia</i>	<i>15,18</i>	<i>18,75</i>	<i>9,52</i>	<i>11,79</i>	<i>9,22</i>	<i>11,42</i>	<i>8,80</i>	<i>10,91</i>	<i>8,46</i>	<i>10,49</i>
<i>Norvegia</i>	<i>35,63</i>	<i>46,33</i>	<i>22,18</i>	<i>29,52</i>	<i>14,57</i>	<i>20,02</i>	<i>10,42</i>	<i>14,83</i>	<i>9,18</i>	<i>13,27</i>
<b>Unione europea</b>	<b>21,22</b>	<b>27,57</b>	<b>14,38</b>	<b>19,40</b>	<b>12,96</b>	<b>18,16</b>	<b>12,11</b>	<b>17,37</b>	<b>11,59</b>	<b>16,62</b>
<i>Area euro</i>	<i>23,20</i>	<i>30,65</i>	<i>14,38</i>	<i>20,15</i>	<i>12,97</i>	<i>19,08</i>	<i>12,37</i>	<i>18,66</i>	<i>11,96</i>	<i>17,98</i>

(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.

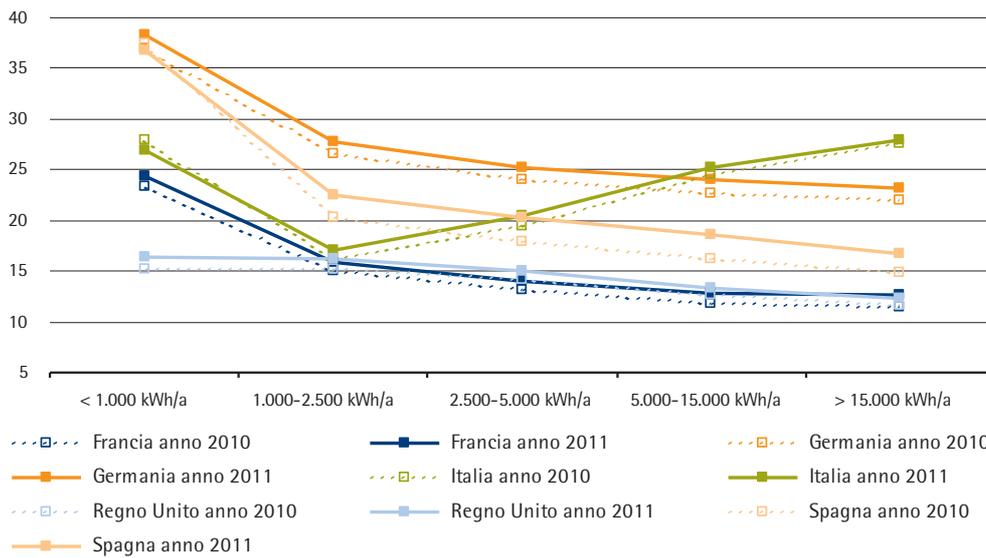


FIG. 1.23

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.

ad alcuni paesi dell'Europa orientale. Occorre ricordare inoltre che la comparazione 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 vicina al 30%). Il confronto con l'anno precedente, riferito alla medesima classe di consumo, evidenzia in Italia un aumento dei prezzi dell'energia elettrica per usi domestici pari a circa il 5,5%, contro un incremento medio dei prezzi europei che si attesta intorno al 6,7% (Fig. 1.22). Con riferimento alle classi di consumo superiori a 5.000 kWh annui, nel 2011 i prezzi lordi italiani risultano sostanzialmente in linea con i valori registrati nell'anno precedente, proseguendo il trend di graduale riduzione del differenziale rispetto ai prezzi medi europei, che rimangono tuttavia notevolmente inferiori ai valori registrati in Italia.

### Prezzi per le utenze industriali

Nell'anno 2011 le imprese italiane hanno pagato prezzi dell'energia elettrica, sia al lordo sia al netto delle imposte, superiori alla media europea per tutte le classi di consumo (Tab. 1.18). Con riferimento

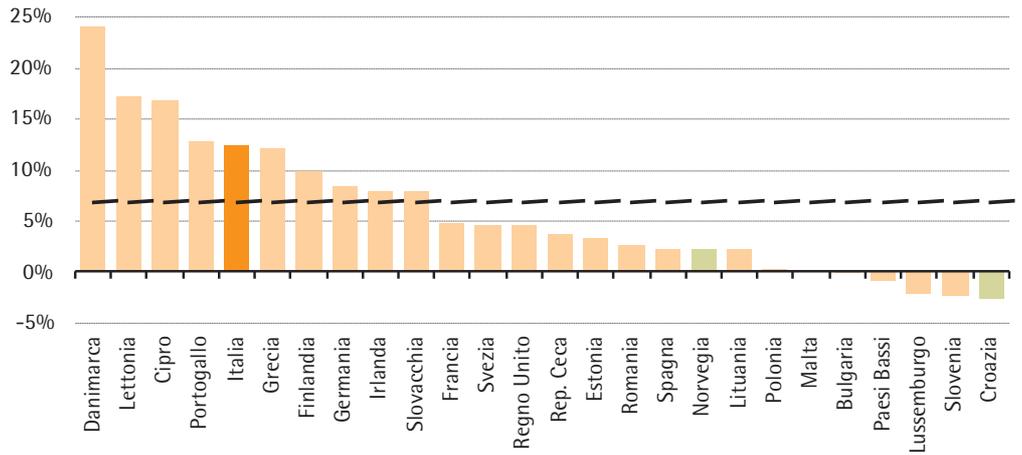
alla classe di consumo 500-2.000 MWh annui, una delle più rappresentative per il mercato italiano, i prezzi medi italiani risultano superiori del 34% al lordo delle imposte e del 27% al netto, rispetto ai livelli medi europei. Anche i prezzi medi lordi pagati dalle imprese danesi e tedesche si collocano su livelli superiori alla media europea. Occorre sottolineare, tuttavia, che tali paesi presentano livelli di imposizione fiscale particolarmente elevati. Per la medesima classe di consumo, con riferimento al differenziale tra il prezzo al lordo delle imposte pagato dalle utenze industriali italiane e il prezzo medio europeo, nel periodo compreso tra il 2008 e il 2011 si registra un lieve incremento (complessivamente pari a circa l'11% per l'intero periodo).

Rispetto ai prezzi registrati nel 2010 per la medesima classe di consumo, i paesi europei evidenziano una tendenza di sensibile incremento dei livelli medi di prezzo che si riflette in un aumento del valore medio europeo, pari a circa il 6,8%. Per quanto concerne l'Italia, il prezzo medio lordo per la classe di consumo 500-2.000 MWh indica una variazione percentuale del 12,5%, superiore rispetto alla media europea (Fig. 1.24).

La figura 1.25 confronta i prezzi medi lordi per i principali paesi europei. Da tale comparazione risulta confermato il livello relativamente più elevato dei prezzi pagati dalle imprese italiane

**FIG. 1.24**

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali  
 Variazione percentuale 2011-2010 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh<sup>(A)</sup>



(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione del prezzo medio dell'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.

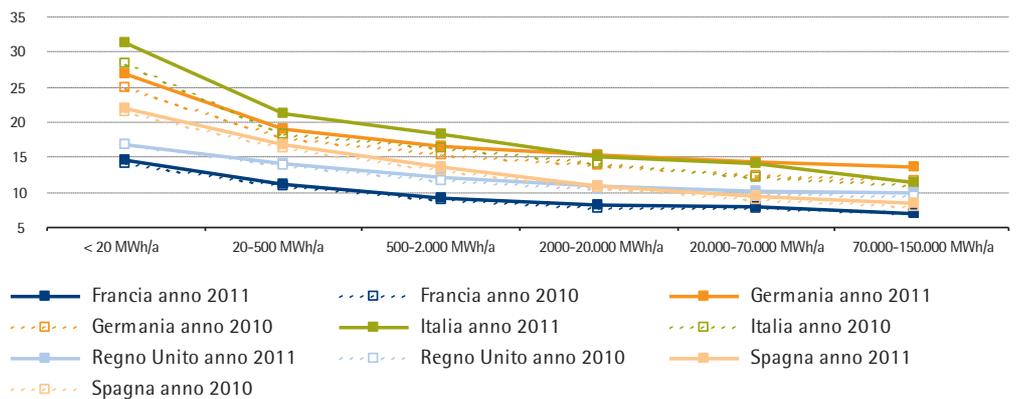
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

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. 1.25**

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.

	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	16,16	21,59	12,83	17,32	9,96	13,55	8,80	12,03	7,63	10,49	6,97	9,44
Bulgaria	8,01	9,73	7,38	8,97	6,48	7,89	5,78	7,05	5,03	6,15	4,79	5,87
Cipro	20,84	24,69	20,16	23,91	18,23	21,69	16,75	19,99	15,87	18,98	15,69	18,77
Danimarca	11,09	25,74	9,16	24,73	8,43	23,80	8,38	23,77	7,61	22,82	7,61	22,82
Estonia	6,86	9,34	6,56	9,12	6,33	8,82	6,24	8,68	6,02	8,17	5,67	7,60
Finlandia	8,91	11,82	8,08	10,80	6,83	9,27	6,58	8,95	5,56	7,71	5,52	7,66
Francia	10,73	14,53	8,40	11,21	6,75	9,26	6,13	8,14	5,94	7,84	5,32	7,00
Germania	16,57	26,80	11,00	19,08	9,00	16,65	7,98	15,28	7,12	14,29	7,24	13,71
Grecia	13,76	17,75	11,34	14,78	9,50	12,19	7,79	10,20	6,78	8,90	5,31	6,84
Irlanda	17,40	21,71	13,83	15,96	11,91	13,71	9,02	10,26	7,95	8,79	n.d.	n.d.
<b>Italia</b>	<b>21,82</b>	<b>31,43</b>	<b>13,84</b>	<b>21,21</b>	<b>11,90</b>	<b>18,33</b>	<b>10,47</b>	<b>15,15</b>	<b>10,45</b>	<b>14,06</b>	<b>8,83</b>	<b>11,49</b>
Lettonia	13,50	16,47	11,24	13,72	10,43	12,73	9,47	11,55	9,44	11,51	7,96	9,71
Lituania	13,05	15,84	11,38	13,81	10,40	12,63	10,20	12,39	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Lussemburgo	15,75	18,09	10,89	12,00	9,58	10,60	7,10	7,74	6,09	6,55	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	15,04	22,68	10,26	17,07	8,43	12,21	7,58	10,66	7,07	9,38	7,18	9,60
Polonia	15,17	19,26	11,25	14,44	9,29	12,03	7,77	10,15	7,30	9,59	7,06	9,27
Portogallo	10,73	18,94	9,31	13,93	8,99	10,97	8,35	10,05	6,69	8,41	6,06	7,75
Regno Unito	13,62	16,81	11,30	14,13	9,69	12,16	8,73	10,94	8,24	10,22	8,01	9,91
Rep. Ceca	18,18	21,96	14,26	17,25	10,84	13,15	9,70	11,78	9,95	12,08	9,49	11,52
Romania	10,50	13,46	9,78	12,56	8,03	10,40	7,03	9,16	6,34	8,30	6,03	7,90
Slovacchia	19,66	24,11	14,63	18,08	12,26	15,22	11,23	13,99	10,13	12,67	9,12	11,46
Slovenia	12,91	17,25	10,57	13,64	8,89	11,71	7,63	10,16	6,87	9,13	6,68	8,96
Spagna	17,77	22,04	13,50	16,75	10,91	13,53	8,82	10,94	7,62	9,45	6,85	8,50
Svezia	15,38	19,29	9,68	12,17	8,55	10,76	7,43	9,35	6,62	8,33	6,09	7,68
Ungheria	12,20	16,24	10,81	14,50	9,67	13,08	9,21	12,50	9,89	13,35	7,12	9,88
<i>Croazia</i>	<i>11,34</i>	<i>14,03</i>	<i>10,26</i>	<i>12,68</i>	<i>8,93</i>	<i>11,05</i>	<i>7,62</i>	<i>9,42</i>	<i>5,95</i>	<i>7,36</i>	<i>5,50</i>	<i>6,82</i>
<i>Norvegia</i>	<i>9,36</i>	<i>13,49</i>	<i>8,82</i>	<i>12,82</i>	<i>8,63</i>	<i>12,59</i>	<i>7,18</i>	<i>10,77</i>	<i>6,00</i>	<i>9,29</i>	<i>4,29</i>	<i>7,16</i>
<b>Unione europea</b>	<b>15,36</b>	<b>21,61</b>	<b>11,19</b>	<b>16,13</b>	<b>9,33</b>	<b>13,66</b>	<b>8,23</b>	<b>12,02</b>	<b>7,61</b>	<b>11,11</b>	<b>7,10</b>	<b>10,25</b>
<i>Area euro</i>	<i>15,84</i>	<i>22,95</i>	<i>11,29</i>	<i>16,86</i>	<i>9,36</i>	<i>14,22</i>	<i>8,23</i>	<i>12,46</i>	<i>7,57</i>	<i>11,45</i>	<i>7,03</i>	<i>10,48</i>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

**TAV. 1.18**

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; anno 2011; c€/kWh

# Prezzi del gas naturale

## Prezzi per le utenze domestiche

Nel 2011 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 la classe di consumo più bassa (consumo minore di 525,36 m<sup>3</sup>) e per quella più elevata (consumo maggiore di 5.253,6 m<sup>3</sup>), mentre è risultato superiore alla media europea del 7,3% per la classe di consumo intermedia. Il posizionamento dei prezzi italiani migliora se confrontato con i livelli medi registrati nell'area euro. 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 consistenti per le classi di consumo più alte (consumi annui

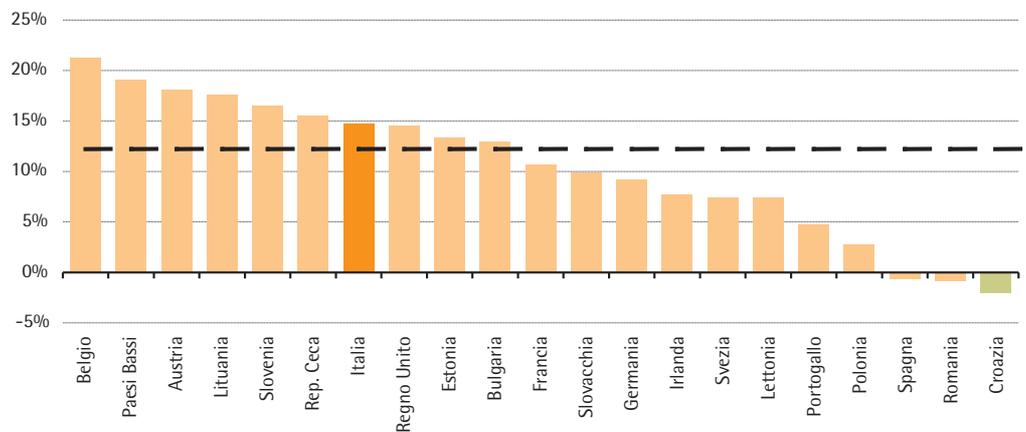
superiori ai 525 m<sup>3</sup>), per effetto di un livello di imposizione fiscale relativamente elevato rispetto alla media dei paesi europei. Il posizionamento dei prezzi italiani migliora se confrontato alla media dell'area euro, in particolare con riferimento alla prima classe di consumo (inferiore di circa il 9%).

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 e 5.254 m<sup>3</sup>), figurano anche Danimarca, Svezia, Paesi Bassi, Slovenia, Austria, Belgio e Portogallo. Per Svezia, Paesi Bassi, Danimarca e Italia questi prezzi sono anche la conseguenza di livelli di tassazione significativamente elevati.

Nel periodo 2008-2011 il differenziale tra il prezzo pagato dalle utenze domestiche italiane e il prezzo medio europeo, per la stessa

**FIG. 1.26**

Variatione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici  
 Variazione percentuale 2011-2010 dei prezzi<sup>(A)</sup> al netto delle imposte per consumi annui compresi tra 525,36 e 5.253,60 m<sup>3</sup>



(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione del prezzo medio dell'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.

**TAV. 1.19**

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; anno 2011; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m3)					
	< 525,36		525,36-5.253,60		> 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	67,06	90,26	55,30	74,84	48,75	66,62
Belgio	75,95	97,02	57,81	72,16	52,38	66,07
Bulgaria	39,12	46,96	39,74	47,68	40,03	48,04
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	59,78	118,76	59,78	118,76	59,78	118,76
Estonia	47,02	59,29	35,33	45,26	33,35	42,87
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	105,95	127,42	54,00	64,83	46,62	55,81
Germania	83,35	109,73	48,27	64,93	45,72	61,88
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	56,57	67,53	49,59	59,60	46,31	55,89
<b>Italia</b>	<b>71,51</b>	<b>98,18</b>	<b>53,05</b>	<b>82,97</b>	<b>45,19</b>	<b>76,08</b>
Lettonia	60,67	72,21	37,11	44,61	36,71	44,20
Lituania	61,70	74,65	42,57	51,51	36,73	44,44
Lussemburgo	67,69	74,08	50,37	56,02	47,42	54,40
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	78,37	119,77	51,45	84,59	48,02	79,74
Polonia	52,12	64,11	41,43	50,96	38,17	46,95
Portogallo	81,89	90,99	63,98	71,30	54,99	61,37
Regno Unito	54,40	57,09	47,73	50,12	41,65	43,71
Rep. Ceca	80,05	96,05	50,21	60,25	47,54	57,04
Romania	15,33	29,81	15,48	29,65	15,26	28,93
Slovacchia	88,36	106,02	43,08	51,66	45,32	54,40
Slovenia	69,91	89,54	59,64	77,22	51,81	67,84
Spagna	61,46	72,52	48,23	56,89	48,86	57,67
Svezia	120,38	188,31	69,19	124,32	60,79	113,81
Ungheria	51,77	64,71	47,81	59,76	46,94	58,68
Croazia	32,11	39,48	32,11	39,48	32,11	39,48
Norvegia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Unione europea	71,76	90,66	49,45	64,34	44,60	59,10
Area euro	81,92	107,62	51,45	71,42	46,62	66,15

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

classe di consumo, è risultato crescente sia al netto sia al lordo delle imposte. Il differenziale dei prezzi netti, che nel 2008 era quasi nullo, ha registrato un lieve aumento, per cui a fine periodo il prezzo italiano ha segnato un valore del 7,3% superiore alla media europea, come già evidenziato; il differenziale dei prezzi lordi ha subito un incremento più sensibile per effetto del quale il prezzo italiano, che all'inizio del periodo osservato era superiore del 15% rispetto alla media europea, nel 2011 è risultato superiore del 29%. Con riferimento alla medesima classe di consumo, il prezzo medio europeo al netto delle imposte evidenzia un notevole incremento, in termini percentuali, rispetto al 2010 (+12% circa); a livello nazionale, tra i paesi con aumenti più significativi, si collocano Belgio (21%), Paesi Bassi (19%), Austria (18%), Slovenia (16%), nonché alcuni paesi dell'area baltica, mentre lievi diminuzioni si registrano in Spagna e in Romania. Nel 2011 il prezzo medio italiano si attesta su livelli superiori a quelli registrati nel 2010, segnando un incremento del 14,7% (Fig. 1.26).

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 e superiori ai prezzi pagati in Spagna e nel Regno Unito. Rispetto alle classi di consumo più elevate, i prezzi pagati

nei principali paesi europei evidenziano una maggiore convergenza, con differenziali reciproci relativamente limitati (Fig. 1.27).

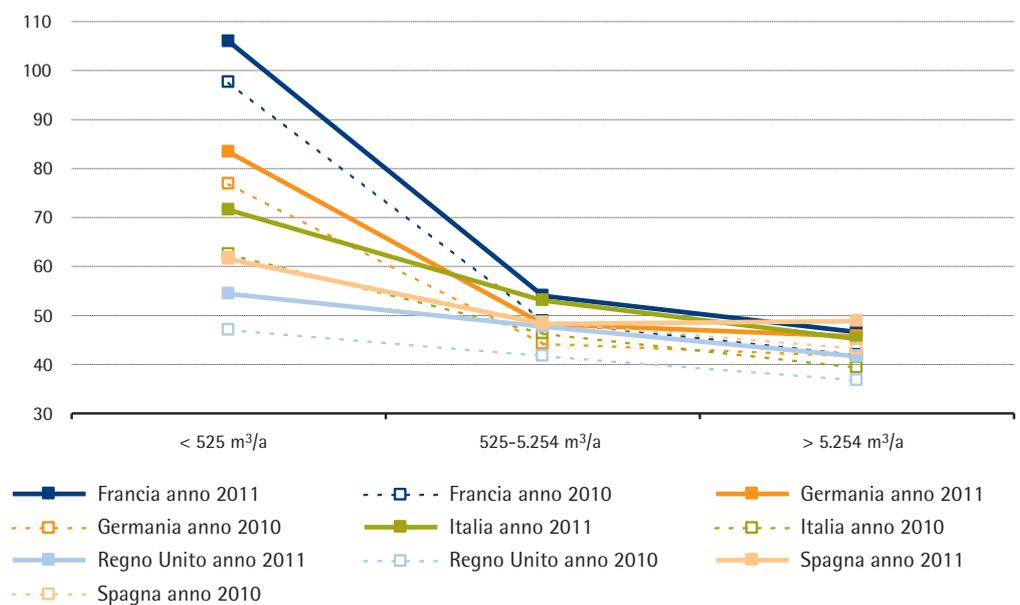
### Prezzi per le utenze industriali

Nel 2011 i prezzi lordi pagati dalle imprese italiane per l'utilizzo del gas (esclusi gli impieghi non energetici e per la generazione elettrica) si sono collocati su livelli superiori alla media europea per la classe di consumo più bassa fino a 26 k(m<sup>3</sup>)/anno, mentre sono risultati inferiori alla media europea per i consumi più elevati. Per quanto riguarda i prezzi al netto delle imposte, i livelli registrati risultano abbastanza in linea con la media europea, con scostamenti positivi o negativi limitati per tutte le classi di consumo (Tab. 1.20).

Con riferimento alla classe di consumo 2,63-26,27 M(m<sup>3</sup>)/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, Paesi Bassi e Portogallo si collocano, insieme con l'Italia, su livelli relativamente inferiori. Per la medesima classe di consumo, il differenziale dei prezzi al netto delle imposte pagati dalle utenze industriali italiane e il re-

**FIG. 1.27**

Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali paesi europei  
Prezzi al netto delle imposte; c€/m<sup>3</sup>



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

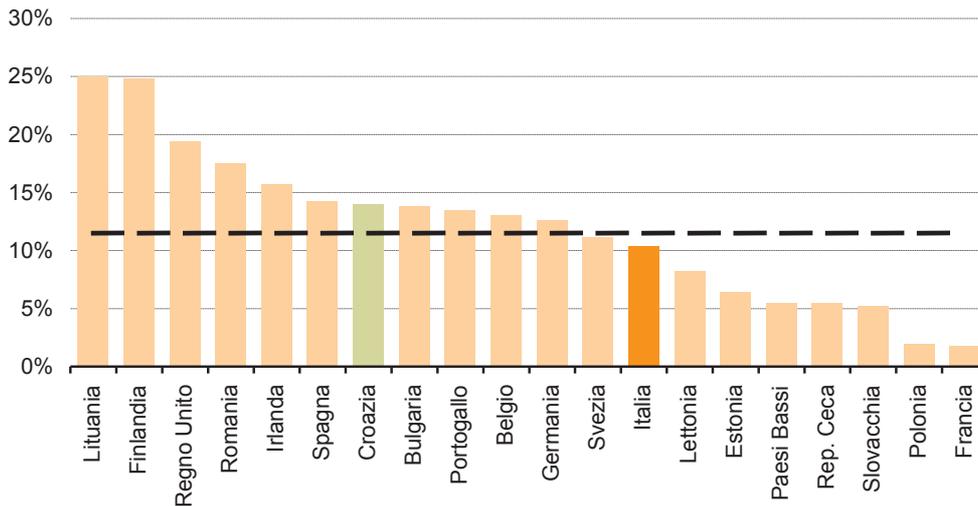


FIG. 1.28

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali  
 Variazione percentuale 2011-2010  
 dei prezzi<sup>(A)</sup> al netto delle imposte  
 per consumi annui compresi  
 tra 2,63 e 26,27 M(m<sup>3</sup>)

(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione del prezzo medio dell'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.

lativo prezzo medio europeo, nel periodo compreso fra il 2008 e il 2011, è andato progressivamente annullandosi, rendendo il prezzo italiano sostanzialmente in linea con quello europeo (inferiore del 2% rispetto alla media europea a fine periodo). Il corrispettivo differenziale dei prezzi lordi, che poneva il prezzo italiano a un livello già leggermente inferiore al prezzo medio europeo all'inizio del periodo osservato (-3%), è andato aumentando in valore assoluto, rendendo il prezzo italiano nel 2011 ulteriormente più basso rispetto alla media europea (-12%).

In confronto all'anno precedente, i prezzi finali al netto delle imposte della medesima classe di consumo evidenziano in Italia un aumento di circa il 10%, lievemente inferiore rispetto all'incremento medio dell'Unione europea, pari a circa l'11%. Una significativa crescita dei prezzi del gas naturale si registra in Regno Unito (+19%), Irlanda (+16%), Spagna (+14%) e Germania (+13%), mentre si assiste a un incremento dei prezzi inferiore a quello medio dell'Unione europea in alcuni paesi dell'Europa orientale, nei Paesi Bassi e, seppure in misura contenuta, in Italia (Fig. 1.27).

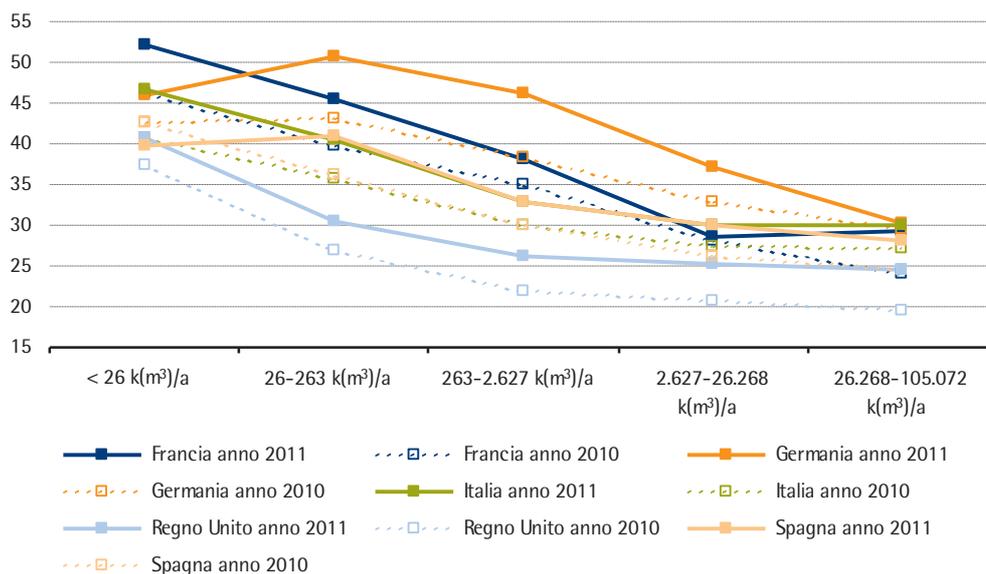


FIG. 1.29

Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali paesi europei  
 Prezzi al netto delle imposte; c€/m<sup>3</sup>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

## TAV. 1.20

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; anno 2011; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m <sup>3</sup> )									
	< 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	52,94	66,37	44,03	55,50	33,35	42,28	27,87	34,78	27,07	33,56
Bulgaria	36,37	43,64	34,56	41,47	32,02	38,43	29,51	35,47	28,55	34,27
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	59,78	118,76	59,78	118,76	35,13	87,83	33,04	85,22	n.d.	n.d.
Estonia	33,10	42,01	31,12	39,42	29,64	37,33	28,95	36,28	27,75	34,51
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	37,80	57,08	37,86	57,14	33,77	52,12
Francia	52,04	63,69	45,45	55,33	38,15	46,44	28,67	34,09	29,39	34,22
Germania	46,06	59,90	50,65	65,35	46,22	60,07	37,06	49,19	30,26	41,10
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	43,89	53,13	40,87	49,68	38,34	45,38	28,11	30,55	n.d.	n.d.
<b>Italia</b>	<b>46,62</b>	<b>67,23</b>	<b>40,41</b>	<b>53,01</b>	<b>32,76</b>	<b>38,85</b>	<b>30,11</b>	<b>34,34</b>	<b>29,90</b>	<b>34,78</b>
Lettonia	37,60	47,03	35,33	44,23	32,18	40,40	31,16	39,14	28,08	35,39
Lituania	42,23	51,10	42,45	51,37	41,30	49,97	39,72	48,06	n.d.	n.d.
Lussemburgo	51,26	55,54	49,95	53,79	47,89	51,56	36,70	39,19	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	41,11	72,24	36,15	59,46	29,28	42,33	27,03	35,48	25,54	31,29
Polonia	42,77	52,61	38,53	47,39	34,13	41,99	29,69	36,52	27,20	33,46
Portogallo	58,59	65,59	47,49	52,54	37,95	41,74	32,95	36,18	30,61	33,62
Regno Unito	40,73	50,75	30,58	38,62	26,25	33,21	25,31	31,34	24,54	29,89
Rep. Ceca	48,08	59,28	40,73	50,46	33,50	41,78	31,54	39,43	28,18	35,39
Romania	17,41	31,95	17,19	31,38	17,25	31,09	17,70	29,06	18,56	28,51
Slovacchia	49,59	61,18	44,05	54,55	38,49	47,87	31,84	39,92	27,50	34,66
Slovenia	58,07	75,36	57,52	74,67	46,35	61,27	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Spagna	39,84	47,02	40,94	48,33	32,95	38,87	30,00	35,42	28,00	33,04
Svezia	61,34	114,50	54,03	105,36	47,18	96,80	42,34	90,74	n.d.	n.d.
Ungheria	48,60	62,26	45,85	58,83	38,36	49,46	38,56	49,71	33,47	43,34
<i>Croazia</i>	<i>44,26</i>	<i>54,44</i>	<i>44,26</i>	<i>54,44</i>	<i>44,26</i>	<i>54,44</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>
<i>Norvegia</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>
<b>Unione europea</b>	<b>44,98</b>	<b>59,60</b>	<b>42,03</b>	<b>54,72</b>	<b>35,71</b>	<b>45,80</b>	<b>30,66</b>	<b>38,98</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>
<i>Area euro</i>	<i>46,63</i>	<i>61,79</i>	<i>44,85</i>	<i>57,87</i>	<i>38,09</i>	<i>48,02</i>	<i>31,86</i>	<i>39,74</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>

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 previsto 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 si dovranno raggiungere i target di riduzione delle emissioni fissati 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 dal Parlamento e dal Consiglio europei a fine marzo 2009; 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 2010-2011

I dati del registro europeo (*Community Independent Transaction Log - CITL*), estratti in data 2 aprile 2012, mettono in evidenza una significativa riduzione delle emissioni a livello europeo nel 2011 rispetto all'anno precedente, nell'ordine del 12% circa<sup>4</sup>.

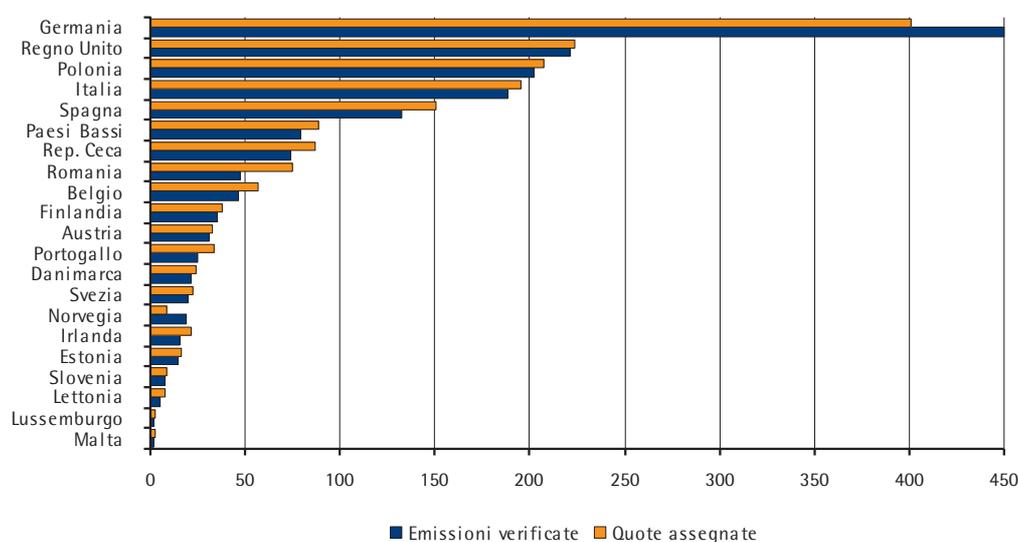


FIG. 1.30

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2011<sup>(A)</sup>  
MtCO<sub>2</sub>

(A) Nel grafico sono riportati i paesi per i quali i dati relativi alle emissioni sono stati comunicati almeno dal 90% delle installazioni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL in data 2 aprile 2012.

<sup>4</sup> 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 100% nel 2010 e all'89,2% nel 2011.

**TAV. 1.21**

Emissioni effettive e assegnazioni per gli anni 2010-2011 in Italia  
MtCO<sub>2</sub>

SETTORE PRODUTTIVO	2010			2011		
	ASSEGNAZIONI	EMISSIONI VERIFICATE	DIFFERENZA	ASSEGNAZIONI	EMISSIONI VERIFICATE	DIFFERENZA
Impianti di combustione	120,6	122,4	-1,8	115,4	120,4	-4,9
Impianti di raffinazione	19,7	24,9	-5,2	19,7	23,7	-4,0
Produzione di acciaio	19,1	12,8	6,3	19,1	14,3	4,9
Produzione di calce e cemento	31,0	23,6	7,5	31,0	22,2	8,8
Produzione di vetro	3,1	2,7	0,3	3,1	2,8	0,2
Produzione di ceramica e laterizi	0,8	0,4	0,4	0,8	0,3	0,4
Produzione di pasta per carta e cartoni	5,5	4,5	0,9	5,4	4,5	0,9
Altre attività	0,4	0,3	0,1	0,4	0,3	0,0
<b>TOTALE SETTORI</b>	<b>200,0</b>	<b>191,5</b>	<b>8,5</b>	<b>194,9</b>	<b>188,6</b>	<b>6,3</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL in data 2 aprile 2012.

Con riferimento al 2011, considerando i paesi nei quali almeno il 90% delle installazioni ha comunicato le proprie emissioni, si evidenzia una sovrallocazione di quote poco superiore a 60 MtCO<sub>2</sub>. A tale esito hanno contribuito soprattutto Romania (27 MtCO<sub>2</sub>), Spagna (18 MtCO<sub>2</sub>) e Repubblica Ceca (12 MtCO<sub>2</sub>). La Germania, per contro, ha registrato una situazione di forte sottoallocazione, di poco inferiore a 50 MtCO<sub>2</sub>. 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).

Per l'Italia, in particolare, con riferimento ai settori soggetti all'EU ETS, è stato verificato un ammontare di emissioni nel 2011 pari a 188,6 MtCO<sub>2</sub>, che determina una sovrallocazione di poco superiore a 6 MtCO<sub>2</sub>. A questo risultato hanno contribuito in maniera significativa le dinamiche nei settori della produzione sia della calce e del cemento sia dell'acciaio, che hanno registrato un surplus di quote rispettivamente pari a 8,8 e a 4,9 MtCO<sub>2</sub>. Gli impianti di combustione e quelli di raffinazione hanno invece scontato un deficit di permessi, rispettivamente pari a 4,9 e a 4,0 MtCO<sub>2</sub>.

### Prezzo della tonnellata di CO<sub>2</sub> nel 2011

Nel mercato europeo dei permessi di emissione EUA (*European Union Allowance*) il valore degli scambi nel 2011 ha evidenziato una crescita del 5,5% rispetto al 2010, raggiungendo i 106 miliardi di euro. Questo livello rappresenta l'84% del mercato mondiale dei gas serra.

Nel corso del 2011, il prezzo del contratto spot dei permessi EUA nella Borsa Bluenext (caratterizzata dai volumi di scambio maggiori), dopo un incremento superiore a 1,5 €/tCO<sub>2</sub> intorno alla metà del mese di marzo, ha subito una forte riduzione nel mese di giugno, raggiungendo i 12 €/tCO<sub>2</sub>. Nell'ultimo trimestre dell'anno il prezzo ha registrato una costante diminuzione, scendendo sotto i 7 €/tCO<sub>2</sub> nel mese di dicembre. Il prezzo medio su base annuale è risultato pari a 13,02 €/tCO<sub>2</sub>. Nel 2011 si evidenzia una forte contrazione dei volumi scambiati rispetto all'anno precedente, passati da circa 270 milioni di tonnellate a circa 45 milioni di tonnellate.

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 9,94 €/tCO<sub>2</sub>, con

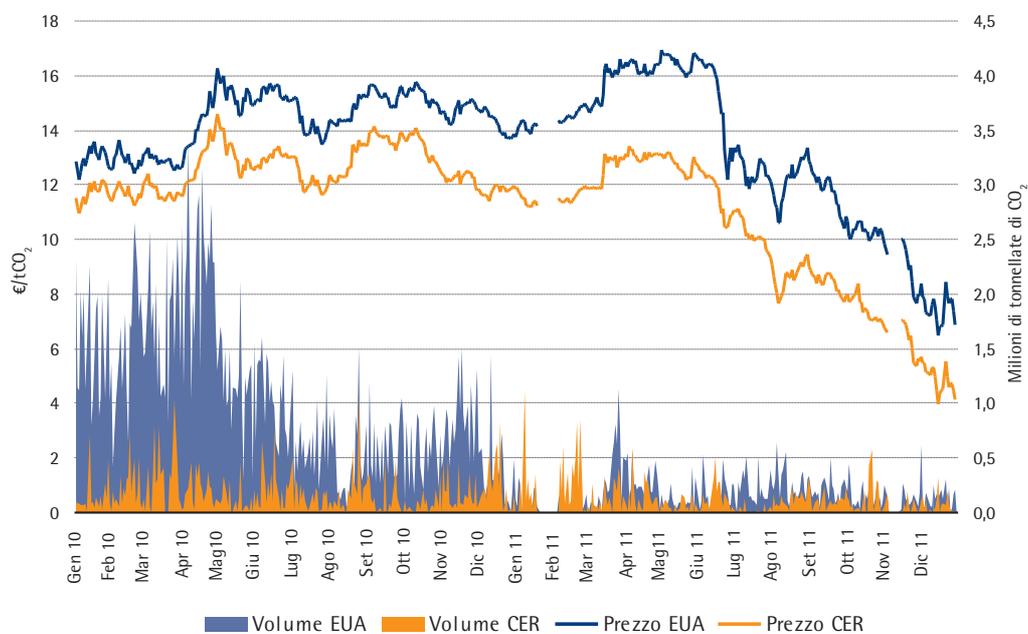
uno spread rispetto al prezzo dei permessi EUA che ha raggiunto il punto massimo nel mese di giugno (4,15 €/tCO<sub>2</sub>). Anche in questo caso si è registrata una riduzione dei volumi scambiati nel corso del

2011, nell'ordine del 38% circa, risultando questi pari a poco meno di 29 milioni di tonnellate rispetto a circa 46 milioni di tonnellate nell'anno precedente.

**FIG. 1.31**

Andamento dei prezzi spot della CO<sub>2</sub> nella Borsa Bluenext nel 2010-2011

€/tCO<sub>2</sub>; milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Bluenext.

# 2.

Struttura,  
prezzi e qualità  
nel settore elettrico

---

# Domanda e offerta di energia elettrica nel 2011

---

Secondo i primi dati (provvisori) diffusi dal gestore della rete nazionale, nel 2011 la domanda di energia elettrica è aumentata dello 0,6% rispetto all'anno precedente. In particolare, la domanda è risultata pari a 332,3 TWh, in crescita di poco meno di 2 TWh rispetto al 2010. Durante lo stesso periodo, il PIL ha registrato un aumento dello 0,4%. La domanda relativa al 2011 è comunque ancora molto inferiore in confronto a quella registrata nel periodo precedente la crisi, risultando più bassa di circa 7 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 2011, confrontati con gli

analoghi valori registrati nel 2010.

Nel corso del 2011, la produzione nazionale destinata al consumo ha coperto l'86,3% del fabbisogno complessivo, confermando nella sostanza la quota registrata nell'anno precedente (86,6%). La parte restante della domanda è stata soddisfatta mediante importazioni nette dall'estero per 45,6 TWh, in aumento del 3,3% rispetto all'anno precedente, in ragione di un incremento dell'energia ricevuta dall'estero. Con riferimento agli impieghi, il leggero aumento dei consumi al netto delle perdite è da attribuirsi a un moderato incremento della domanda da parte del settore industriale, pari a circa 1 TWh, e del settore terziario, nell'ordine di 0,8 TWh.

## TAV. 2.1

Bilancio dell'energia elettrica nel 2010-2011  
GWh

	2010	2011 <sup>(A)</sup>	VARIAZIONE %
Produzione lorda	302.062	300.389	-0,6%
Servizi ausiliari	11.314	11.223	-0,8%
<b>Produzione netta</b>	<b>290.748</b>	<b>289.166</b>	<b>-0,5%</b>
Ricevuta da fornitori esteri	45.987	47.349	3,0%
Ceduta a clienti esteri	1.827	1.723	-5,7%
Destinata ai pompaggi	4.454	2.518	-43,5%
<b>Disponibilità per il consumo</b>	<b>330.455</b>	<b>332.274</b>	<b>0,6%</b>
Perdite	20.570	20.574	0,0%
<b>Consumi al netto delle perdite</b>	<b>309.884</b>	<b>311.700</b>	<b>0,6%</b>
Agricoltura	5.610	5.600	-0,2%
Industria	138.439	139.400	0,7%
Terziario	96.284	97.060	0,8%
Domestico	69.551	69.640	0,1%

(A) I dati relativi al 2011 sono provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

## Mercato e concorrenza

### Struttura dell'offerta di energia elettrica

#### Produzione nazionale

Nel corso del 2011 la produzione lorda totale di energia elettrica è risultata pari a circa 300,3 TWh, in diminuzione dello 0,6% rispetto al livello registrato nel 2010. I dati disaggregati per fonte evidenziano un calo della produzione termoelettrica (-3,7%), che è passata da circa 222 TWh nel 2010 a 214 TWh nel 2011 (Tav. 2.2). La produzione di energia elettrica da gas naturale ha riportato una

contrazione del 7,0% rispetto al livello raggiunto un anno prima, mentre è aumentata in misura significativa la generazione elettrica da carbone (+11,1%). Nel 2011 è continuata la contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-9,5%), che segue alla riduzione dell'anno precedente (-37,6%).

La produzione da fonti rinnovabili è aumentata nel 2011 del 9,4% rispetto al livello segnato nel 2010. Tale risultato è stato conseguito nonostante la riduzione della produzione idroelettrica da apporti

TAV. 2.2

Produzione lorda  
per fonte  
nel periodo 2004-2011  
GWh

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011 <sup>(A)</sup>
Produzione termoelettrica	241.626	248.228	256.879	260.323	255.362	219.007	221.808	213.676
Solidi	45.518	43.606	44.207	44.112	43.074	39.745	39.734	44.145
Gas naturale	129.772	149.259	158.079	172.646	172.697	147.270	152.736	142.045
Prodotti petroliferi	47.253	35.846	33.830	22.865	19.195	15.878	9.908	8.967
Altro	19.083	19.517	20.762	20.700	20.396	16.113	19.430	18.520
Produzione da fonti rinnovabili	54.531	48.584	50.781	47.899	58.164	69.330	76.965	84.193
Biomassa e rifiuti	4.499	4.845	5.286	5.441	5.966	7.631	9.440	11.320
Eolico	1.847	2.343	2.971	4.034	4.861	6.543	9.126	10.140
Fotovoltaico	4	4	2	39	193	677	1.906	10.730
Geotermico	5.437	5.325	5.527	5.569	5.520	5.342	5.376	5.654
Idroelettrico da apporti naturali	42.744	36.067	36.994	32.815	41.623	49.138	51.117	46.349
Produzione idroelettrica da pompaggi	7.164	6.860	6.431	5.666	5.604	4.305	3.290	2.463
<b>PRODUZIONE TOTALE</b>	<b>303.321</b>	<b>303.672</b>	<b>314.090</b>	<b>313.888</b>	<b>319.130</b>	<b>292.642</b>	<b>302.062</b>	<b>300.332</b>
Per memoria:								
<i>Produzione idroelettrica totale</i>	49.908	42.927	43.425	38.481	47.227	53.443	53.771	48.812

(A) I dati relativi al 2011 sono provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Terna.

naturali (-9,3%) ed è imputabile, oltre che al forte aumento registrato nella generazione da biomassa e rifiuti (+19,9%), fonte eolica (+11,1%) e geotermica (+5,2%), alla crescita esponenziale nella generazione fotovoltaica (+463%), che ha raggiunto circa 10,7 TWh, contro i circa 1,9 TWh dell'anno precedente.

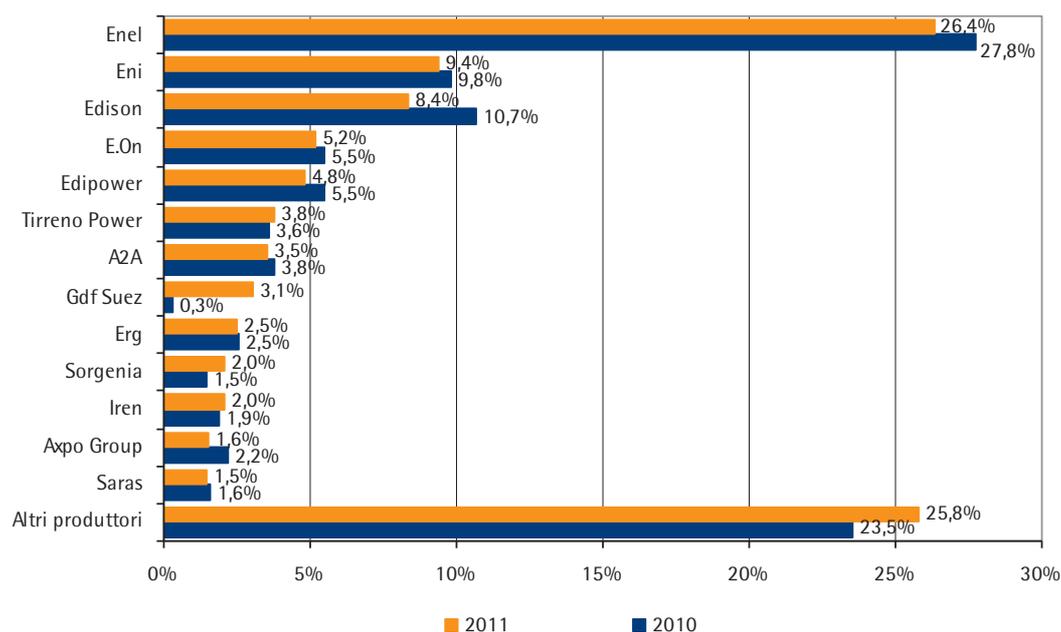
La figura 2.1 riporta le quote di generazione dei principali operatori nel 2011, confrontate con quelle del 2010.

Rispetto a quanto avvenuto negli anni precedenti, prosegue la contrazione della quota di mercato del gruppo Enel (26,4%), rispetto al valore registrato nel 2010 (pari al 27,8%); inoltre, si riducono significativamente la quota di Edison (8,4% nel 2011 contro il 10,7% nel 2010) e, in misura inferiore, le quote di mercato di Eni, E.On ed Edipower. A beneficiare dei maggiori spazi di mercato resi disponibili dai principali produttori sono stati GDF Suez, la cui quota di mercato è balzata dallo 0,3% nel 2010 al 3,1% nel 2011,

e gli operatori di piccole dimensioni. A tale riguardo si segnala che nel corso dell'esercizio 2011, a seguito dello scioglimento della Joint Venture tra Acea e GDF SUEZ Energia Italia, quest'ultima tra l'altro ha acquisito, in virtù della scissione non proporzionale di Acea Electrabel Produzione, il 100% di tale società ora denominata GDF Suez Produzione, che attualmente possiede, direttamente o indirettamente, tre impianti di produzione termoelettrica a ciclo combinato. Anche gli impianti eolici detenuti da Acea Electrabel Produzione sono passati a GDF Suez Energia Italia, che ha inoltre acquisito interamente e poi incorporato la società Eblacea, aumentando di conseguenza la sua partecipazione in Tirreno Power fino al 50%. Il calcolo dell'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI), con generazione lorda, evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato, in linea con la tendenza degli scorsi anni. L'indice relativo al 2011 assume un valore pari a 967, contro un

**FIG. 2.1**

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda  
 Confronto 2010-2011;  
 dati in percentuale



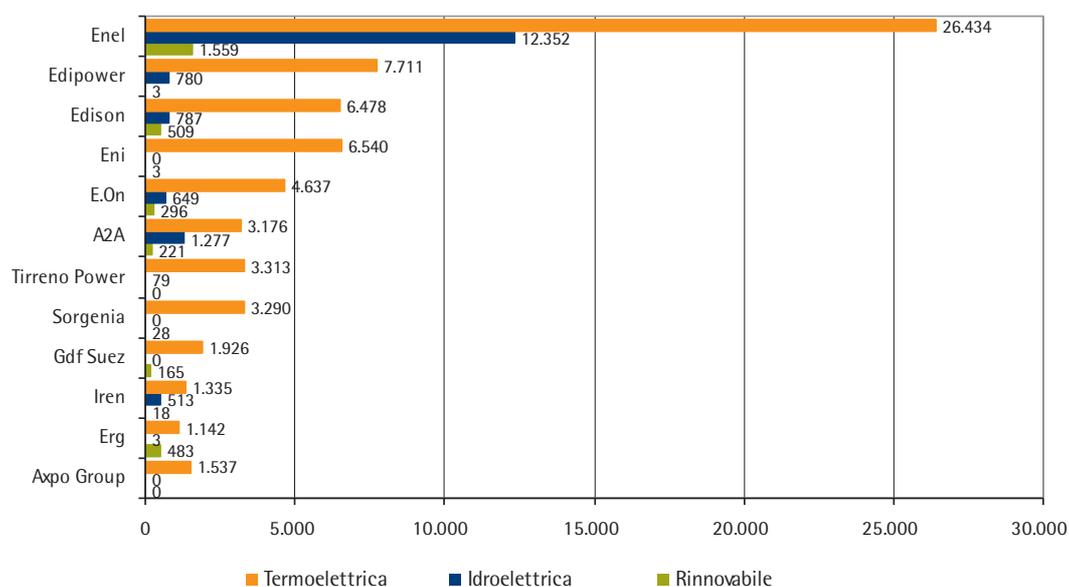
Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

livello pari a 1.097 nel 2010. Gli impianti termoelettrici dei principali sei operatori hanno garantito nel 2011 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 dei maggiori gruppi nel 2011  
 MW



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

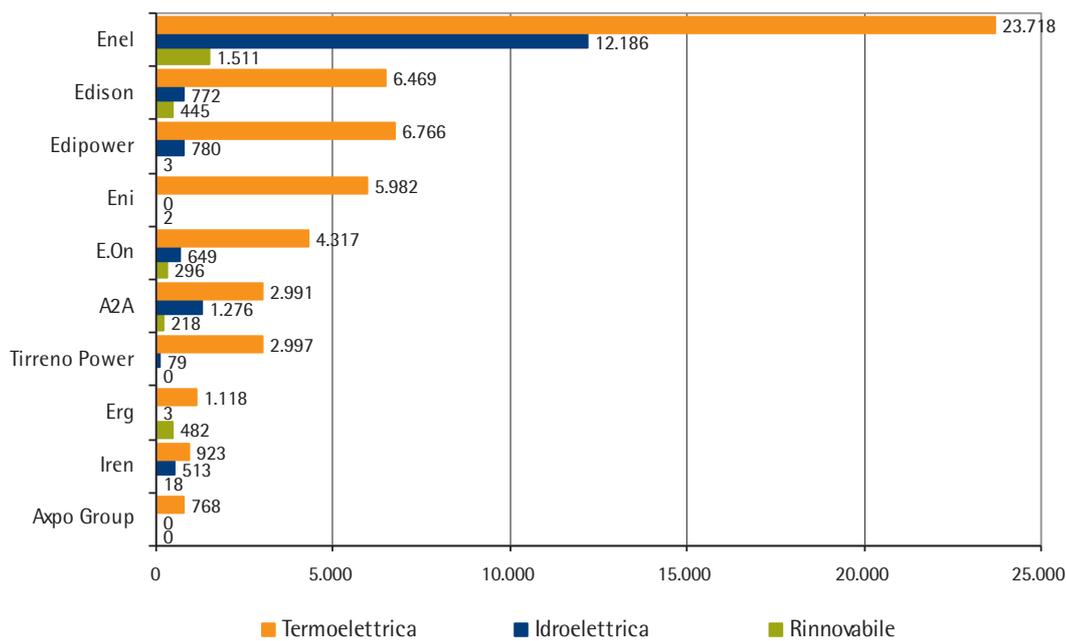


FIG. 2.3

Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) dei maggiori gruppi nel 2011  
MW

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.3 evidenzia la disponibilità di potenza lorda e la dinamica nel tempo della disponibilità netta del parco impianti termoelettrico, idroelettrico e rinnovabile, come risulta dalle dichiarazioni degli operatori che hanno risposto all'Indagine

dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Dal 2000 a oggi, la potenza complessivamente installata raddoppia, con un forte incremento della potenza netta sia termoelettrica (+38 GW circa) sia rinnovabile (+11 GW circa).

	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMOELETTRICA	TOTALE
Potenza lorda	22,5	11,6	75,6	109,6
Potenza netta	22,2	11,3	72,2	105,8
- di cui:				
fino al 1975	12,7	0,0	7,7	20,4
dal 1975 al 1990	3,6	0,1	9,0	12,6
dal 1990 al 2000	2,4	0,5	17,2	20,1
dopo il 2000	3,6	10,7	38,4	52,6

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.3

Potenza lorda e netta in Italia dal 1975 a oggi  
GW

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, prosegue la riduzione, seppure limitata, della quota di mercato del gruppo Enel (da 28,4% a 27,7%); inoltre diminuisce in modo significativo la quota del gruppo Edison (da 11,2% nel 2010 a 9% nel 2011). Ad avvantaggiarsi della contrazione delle quote di mercato dei suddetti operatori non sono i maggiori concorrenti (i gruppi Eni, E.On ed Edipower

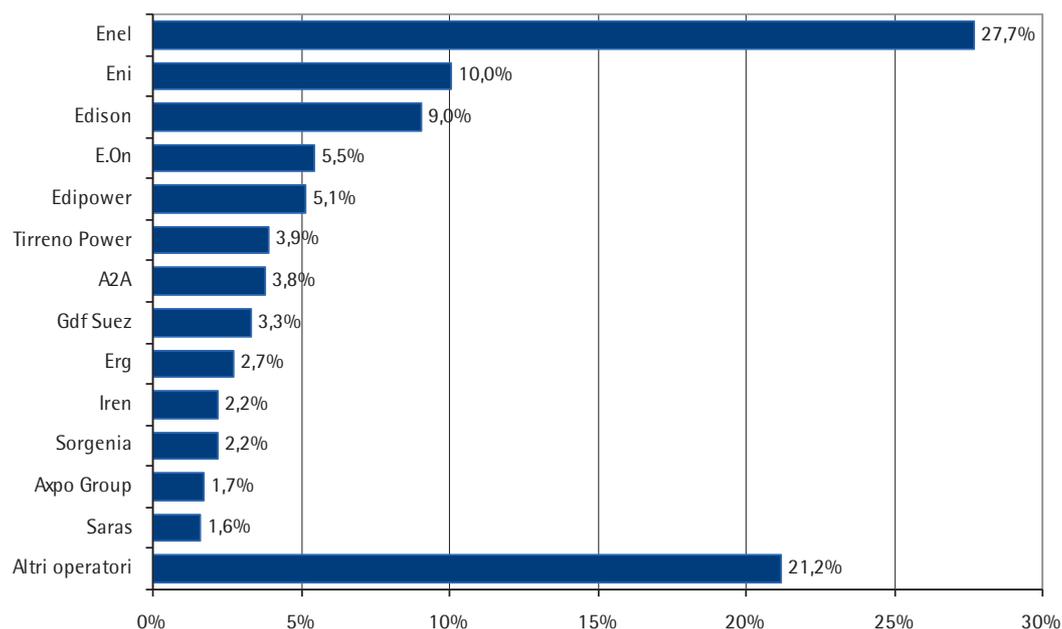
registrano moderate riduzioni delle proprie quote), ma gli operatori di dimensione inferiore. La società GDF Suez vede aumentare in modo esponenziale il proprio contributo alla produzione di energia elettrica destinata al consumo (da 0,3% nel 2010 a 3,3% nel 2011) per effetto delle citate operazioni societarie.

Nel complesso il grado di concentrazione del mercato della generazione destinata al consumo registra, per effetto delle variazioni delle quote detenute dagli operatori, una riduzione rispetto all'anno precedente, in linea con il trend degli ultimi anni. In particolare, l'indice HHI nel 2011 risulta pari a 1.077, in diminuzione dal valore di 1.163 segnato nel 2010.

**FIG. 2.4**

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione di energia elettrica destinata al consumo nel 2011

Dati in percentuale



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.4 mostra il contributo percentuale dei principali gruppi alla generazione termoelettrica nazionale, con riferimento ai principali combustibili convenzionali, sulla base delle dichiarazioni degli operatori che hanno risposto all'Indagine dell'Autorità. Enel si conferma il primo produttore di energia elettrica da fonti convenzionali, con una presenza molto elevata nella generazione da carbone (74,8% 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, in base alle dichiarazioni pervenute dagli operatori, Enel si conferma primo operatore nazionale nella generazione elettrica da fonte idroelettrica (40%) e da fonte geotermica (100%). Nel comparto della produzione di energia elettrica da fonte eolica e solare, la produzione risulta ripartita tra una platea ampia di operatori. La società A2A si conferma primo operatore nazionale nella generazione di energia elettrica da biomassa, biogas e rifiuti solidi (Tav. 2.5).

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI <sup>(A)</sup>	GAS NATURALE	ALTRE FONTI <sup>(B)</sup>
Enel	74,8	22,2	13,4	0,6
Eni	0,0	15,4	17,1	17,6
Edison	0,0	0,0	12,7	21,1
E.On	9,6	4,7	6,4	0,0
Edipower	3,1	37,7	6,2	0,0
Tirreno Power	8,2	0,0	5,3	0,0
Gdf Suez	0,0	0,0	6,4	0,0
Erg	0,0	4,0	2,1	18,4
A2A	4,3	0,0	3,1	0,0
Sorgenia	0,0	0,0	4,4	0,0
Iren	0,0	0,4	3,6	0,1
Altri operatori	0,0	15,6	19,4	42,2
<b>TOTALE</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

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

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

#### TAV. 2.4

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2011

Dati in percentuale

#### TAV. 2.5

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2011

Dati in percentuale

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	SOLARE	BIOMASSA, BIOGAS E RIFIUTI
Enel	40,4	100,0	8,6	2,6	3,5
A2A	6,6	0,0	0,0	0,0	14,3
Hydro Dolomiti Enel	6,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Edison	5,0	0,0	7,1	1,0	0,9
C.V.A.	5,5	0,0	0,0	1,0	0,0
Edipower	5,2	0,0	0,0	0,2	0,0
SF Energy	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0
E.On	3,4	0,0	5,6	0,0	0,0
Iren	2,2	0,0	0,0	0,1	1,1
Ital Green Energy Holding	0,0	0,0	0,0	0,2	11,8
Sel	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Altri operatori	17,9	0,0	78,7	94,9	68,4
<b>TOTALE</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.6 descrive la ripartizione regionale dei produttori di energia elettrica che hanno risposto all'Indagine dell'Autorità, in termini di numerosità dei soggetti e di quote di generazione, oltre che di capacità installata, per i tre principali operatori.

Il Trentino Alto Adige è la regione che presenta il maggior numero di operatori in proporzione al numero di abitanti. 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 mostrano quote superiori all'80% sono, in ordine decrescente: Liguria, Valle d'Aosta, Lazio, Marche, Umbria e Sardegna.

In termini di capacità installata Basilicata, Puglia e Lombardia presentano i tassi di concentrazione relativamente più bassi, mentre in Liguria, Valle d'Aosta e Umbria 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 2.6 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 in numerose regioni del Sud si verifica l'opposto.

## TAV. 2.6

Presenza territoriale degli operatori nel 2011

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	22	2	90,9	93,1
Piemonte	284	32	47,2	69,0
Liguria	28	3	97,2	97,4
Lombardia	369	57	37,2	55,4
Trentino Alto Adige	1.050	52	55,6	60,2
Veneto	164	41	71,4	87,5
Friuli Venezia Giulia	72	9	67,3	77,8
Emilia Romagna	141	31	73,1	69,4
Toscana	82	19	67,6	71,1
Lazio	60	13	88,9	89,6
Marche	64	3	87,2	82,8
Umbria	35	3	85,8	92,2
Abruzzo	44	5	56,8	65,8
Molise	25	1	68,7	75,1
Campania	66	6	60,6	63,4
Puglia	296	6	75,0	52,4
Basilicata	45	4	55,2	38,2
Calabria	50	0	69,0	67,6
Sicilia	109	4	66,3	60,6
Sardegna	37	4	84,6	70,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

### Produzione incentivata: energia fotovoltaica

Il programma di incentivazione in Conto energia, attivo a partire dal settembre 2005, è un meccanismo di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

Nel 2011 il Ministero dello sviluppo economico, con decreto 5 maggio 2011, ha modificato il regime di incentivazione del fotovoltaico introducendo, a partire dall'1 giugno 2011, il Quarto conto energia, a sostituzione del Terzo conto energia precedentemente in vigore.

Il Quarto conto energia si riferisce agli impianti fotovoltaici di potenza non inferiore a 1 kW, 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. Il Quarto conto energia stabilisce 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, impianti a concentrazione e impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica.

Il regime di incentivazione si articola su due periodi: un periodo 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 periodo a regime, fino al 2016, con tariffe onnicomprensive.

Nella tavola 2.7 si riportano il numero e la potenza degli impianti in esercizio e che beneficiano del meccanismo di incentivazione in Conto energia. La potenza totale degli impianti in esercizio in Italia al 31 marzo 2011 risulta pari a circa 13 GW, quasi triplicata rispetto al livello registrato un anno prima.

La Puglia evidenzia il maggior livello di potenza installata, pari a 2.218 MW, seguita dalla Lombardia (1.354 MW), dall'Emilia Romagna (1.284 MW), dal Veneto (1.188 MW) e dal Piemonte (1.089 MW).

### TAV. 2.7

Risultati del Primo, Secondo, Terzo e Quarto Conto energia  
Impianti in esercizio al 31 marzo 2012;  
numero e potenza in kW

	CLASSE 1		CLASSE 2		CLASSE 3		CLASSI 4, 5, 6		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	345	949	661	5.981	68	5.212	2	1.440	1.076	13.581
Piemonte	7.896	21.691	12.898	116.498	3.141	252.723	884	697.684	24.819	1.088.595
Liguria	1.418	3.692	1.613	12.460	209	16.517	36	21.629	3.276	54.297
Lombardia	18.452	50.586	24.463	195.182	6.247	499.780	963	609.306	50.125	1.354.853
Trentino Alto Adige	5.872	16.626	7.074	73.159	1.924	134.278	170	75.261	15.040	299.325
Veneto	13.834	38.141	28.167	202.952	4.189	335.939	731	610.495	46.921	1.187.526
Friuli Venezia Giulia	4.633	12.959	11.736	83.450	1.286	95.482	117	111.308	17.772	303.199
Emilia Romagna	11.777	30.856	15.347	130.207	4.067	323.943	951	799.255	32.142	1.284.260
Toscana	6.834	18.379	9.406	79.417	1.570	128.168	324	254.231	18.134	480.195
Lazio	6.900	18.532	10.549	77.288	935	72.983	422	705.891	18.806	874.694
Marche	4.203	11.352	5.727	48.684	1.591	132.831	801	604.587	12.322	797.454
Umbria	3.241	9.102	3.982	32.630	834	59.047	285	223.343	8.342	324.122
Abruzzo	1.816	5.049	5.031	43.051	772	64.533	375	353.386	7.994	466.020
Molise	337	949	1.072	9.344	181	13.227	92	101.338	1.682	124.857
Campania	3.084	8.663	6.353	47.959	680	52.820	204	267.916	10.321	377.358
Puglia	7.359	20.463	13.198	100.909	1.683	116.977	1.735	1.979.826	23.975	2.218.175
Basilicata	1.008	2.856	1.845	17.369	688	40.684	251	164.006	3.792	224.915
Calabria	2.677	7.599	5.823	46.543	522	38.702	184	147.731	9.206	240.575
Sicilia	6.635	18.691	12.303	93.462	1.176	91.049	485	674.810	20.599	878.013
Sardegna	5.935	16.711	8.679	62.986	495	38.870	205	291.226	15.314	409.793
<b>ITALIA</b>	<b>114.256</b>	<b>313.846</b>	<b>185.927</b>	<b>1.479.529</b>	<b>32.258</b>	<b>2.513.762</b>	<b>9.217</b>	<b>8.694.669</b>	<b>341.658</b>	<b>13.001.806</b>

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 dell'11 aprile 2008 definisce il meccanismo di incentivazione per gli impianti solari termodinamici anche ibridi<sup>1</sup> di nuova costruzione ed entrati in esercizio in data successiva al 18 luglio 2008, giorno di pubblicazione della delibera attuativa dell'Autorità 14 luglio 2008, ARG/elt 95/08.

Gli incentivi, calcolati in base alle tariffe riportate nella tavola 2.8,

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 e il 31 dicembre 2012.

Per gli impianti che entreranno in esercizio nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2013 e il 31 dicembre 2014, è prevista una decurtazione delle tariffe pari al 2% per ciascuno degli anni di calendario successivi al 2008 (con arrotondamento alla terza cifra decimale).

#### TAV. 2.8

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. 2.9).

#### TAV. 2.9

Tariffa fissa onnicomprensiva per tipo di fonte rinnovabile  
Tariffe in €/kWh

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.

<sup>1</sup> 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.

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.

### Produzione incentivata: energia CIP6

Nel 2011 l'energia ritirata dal GSE ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e della delibera dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, è risultata pari a 26.693 GWh, corrispondente al 9,2% della produzione nazionale netta (Tav. 2.10). Rispetto al 2010 i ritiri sono diminuiti complessivamente di circa 11 TWh (-29,2%).

L'analisi di dettaglio dell'energia assimilata che beneficia dell'incentivazione CIP6 evidenzia come la riduzione complessiva registrata nel 2011, pari a 9,7 TWh, sia stata determinata in esito al

notevole calo dell'energia CIP6 ritirata da impianti esistenti (-9,5 TWh) e dalla conclusione dei ritiri da nuovi impianti per restanti 0,2 TWh. Nel 2011 l'energia assimilata in convenzione CIP6 ha rappresentato il 10% della generazione termica convenzionale netta, in diminuzione rispetto al valore registrato nel 2010 (14,3%). La riduzione della produzione CIP6 da fonti rinnovabili riportata nel 2011, pari a circa 1,3 TWh, è invece stata determinata in prevalenza da una contrazione della generazione da nuovi impianti. In particolare, nel 2011 si è registrato un calo della generazione da impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU, nonché, previo accertamento, da impianti equiparati (-1,0 TWh), impianti eolici e geotermici (-0,4 TWh) e da impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente fino a 3MW (-0,1 TWh), solo minimamente compensato dall'incremento dell'energia generata da impianti esistenti (+0,2 TWh). Le convenzioni CIP6 relative a impianti per la produzione di energia rinnovabile hanno contribuito al 5,9% della generazione complessiva netta da fonti rinnovabili, in diminuzione rispetto all'8,2% circa del 2010.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
CIP6	48.340	46.462	41.653	36.194	37.707	26.693
di cui assimilata	39.068	38.268	34.224	29.364	31.558	21.806
di cui rinnovabile	9.272	8.194	7.429	6.830	6.149	4.886
Delibera n. 108/97	689	115	54	-	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>49.029</b>	<b>46.577</b>	<b>41.707</b>	<b>36.194</b>	<b>37.707</b>	<b>26.693</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

### TAV. 2.10

Energia ritirata dal GSE nel periodo 2006-2011 (energia CIP6 ed energia di cui alla delibera n. 108/97)  
GWh

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Impianti nuovi	20.465	16.935	13.658	3.139	231	-
Impianti esistenti	18.603	21.333	20.566	26.224	31.328	21.806
<b>TOTALE</b>	<b>39.068</b>	<b>38.268</b>	<b>34.224</b>	<b>29.364</b>	<b>31.558</b>	<b>21.806</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

### TAV. 2.11

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti assimilate nel periodo 2006-2011  
GWh

TAV. 2.12

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti rinnovabili nel periodo 2006-2011  
GWh

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Impianti nuovi	8.958	7.857	7.015	5.527	4.520	3.003
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino, ad acqua fluente oltre 3 MW	987	591	578	375	126	7
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	137	88	84	37	7	1
- di cui impianti eolici e geotermici	2.566	2.217	1.687	1.165	376	14
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	5.198	4.949	4.666	3.950	4.011	2.982
- di cui impianti idroelettrici potenziati	70	13	-	-	-	-
Impianti esistenti	314	337	414	1.303	1.629	1.883
<b>TOTALE</b>	<b>9.272</b>	<b>8.194</b>	<b>7.429</b>	<b>6.830</b>	<b>6.149</b>	<b>4.886</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Nel 2011 i costi totali dei ritiri del GSE per l'energia CIP6 sono stimabili in circa 3,3 miliardi di euro, in prevalenza (circa il 72%) legati alla remunerazione dell'energia CIP6 prodotta da impianti assimilati.

La tavola 2.13 presenta il dettaglio dei costi relativi alle fonti assimilate e rinnovabili incentivate tramite il meccanismo CIP6, per tipologia di produzione. Rispetto all'anno precedente i costi relativi alle fonti assimilate risultano inferiori di circa il 21%, per effetto, da un lato, della riduzione nella quantità ritirata (-29%) e, dall'altro, di un incremento della remunerazione unitaria.

Nel 2011 i costi dell'energia CIP6 sono principalmente ascrivibili ai ritiri da impianti esistenti, per i quali si registra un deciso calo

delle quantità ritirate rispetto all'anno precedente e un incremento della remunerazione unitaria, che è stata pari a circa 107,2 €/kWh. Nessun ritiro risulta invece da nuovi impianti, rispetto ai circa 231 MWh registrati nel 2010. Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, la riduzione dei costi, pari a circa 220 milioni di euro, è stata determinata soprattutto dalla contrazione dei volumi di energia ritirata (-20,5%), cui è corrisposta una sostanziale stabilità della remunerazione unitaria. In particolare, a fronte di un aumento dei costi associati ai ritiri da impianti esistenti per circa 50 milioni di euro, si è assistito a una riduzione dei volumi di energia CIP6 ritirata da impianti nuovi, per una corrispondente contrazione dei costi pari a circa 270 milioni di euro.

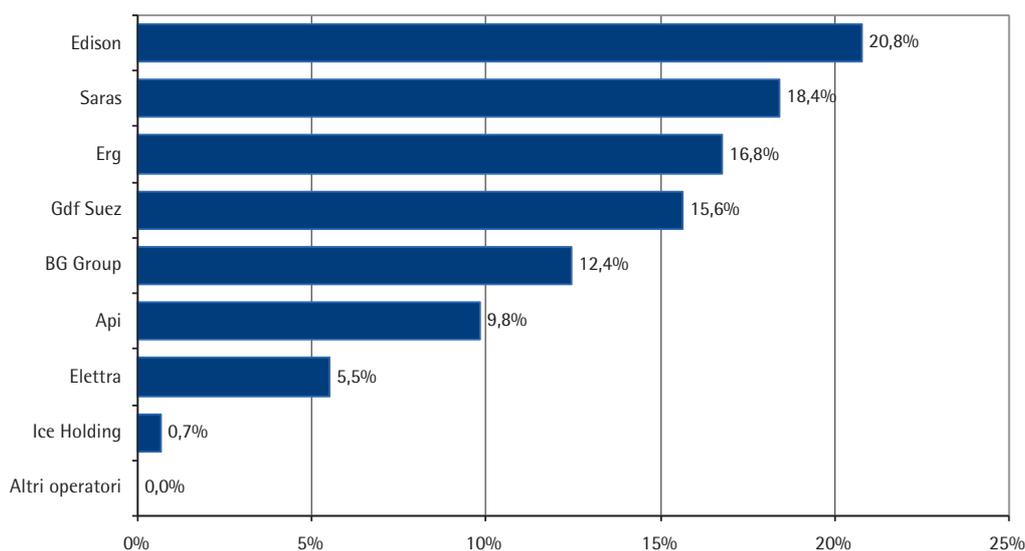
	REMUNERAZIONE TOTALE	QUANTITÀ	REMUNERAZIONE UNITARIA
Fonti assimilate	2.338,5	21.806,4	107,24
Fonti assimilate nuove	-	-	-
Fonti assimilate esistenti	2.338,5	21.806,4	107,24
Fonti rinnovabili	918,3	4.886,2	187,94
Fonti rinnovabili nuove	714,2	3.003,4	237,79
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino, ad acqua fluente oltre 3 MW	0,9	6,6	135,51
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	0,1	0,5	147,30
- di cui impianti eolici e geotermici	2,5	14,1	175,80
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	710,7	2.982,2	238,32
- di cui impianti idroelettrici potenziati	-	-	-
Fonti rinnovabili esistenti	204,1	1.882,8	108,42
<b>TOTALE</b>	<b>3.256,8</b>	<b>26.692,6</b>	<b>122,01</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Per quanto riguarda le fonti assimilate, sulla base delle dichiarazioni degli operatori che hanno risposto all'Indagine dell'Autorità, risulta che otto operatori effettuano la quasi totalità della generazione elettrica in convenzione CIP6; le quote maggiori spettano ai gruppi Edison (20,8%), Saras (18,4%) ed Erg (16,8%). Per i ritiri, invece, dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, la società A2A realizza quasi un terzo (30,9%) della generazione rinnovabile, seguita da

Ital Green Energy Holding (14,1%), Api (7,7%) e International Power (5,8%). Complessivamente i primi dieci operatori coprono oltre l'80% dell'energia totale rinnovabile in convenzione CIP6.

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, il peso della generazione CIP6 è destinato a esaurirsi progressivamente.



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

**TAV. 2.13**

Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2011

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

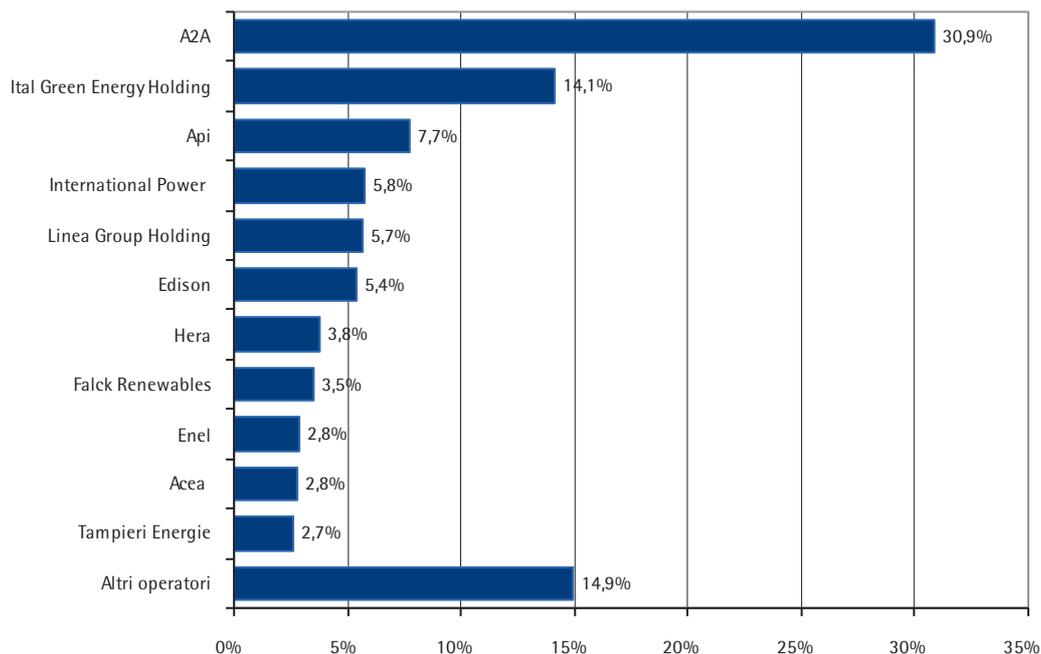
**FIG. 2.5**

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti assimilate nel 2011

Dati in percentuale

**FIG. 2.6**

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti rinnovabili nel 2011  
Dati in percentuale



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

**Importazioni nette**

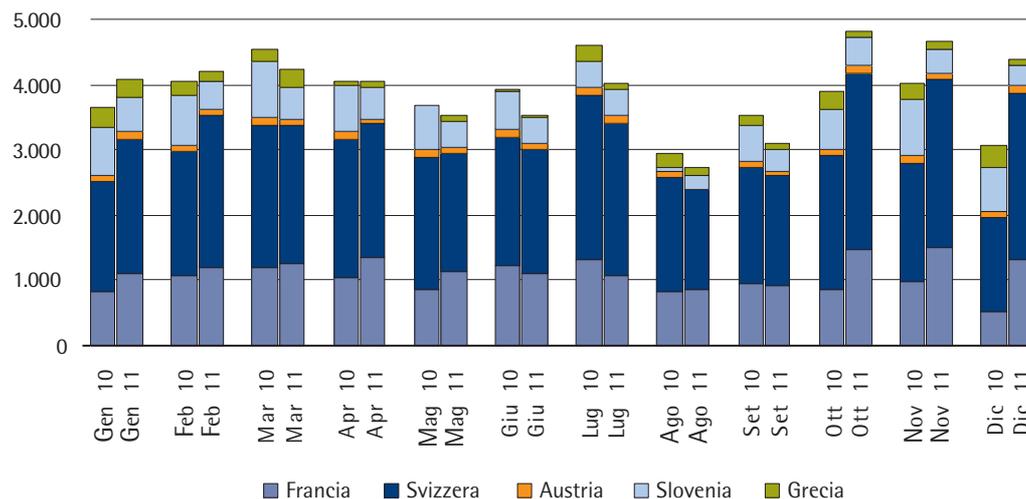
Il saldo estero per il 2011, in base ai dati provvisori di esercizio di Terna, è ammontato a 45.626 GWh, quale differenza tra le importazioni, pari a 47.349 GWh (+3,0% sul 2010), e le esportazioni, pari a 1.723 GWh (-5,7% sul 2010). Nel 2011 esso ha garantito la copertura del fabbisogno nella misura del 13,7%.

L'incremento delle importazioni nel 2011 è legato a un forte aumento dell'energia proveniente dalla Francia (+2.646 GWh) e dalla Svizzera (+2.391 GWh), solo in parte bilanciato da una riduzione delle importazioni dalla Slovenia (-2.717 GWh).

Per quanto riguarda le esportazioni, la diminuzione dei flussi di energia ha riguardato prevalentemente gli scambi con la Francia (-161 GWh).

**FIG. 2.7**

Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2010 e nel 2011  
GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

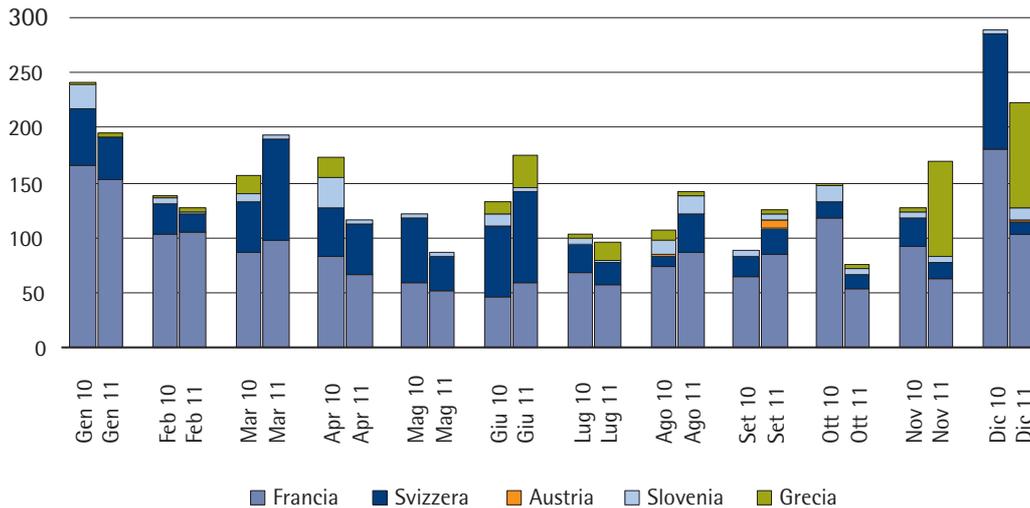


FIG. 2.8

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2010 e nel 2011  
GWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

## Infrastrutture elettriche

### Trasmissione

La società Terna è il principale proprietario della Rete di trasmissione nazionale (RTN) di energia elettrica. Analogamente all'anno precedente, nel 2011 sono risultati attivi nel settore della trasmissione altri dieci operatori di rete.

Nel corso del 2011 si è registrato un leggero incremento delle linee a 380 kV e delle linee con tensione inferiore a 150 kV, in parte

compensato da una riduzione delle linee a 220 kV. Nello stesso anno si è rilevato un significativo incremento delle stazioni con tensione inferiore a 150 kV.

Il 31 dicembre 2011 l'azionista di riferimento di Terna, ovvero la Cassa depositi e prestiti, possedeva una quota azionaria pari al 29,85%; Romano Minozzi ed Enel risultavano detenere, rispettivamente, il 5,6% e il 5,1% del capitale sociale, mentre il restante 59,5% era ripartito tra investitori istituzionali e altri azionisti.

	2009	2010	2011
Numero operatori di rete	9	11	11
Linee 380 kV (km)	10,514	10,560	10,609
Linee 220 kV (km)	11,358	11,308	11,277
Linee ≤ 150 kV (km)	40,311	40,712	40,741
Linee 500 kV a corrente continua (km)	491	949	949
Linee 400 kV a corrente continua (km)	207	255	255
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862
Numero stazioni 380 kV	139	144	150
Numero stazioni 220 kV	151	154	157
Numero stazioni ≤ 150 kV	110	149	163

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

TAV. 2.14

Asset della RTN

Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

## Distribuzione

Tra le operazioni societarie rilevanti nel settore della distribuzione di energia elettrica nel corso del 2011, si evidenzia che a seguito di una scissione parziale di tutti i rami d'azienda, a esclusione di quelli ambientale e idrico, Azienda Sondriese Multiservizi ha ceduto alla beneficiaria Aem Tirano l'attività di distribuzione di energia elettrica con decorrenza 1 gennaio 2011, con contestuale cambio di denominazione sociale da Aem Tirano ad Azienda Energetica Valtellina Valchiavenna (Aevv). Inoltre, in data 1 gennaio 2011 l'Aevv

ha incorporato la Società Servizi Valdisotto, e il Comune di Ossana ha ceduto l'attività di distribuzione di energia elettrica all'impresa SET Distribuzione. Dall'1 gennaio 2011, infine, Enel Distribuzione ha ceduto tutta la rete di distribuzione dell'Alto Adige a Selnat (90% Sel, 10% Enel). I dati provvisori sulla composizione societaria degli operatori di distribuzione evidenziano la prevalenza di soci appartenenti a enti pubblici (40,1%); significativa è anche la quota di persone fisiche (36,1%), in crescita in confronto al 2010, e di società che non operano nel settore energetico (13,5%), in leggero calo rispetto alla precedente rilevazione.

### TAV. 2.15

Composizione societaria  
dei distributori nel 2011<sup>(A)</sup>

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	40,1
Persone fisiche	36,1
Società diverse	13,5
Imprese energetiche nazionali	4,7
Imprese energetiche locali	4,4
Flottante	0,8
Istituti finanziari nazionali e altri	0,3
<b>TOTALE</b>	<b>100,0</b>

(A) Dati provvisori.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.16 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 si è registrato un moderato incremento della

lunghezza delle reti in bassa e media tensione. Si evidenzia inoltre l'elevato numero di distributori della regione Trentino Alto Adige (70) a fronte di una rete che, in termini di lunghezza, rappresenta l'1,5% circa del totale nazionale.

**TAV. 2.16**

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2011<sup>(A)</sup>  
Lunghezza delle reti in metri

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DISTRIBUTORI <sup>(B)</sup>
Valle d'Aosta	2.671.539	1.524.100	56.600	2
Piemonte	64.648.142	28.739.038	32.281	11
Liguria	21.380.902	6.964.860		1
Lombardia	83.951.488	41.698.742	44.330	10
Trentino Alto Adige	11.937.650	5.745.935	136.705	70
Veneto	62.119.562	26.711.530	22.116	3
Friuli Venezia Giulia	15.178.509	8.128.300	3.844	6
Emilia Romagna	67.420.530	32.144.355	30.654	3
Toscana	58.574.714	26.542.319		2
Lazio	66.339.840	29.147.763	613.546	6
Marche	29.219.657	11.569.102		6
Umbria	19.899.010	8.723.910		2
Abruzzo	25.919.618	10.065.635		7
Molise	7.983.339	3.694.122		1
Campania	60.472.472	24.624.725		3
Puglia	61.544.461	31.509.294		3
Basilicata	15.113.434	9.989.823		1
Calabria	42.642.223	17.783.719		1
Sicilia	78.039.613	36.294.737		11
Sardegna	35.639.198	18.103.341		2
<b>ITALIA</b>	<b>830.695.901</b>	<b>379.705.350</b>	<b>940.076</b>	<b>151</b>

(A) Dati provvisori.

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Complessivamente, i distributori elettrici italiani che hanno risposto all'Indagine sono 134 sui 143 presenti al 31 dicembre 2011, per un volume totale distribuito pari a 286,8 TWh. Enel Distribuzione

è il primo operatore del Paese, con l'86,0% dei volumi distribuiti, seguito da A2A Reti Elettriche (3,9%), Acea Distribuzione (3,2%) e Aem Torino Distribuzione (1,4%). Gli altri distributori detengono

**TAV. 2.17**

Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2011<sup>(A)</sup>  
Volumi distribuiti in GWh

OPERATORE	UTENTI NON DOMESTICI		UTENTI DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
	PUNTI	ENERGIA	PUNTI	ENERGIA	PUNTI	ENERGIA
	DI PRELIEVO	DISTRIBUITA	DI PRELIEVO	DISTRIBUITA	DI PRELIEVO	DISTRIBUITA
Enel Distribuzione	6.641.243	192.939	24.742.825	53.582	31.384.068	246.521
A2A Reti Elettriche	214.612	9.343	901.759	1.742	1.116.371	11.086
Acea Distribuzione	331.951	6.349	1.284.983	2.904	1.616.934	9.253
AEM Torino Distribuzione	139.952	3.026	552.333	940	692.285	3.966
Hera	62.130	2.081	197.724	415	259.854	2.496
Set Distribuzione	61.588	1.738	233.681	380	295.269	2.118
Agsm Distribuzione	36.809	1.535	127.645	274	164.454	1.808
Selnet	26.459	1.588	63.264	141	89.723	1.730
Azienda Energetica Reti	35.684	1.009	112.364	221	148.048	1.230
A.I.M. Servizi a Rete	18.307	1.078	54.079	120	72.386	1.198
Deval	27.702	787	103.060	148	130.762	935
Acegas-Aps	27.781	556	113.992	229	141.773	785
Altri operatori	133.582	2.798	453.412	892	586.994	3.689
<b>TOTALE</b>	<b>7.757.800</b>	<b>224.827</b>	<b>28.941.121</b>	<b>61.988</b>	<b>36.698.921</b>	<b>286.815</b>

(A) Dati provvisori.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

quote inferiori all'1% (Tav. 2.17).

Nella tavola 2.18 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 54 distributori servono meno di 1.000 punti di prelievo.

**TAV. 2.18**

Attività dei distributori nel 2011<sup>(A)</sup>  
Volumi in GWh

CLASSI DI NUMEROSITÀ DEI PUNTI DI PRELIEVO	NUMERO OPERATORI	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	VOLUME DISTRIBUITO	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO MEDIO PER OPERATORE	VOLUME MEDIO PER OPERATORE
> 500.000	4	34.809.658	270.826	8.702.415	67.706
100.000-500.000	6	1.140.160	9.372	190.027	1.562
50.000-100.000	3	225.443	3.281	75.148	1.094
20.000-50.000	8	223.892	1.519	27.987	190
5.000-20.000	20	190.811	1.201	9.541	60
1.000-5.000	39	88.245	495	2.263	13
< 1.000	54	20.712	120	384	2
<b>TOTALE</b>	<b>134</b>	<b>36.698.921</b>	<b>286.815</b>	<b>273.873</b>	<b>2.140</b>

(A) Dati provvisori.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Con riferimento alla clientela domestica, il 90% circa dei punti di prelievo appartiene alla classe di potenza compresa tra 1,5 kW e 3,0 kW, cui corrisponde l'85% circa dei volumi distribuiti. Il prelievo medio nel 2011 è stato pari, per la totalità dei consumatori domestici, a 2.142 kWh (Tav. 2.19).

Per quanto riguarda i clienti non domestici, il 44% circa dei volumi distribuiti nel 2011 ha interessato la clientela allacciata in media tensione e poco più di un quinto la clientela allacciata in alta e altissima tensione. Quasi il 99% dei punti di prelievo afferisce, tuttavia, alla clientela in bassa tensione (Tav. 2.20).

CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	VOLUMI DISTRIBUITI	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO (kWh)
Fino a 1,5 kW	298	654.450	456
Fino a 1.800 kWh	162	605.690	268
1.800-2.640 kWh	66	29.805	2.212
2.641-4.440 kWh	46	12.984	3.571
Oltre 4.400 kWh	20	2.175	9.110
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	4	3.796	1.035
<b>Da 1,5-3,0 kW</b>	<b>52.522</b>	<b>26.021.429</b>	<b>2.018</b>
Fino a 1.800 kWh	12.953	13.502.054	959
1.800-2.640 kWh	15.983	6.598.739	2.422
2.641-4.440 kWh	17.153	4.513.317	3.800
Oltre 4.440 kWh	5.627	862.208	6.526
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	807	545.111	1.480
<b>Oltre 3 kW</b>	<b>9.168</b>	<b>2.265.242</b>	<b>4.047</b>
Fino a 1.800 kWh	755	687.047	1.100
1.800-2.640 kWh	1.249	489.975	2.550
2.641-4.440 kWh	2.388	581.631	4.105
Oltre 4.440 kWh	4.596	446.395	10.297
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	179	60.194	2.969
<b>TOTALE CLIENTI DOMESTICI</b>	<b>61.988</b>	<b>28.941.121</b>	<b>2.142</b>

(A) Dati provvisori.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

### TAV. 2.19

Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2011 per classe di potenza e di consumo<sup>(A)</sup>

Volumi distribuiti in GWh

**TAV. 2.20**

Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2011 per livello di tensione e di potenza<sup>(A)</sup>

Volumi distribuiti in GWh

LIVELLO DI TENSIONE E CLASSE DI POTENZA	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI DISTRIBUITI
Bassa tensione	7.651.288	77.211
di cui:		
- utenze soggette a regimi tariffari speciali	220	2
- illuminazione pubblica	258.578	6.125
Altri usi	7.392.490	71.085
di cui:		
- fino a 1,5kW	1.481.687	1.163
- da 1,5 kW a 3 kW	2.052.026	3.369
- da 3 kW a 4,5 kW	368.016	1.290
- da 4,5 kW a 6 kW	1.311.311	5.876
- da 6 kW a 10 kW	924.969	8.385
- da 10 kW a 15 kW	673.654	10.810
- da 15 kW a 30 kW	373.046	14.018
- da 30 kW a 42 kW	43.735	2.932
- da 42 kW a 50 kW	56.543	5.590
- oltre 50 kW	107.503	17.652
Media tensione	104.983	99.570
di cui:		
- utenze soggette a regimi tariffari speciali	16	69
- illuminazione pubblica	998	351
- altri usi	103.771	99.005
- punti di emergenza	198	146
Alta e altissima tensione	1.529	48.046
di cui:		
- utenze soggette a regimi tariffari speciali	293	4.250
- altri usi	1.232	43.730
- punti di emergenza	4	66
<b>TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI</b>	<b>7.757.800</b>	<b>224.827</b>

(A) Dati provvisori.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

## Connessioni

Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica con la rete di trasmissione, si precisa che i dati di seguito riportati si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2011 da Terna.

Nell'anno 2011 tale operatore ha ricevuto circa 350 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 15 GW, e nello stesso anno ha messo a disposizione più o meno 330 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 12,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 66 giorni lavorativi.

Intorno a 150 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2011, corrispondenti a una potenza totale di circa 5,1 GW, e per solo quattro di questi, corrispondenti a più o meno 330 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD). Inoltre, sono state messe a disposizione tre STMD, corrispondenti a circa 310 MW, con tempi medi per la messa a disposizione della STMD, al netto delle interruzioni consentite, pari a 28 giorni lavorativi. Tutte le STMD messe a disposizione sono state accettate dai richiedenti la connessione, mentre per nessuna di esse è stata realizzata la connessione nell'anno 2011.

Nel 2011 Terna ha effettuato un'unica connessione di cliente passivo, con un tempo di realizzazione dell'intervento pari a 615 giorni lavorativi, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica con le reti di distribuzione, si precisa che i dati riportati di seguito si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2011 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti<sup>2</sup>.

Nell'anno 2011 le imprese distributrici hanno ricevuto più di 150.000 richieste di connessione per impianti di produzione di

energia elettrica da connettere con le reti di bassa e media tensione, corrispondenti a una potenza totale di circa 11,1 GW, e nello stesso anno hanno messo a disposizione intorno a 140.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 8,7 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 16 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 34 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 53 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Poco meno di 116.000 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2011, corrispondenti a una potenza totale di circa 4,2 GW.

Nell'anno 2011 sono state realizzate più di 97.000 connessioni, corrispondenti a circa 1,8 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 18 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici<sup>3</sup>;
- 37 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi<sup>4</sup>.

Nell'anno 2011 le imprese distributrici hanno ricevuto 75 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere con le reti di alta tensione, corrispondenti a una potenza totale di circa 890 MW, e nello stesso anno hanno messo a disposizione 44 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 600 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 44 giorni lavorativi.

Trentuno preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2011, corrispondenti a una potenza totale di circa 350 MW, e per solo due di questi, corrispondenti a circa 20 MW,

<sup>2</sup> Tra le imprese distributrici con più di 100.000 clienti, alla data del 24 maggio 2012:

- Acea Distribuzione, Aem Torino Distribuzione, Azienda Energetica Reti, Enel Distribuzione, Hera e Set Distribuzione hanno inviato all'Autorità le informazioni, per l'anno 2011, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica;
- A2A Reti Elettriche, Acegas-Aps, Agsm Distribuzione e Deval non hanno ancora inviato all'Autorità le informazioni, per l'anno 2011, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica.

<sup>3</sup> I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguita con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

<sup>4</sup> I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD. Inoltre, è stata messa a disposizione una STMD, corrispondente a circa 7 MW, con un tempo per la messa a disposizione, al netto delle interruzioni consentite, pari a sei giorni lavorativi. La STMD messa a disposizione è stata accettata dal richiedente la connessione, ma questa non è stata realizzata nel medesimo anno. Con riferimento

agli utenti passivi, sulla base di stime preliminari, nel corso del 2011 sono state effettuate poco più di 330.000 connessioni con le reti di distribuzione, per la quasi totalità in bassa tensione. Il tempo medio per effettuare tali connessioni è risultato pari a 13,5 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a poco più di nove giorni lavorativi.

### TAV. 2.21

Numero di connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2011<sup>(A)</sup>

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO CONNESSIONI	TEMPO MEDIO (GIORNI LAVORATIVI) <sup>(B)</sup>
Bassa tensione	331.702	9,1
Media tensione	1.690	24,7
<b>TOTALE</b>	<b>333.392</b>	<b>13,5</b>

(A) Dati provvisori.

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

## Mercato all'ingrosso

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE), articolato nel Mercato del giorno prima (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) e nel Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) con obbligo di consegna fisica dell'energia. 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. 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). A partire da gennaio 2011 tale mercato si articola in quattro sessioni, con orari di chiusura diversi e in successione.

L'MSD ha per oggetto l'approvvigionamento da parte di Terna delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema, per la risoluzione delle congestioni intrazonali, la creazione delle riserve di energia e il bilanciamento in tempo reale. L'MSD si articola in fase di programmazione (MSD *ex ante*) e Mercato del bilanciamento (MB). L'MSD *ex ante* e l'MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. L'MSD *ex ante*, in particolare, si articola in tre sottofasi di programmazione, mentre l'MB è organizzato in cinque sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione.

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, 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.

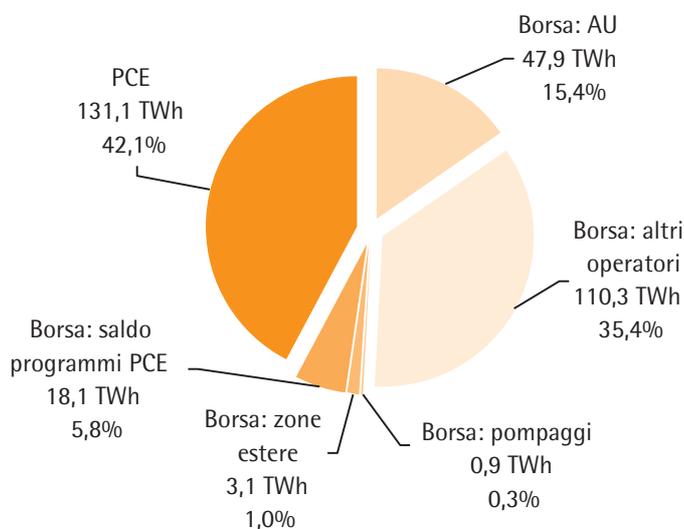
Da ultimo si evidenzia che gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la Piattaforma conti energia (PCE)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

#### Borsa elettrica: domanda nel Mercato del giorno prima

Nel 2011 la domanda di energia elettrica nel Sistema Italia è stata pari a 311,5 TWh, in diminuzione del 2,2% rispetto al 2010.

La domanda nazionale si è ridotta del 2,1%, in ragione soprattutto di una forte contrazione dei volumi acquistati nella zona Nord (-4,0%). In controtendenza, la domanda in Sardegna è invece cresciuta a livelli molto sostenuti (+14,3%). In netto calo, se paragonata al 2010, risulta anche la domanda estera (-8,1%).

Le operazioni sulla Borsa elettrica hanno raggiunto i 180,3 TWh, in diminuzione del 9,6% rispetto all'anno precedente; la liquidità del mercato si è pertanto attestata al 57,9%, inferiore di poco meno di cinque punti percentuali rispetto al 2010. Alla riduzione della domanda di Borsa ha contribuito in maniera determinante la contrazione degli acquisti effettuati dagli operatori diversi dall'Acquirente unico, passati da 134,3 TWh a 110,3 TWh (-17,9%). La domanda sottostante i contratti bilaterali, al contrario, ha registrato un incremento di circa 12 TWh (+10,1%), a seguito di un forte aumento della domanda espressa dagli operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico (+28,4%). In riduzione sono invece risultati gli acquisti effettuati da quest'ultimo tramite contratti bilaterali (-12,1%).



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

**FIG. 2.9**

Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2011

#### Borsa elettrica: offerta nel Mercato del giorno prima

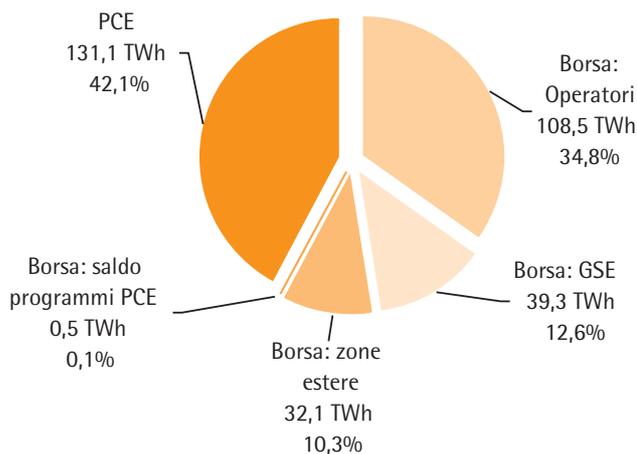
L'andamento dei volumi offerti in Borsa evidenzia un calo del 10,3% delle proposte degli operatori nazionali rispetto al 2010, risultando queste nell'ultimo anno pari a 108,5 TWh. In forte riduzione sono

anche le offerte del GSE (-15,8%), passate da 46,7 TWh nel 2010 a 39,3 TWh nel 2011.

Con riferimento alla PCE, a un forte aumento dell'offerta nazionale (+11,4%) si è accompagnato un significativo incremento dell'offerta estera (+4,0%), attestatasi a 17,8 TWh nel 2011.

**FIG. 2.10**

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2011



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

**Borsa elettrica: risultati sul Mercato del giorno prima**

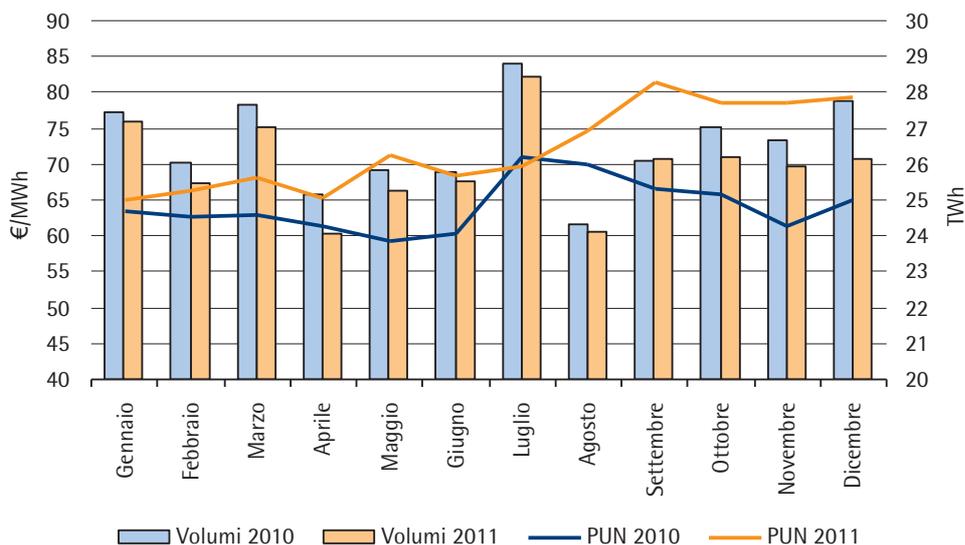
La Borsa elettrica italiana ha registrato per il 2011 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 72,23 €/MWh, in forte aumento rispetto all'anno precedente (+12,6%). L'incremento è risultato particolarmente accentuato nelle ore fuori picco<sup>5</sup>, con riferimento alle quali il prezzo medio è aumentato di più di 9 €/MWh rispetto all'anno precedente.

Il prezzo medio mensile più elevato è stato rilevato nel mese di settembre, quando ha superato gli 81 €/MWh, mentre il picco di domanda mensile si è confermato nel mese di luglio (28,4 TWh).

Con riferimento ai prezzi medi di vendita, si è registrata una leggera riduzione dello spread tra prezzo massimo e prezzo minimo zonale rispetto al 2010. Lo spread, in particolare, è risultato pari a circa 24 €/MWh, come differenza tra il prezzo medio registrato in Sicilia (93,11 €/MWh) e quello nella macrozona Sud (69,04 €/MWh); nel 2010 lo spread, calcolato considerando le stesse due macrozone, era pari a poco meno di 31 €/MWh. Analizzando le variazioni tendenziali su base annuale, emerge un aumento generalizzato del prezzo medio in tutte le zone, particolarmente accentuato nella macrozona Sud (+17,0%). La Sicilia è invece risultata la zona caratterizzata dall'incremento più moderato del prezzo medio di vendita (+3,8%).

**FIG. 2.11**

Andamento del Prezzo unico nazionale e volumi scambiati nel 2010 e nel 2011  
€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

<sup>5</sup> Sulla base della definizione adottata dal GME, le ore fuori picco comprendono tutte le ore dei giorni festivi e, nei giorni lavorativi, le ore comprese tra le 0.00 e le 8.00 e tra le 20.00 e le 24.00.

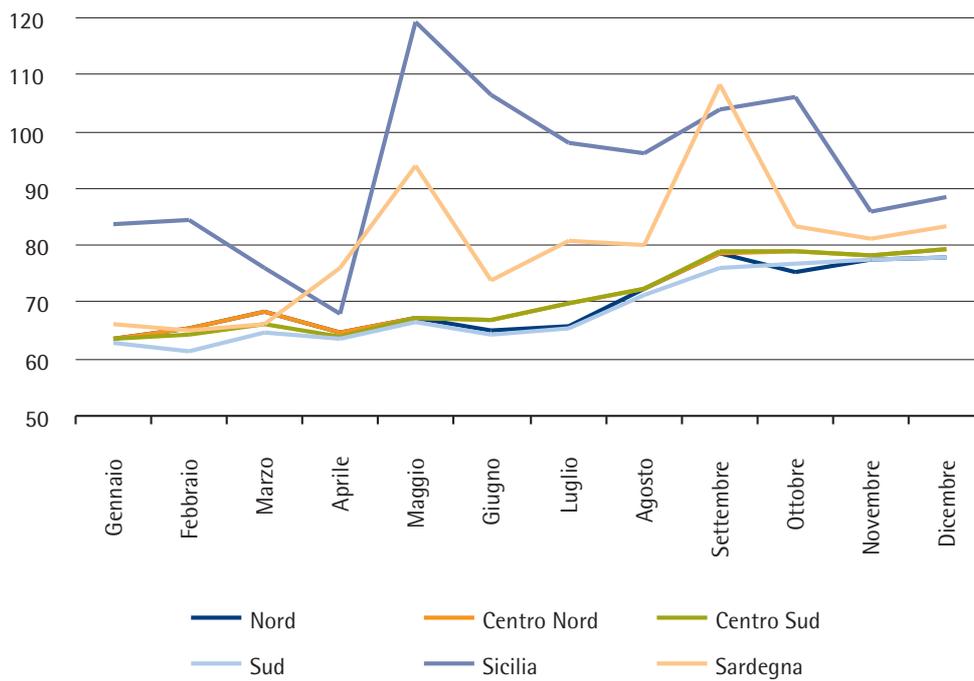


FIG. 2.12

Andamento mensile  
dei prezzi zionali nel 2011  
€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

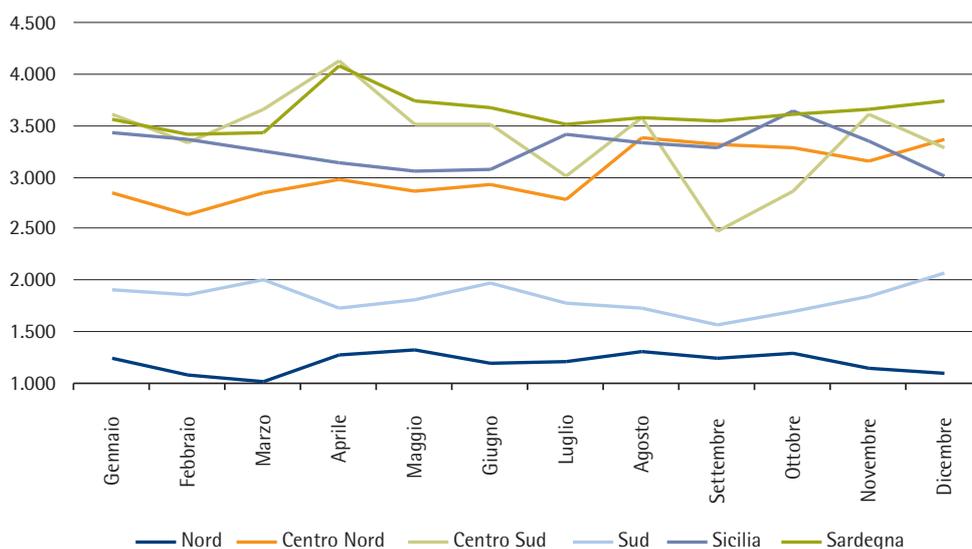
#### Borsa elettrica: indicatori di concentrazione nel Mercato del giorno prima

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 1.205), mentre più critica risulta la situazione in Sicilia (HHI medio pari a 3.278) e in Sardegna (HHI medio pari a 3.627).

FIG. 2.13

Valori dell'indice HHI  
nel 2011



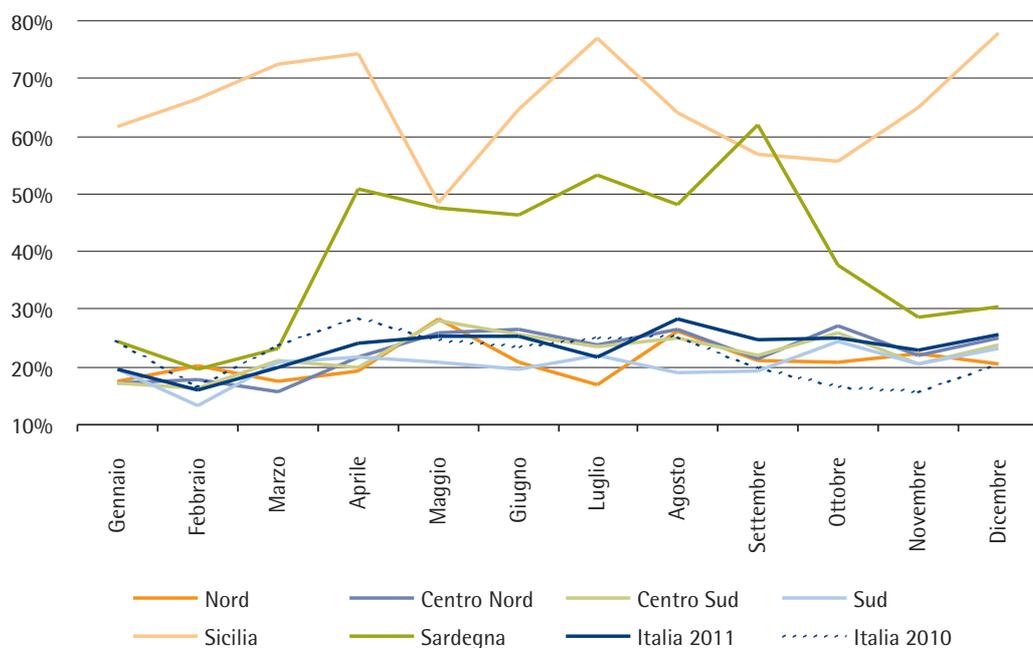
Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

L'indice di operatore marginale a livello di Sistema Italia, calcolato con riferimento ai volumi, mostra un leggero incremento rispetto al 2010, mentre la percentuale dei volumi complessivamente scambiati sui quali il primo operatore ha fissato il prezzo è stata

mediamente del 22% circa nel 2010; tale quota ha superato il 23% nel 2011. A livello zonale, le condizioni di maggiore criticità si evidenziano in Sicilia (indicatore in media pari al 65% circa) e in Sardegna (indicatore in media pari al 39% circa).

**FIG. 2.14**

Valori dell'indice di operatore marginale: quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo il primo operatore a livello zonale



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

**Borsa elettrica: risultati sul Mercato infragiornaliero**

Nel corso del 2011 nel MI1 e nel MI2 sono stati scambiati rispettivamente 14,5 TWh e 5,4 TWh di energia. Il prezzo medio di acquisto nel MI1 è risultato pari a 71,22 €/MWh, quello nel MI2

pari a 70,17 €/MWh.

A livello zonale, tanto nel MI1 quanto nel MI2 il prezzo medio massimo è stato registrato in Sicilia (rispettivamente 90,16 €/MWh e 80,02 €/MWh), quello più basso nella zona Sud (rispettivamente 67,42 €/MWh e 66,76 €/MWh).

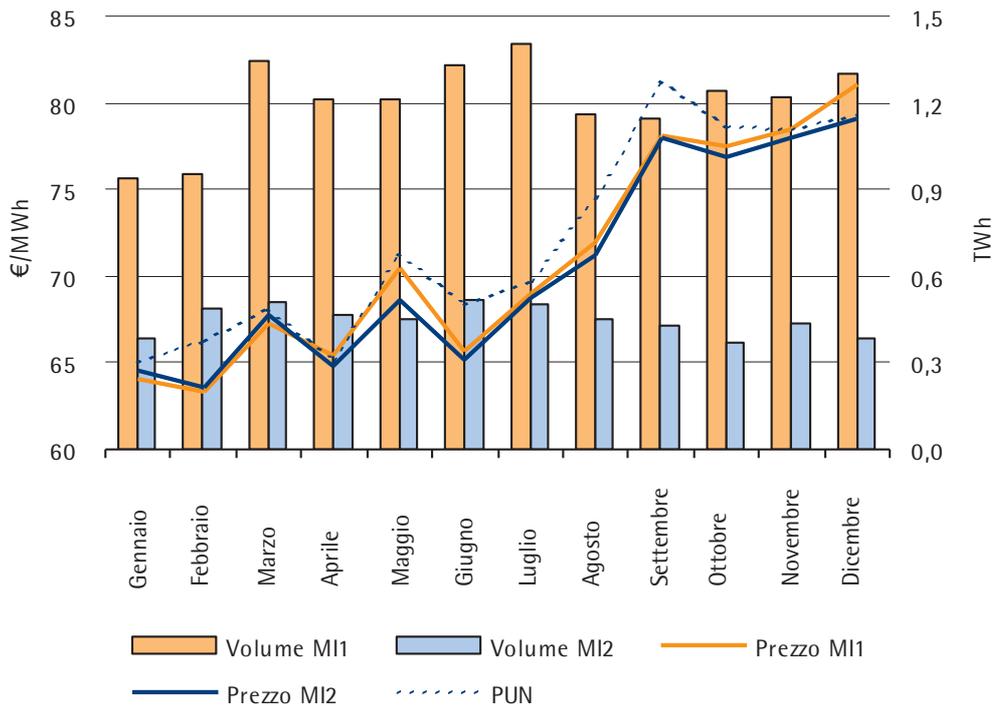


FIG. 2.15

Andamento dei prezzi e delle quantità sul Mercato infragiornaliero nel 2011  
€/MWh; TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

### Borsa elettrica: Mercato per il servizio di dispacciamento

Per quanto riguarda l'MSD, i dati ufficiali relativi al 2011 sono disponibili con riferimento al mercato *ex ante*. Gli acquisti a salire sono risultati pari a 4,7 TWh, in diminuzione del 32,1% rispetto al 2010.

Un picco negli acquisti è stato registrato nel mese di gennaio, quando essi hanno raggiunto 0,5 TWh di energia. Le quantità scambiate a scendere sono invece state pari a 4,9 TWh, in forte riduzione in confronto all'anno precedente (-67,1%). Il punto di massimo in termini di volumi scambiati è stato toccato nel mese di luglio (0,7 TWh).

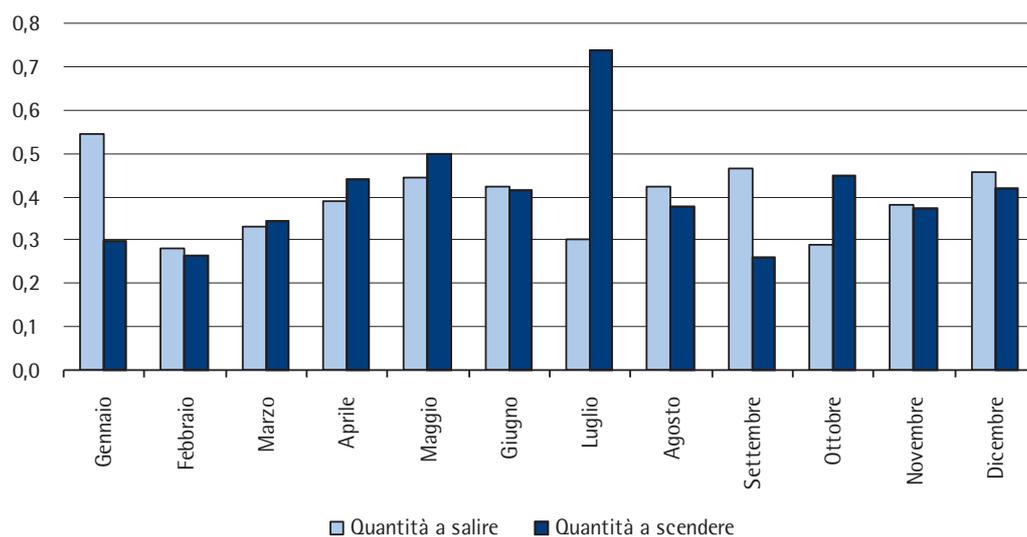


FIG. 2.16

Quantità sul Mercato del servizio di dispacciamento *ex ante* nel 2011  
TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

### Borsa elettrica: confronto con le principali Borse europee

Nel corso del 2011 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 Omel (+34,9%) e in modo rilevante anche su EPEX Germania (+14,9%) e IPEX (+12,6%), mentre i prezzi su Nordpool hanno registrato una significativa diminuzione (-11,3%), in ragione dei livelli particolarmente elevati raggiunti nel 2010 a seguito delle anomale

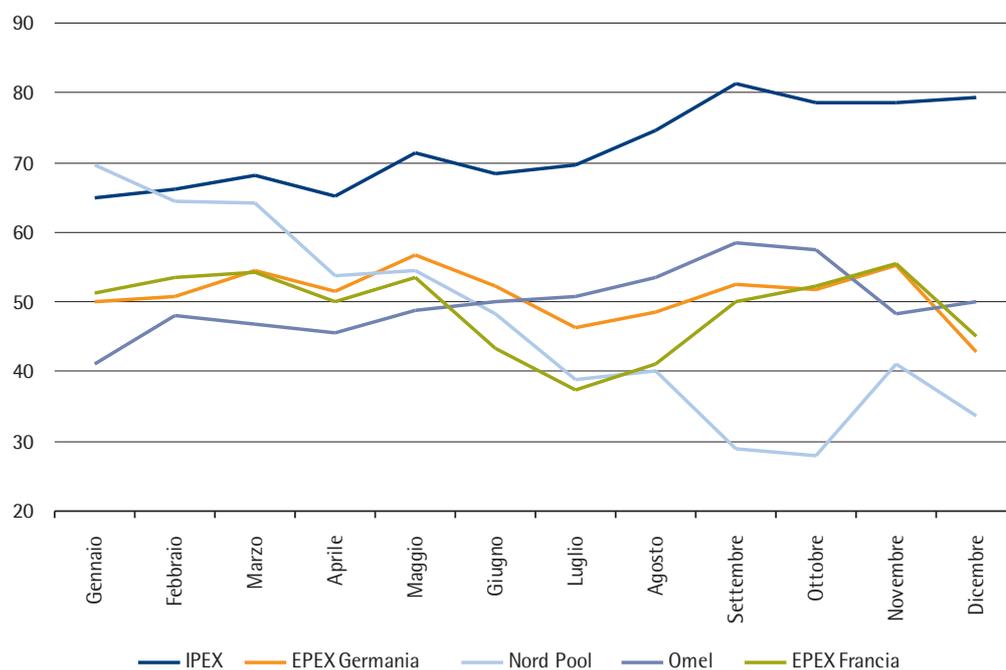
condizioni climatiche verificatesi nell'anno.

In ragione di tali dinamiche, quest'ultima Borsa ha fatto registrare nel 2011 il prezzo medio inferiore su base annuale (47,05 €/MWh), mentre il prezzo medio sulla Borsa italiana continua a rimanere il più elevato, con un differenziale che supera i 25 €/MWh rispetto alla Borsa scandinava e supera i 20 €/MWh in confronto a tutte le altre principali Borse. Con riferimento al 2010 lo scarto tra il prezzo nella Borsa italiana e quello nella Borsa con prezzo inferiore, Omel, si era attestato a più di 27 €/MWh.

FIG. 2.17

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2011

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 al massimo due mesi 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 2011 relative a contratti bilaterali hanno riguardato 288,1 TWh (+22,6% rispetto all'anno precedente).

Gli operatori hanno registrato prevalentemente contratti non standard (60,3%), i volumi dei quali sono cresciuti del 32,3% rispetto al 2010.

Più contenuto è risultato l'aumento dei volumi scambiati tramite contratti standard (+9,6%), in gran parte *baseload* (87,6 TWh) e, in quota inferiore, *peakload* (13,2 TWh) e *off peak* (8,9 TWh).

### Mercato a termine dell'energia elettrica

L'MTE gestito dal GME è stato istituito nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia. Sull'MTE sono negoziabili contratti della tipologia baseload e peakload con periodi di consegna pari al mese, al trimestre e all'anno. Terminata la fase di negoziazione, i contratti con momento di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla PCE, previa 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 2011 sono stati scambiati 8.228 contratti, corrispondenti a 31,7 TWh di energia, contro i 6,3 TWh scambiati nel 2010; 28,0 TWh di energia sono stati scambiati attraverso contratti baseload, 3,7 TWh tramite contratti peakload.

Per entrambe le tipologie di prodotto gli scambi hanno riguardato in netta prevalenza i prodotti annuali.

DURATA	PRODOTTI BASELOAD	PRODOTTI PEAKLOAD
Mensili	752	125
Trimestrali	4.214	532
Annuali	23.040	3.004
<b>TOTALE</b>	<b>28.007</b>	<b>3.660</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

### TAV. 2.22

Volumi scambiati sul Mercato a termine nel 2011  
GWh

# 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 basata 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 dodici 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 quindici 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 quindici 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 2.23 evidenzia le contrattazioni avvenute nel mercato

### TAV. 2.23

Esiti della contrattazione  
dei certificati verdi nel 2011

Certificati negoziati in MWh;  
prezzo medio in /MWh

TIPOLOGIA DI CERTIFICATI VERDI E ANNO DI RIFERIMENTO	MERCATO GME		BILATERALI	
	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO <sup>(A)</sup>	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO <sup>(A)</sup>
Rinnovabili (2008)	1.168	84,23	490	81,65
Rinnovabili (2009)	53.946	84,85	156.868	68,94
Rinnovabili (2010)	1.588.100	85,11	9.679.868	77,27
Rinnovabili (2011)	2.412.925	80,32	14.319.816	79,56
Teleriscaldamento (2007)	-	-	416	-
Teleriscaldamento (2008)	1.267	82,96	7.219	81,13
Teleriscaldamento (2009)	18.460	83,92	292.662	62,70
Teleriscaldamento (2010)	50.607	80,48	2.508.090	77,78

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

gestito dal GME nel corso del 2011, 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.

Nel corso del 2011, il prezzo medio di vendita nel mercato gestito dal GME, pari a 82,25 €/MWh, è risultato superiore del 5% rispetto a quello relativo alle contrattazioni bilaterali (78,33 €/MWh).

La liquidità del mercato organizzato si è attestata al 13% circa, in leggero aumento rispetto al 2010 (10% circa).

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<sup>6</sup>.

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 2011, 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 2005-2010. 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<sup>7</sup>. 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.

<sup>6</sup> 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 alle condizioni di ritiro dedicato di energia rinnovabile. Ai sensi della delibera 6 novembre 2007, 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.

<sup>7</sup> 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 2010, 4,3 Mtep nel 2011, 5,3 Mtep nel 2011 e 6,0 Mtep nel 2012.

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 progetti 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 stabilito 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 2010, 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 2011 sono stati scambiati nel mercato organizzato 1.276.797 TEE, in prevalenza del tipo I (57,4%). Considerando anche gli scambi su base bilaterale, che hanno riguardato 2.819.736 TEE, in totale sono stati negoziati TEE corrispondenti a un risparmio di poco superiore a 4 milioni di tep; la liquidità del mercato organizzato è risultata del 31% circa, sostanzialmente in linea con la percentuale registrata nel 2010.

## TAV. 2.24

Esiti della contrattazione nel mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2011  
Quantità in tep; prezzi in €/tep

TIPOLOGIA	MERCATO GME		BILATERALI	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
I	732.603	100,13	1.625.576	77,72
II	414.728	101,16	758.260	88,28
III	129.466	103,12	435.900	97,91

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

---

# Mercato finale della vendita

---

La tavola 2.25 presenta la ripartizione delle vendite finali di energia elettrica nel 2011 (esclusi gli autoconsumi e le perdite di rete) e del numero totale dei clienti (approssimato dal numero dei 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. Nonostante la natura provvisoria dei dati utilizzati, sia di fonte Terna sia dell'Indagine annuale condotta dall'Autorità presso gli operatori, si presta 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 circa il 92% dei dati provvisori di Terna riferiti ai consumi finali<sup>8</sup>.

Sulla base dei dati dichiarati dagli operatori, la quota del mercato tutelato sul mercato totale si è ridotta sia in termini assoluti sia in termini relativi rispetto all'anno precedente, mentre in crescita risulta la quota del mercato libero. Il servizio di salvaguardia ha

	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO <sup>(A)</sup>
Mercato di maggior tutela	73.503	28.791
Domestico	49.425	24.016
Non domestico	24.078	4.775
Mercato di salvaguardia	5.899	107
Mercato libero	187.316	7.680
Domestico	12.516	4.813
Non domestico	174.800	2.867
<b>MERCATO TOTALE</b>	<b>266.717</b>	<b>36.578</b>

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

## TAV. 2.25

Mercato finale della vendita per mercato e tipologia di cliente nel 2011

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

---

---

<sup>8</sup> Il valore dei consumi finali calcolato da Terna è pari a 311,7 TWh. Se nell'ambito dei dati raccolti dall'Autorità, al totale delle vendite al mercato finale si aggiungono gli autoconsumi e le vendite a clienti finali non allacciati alle reti di distribuzione, si ottiene un valore dei consumi finali pari a 286,4 TWh, che corrisponde al 92% circa del totale di Terna.

**TAV. 2.26**

Vendite al mercato finale per gruppo societario e per tipologia di cliente nel 2011  
GWh

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI		TOTALE
		BT	MT	AT/AAT	
Enel	49.769	36.275	10.456	1.671	98.171
Edison	1.511	4.185	11.243	4.903	21.842
Acea	2.607	3.015	4.670	2.015	12.307
Eni	788	749	4.638	5.241	11.416
A2A	1.657	2.528	2.718	3.556	10.460
Hera	618	3.190	5.665	257	9.730
E.On	345	2.421	4.170	1.435	8.370
Modula	5	675	1.904	4.950	7.535
Iren	985	1.439	3.784	619	6.827
Energetic Source	43	1.645	4.093	468	6.248
Axpo Group	-	386	1.028	4.284	5.698
Egea	24	329	3.165	619	4.138
Exergia	-	1.609	1.437	228	3.275
Dolomiti Energia	429	1.165	1.550	31	3.176
C.I.E.	-	997	1.832	51	2.879
Agsm Verona	267	720	1.296	50	2.333
C.V.A.	144	818	1.096	-	2.058
Azienda Energetica - Etschwerke	213	491	1.025	92	1.822
Assoutility	-	64	1.461	53	1.578
Innowatio	-	80	729	595	1.405
Altri operatori	2.536	14.200	24.607	4.107	45.449
<b>TOTALE OPERATORI</b>	<b>61.941</b>	<b>76.983</b>	<b>92.568</b>	<b>35.224</b>	<b>266.717</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

interessato circa 107.000 utenze, pari più o meno al 2,2% delle vendite complessive.

Nonostante la progressiva contrazione della quota di mercato negli ultimi anni, il gruppo Enel si conferma l'operatore principale nel segmento della vendita finale, con il 37% circa dei volumi complessivamente venduti. Nel segmento non domestico connesso in bassa tensione, Enel si dimostra comunque l'operatore più importante con una quota del 47%.

Al secondo posto nella classifica generale si posiziona il gruppo Edison, con una quota complessiva dell'8,2%, cui contribuiscono in larga misura le vendite ai clienti non domestici connessi in media e in alta tensione. Seguono il gruppo Acea, con una quota del 4,6%, ed Eni, che ha raggiunto una quota del 4,3% quasi

esclusivamente in virtù di vendite a clienti non domestici. I primi dieci operatori (gruppi societari) coprono circa i tre quarti delle vendite complessive.

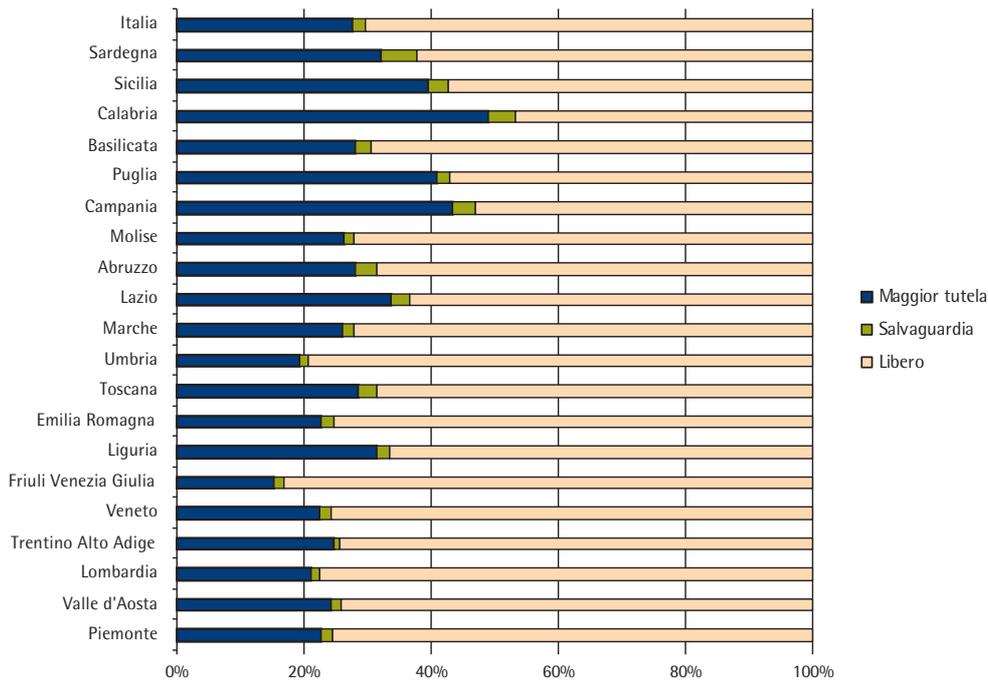
La figura 2.18 illustra la ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale. In particolare, il segmento del mercato libero risulta più ampio nelle regioni settentrionali (con la regione Friuli Venezia Giulia al primo posto), mentre nella maggior parte delle regioni meridionali 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 47% circa.

Sulla base dei dati forniti dai distributori, nel 2011 il tasso di

FIG. 2.18

Vendite al mercato finale  
nel 2011 per regione  
e per tipologia di mercato  
Ripartizione percentuale



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

*switching*<sup>9</sup> complessivo è risultato pari al 22,9%, in termini di volumi distribuiti, e ha coinvolto il 7% della clientela del mercato elettrico (Tav. 2.27).

Il 5,8% dei clienti domestici e l'11,7% dei clienti non domestici risultano aver cambiato fornitore. Con riferimento ai volumi

prelevati, le corrispondenti percentuali salgono, rispettivamente, al 7,1% e al 27,3%. 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. 2.27

Tassi di switching dei clienti finali  
nel 2011

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	7,1%	5,8%
Non domestico:	27,3%	11,7%
di cui:		
- bassa tensione	19,9%	11,4%
- media tensione	30,6%	27,1%
- alta e altissima tensione	32,3%	22,6%
<b>TOTALE</b>	<b>22,9%</b>	<b>7,0%</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

<sup>9</sup> 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.

### Servizio di maggior tutela

Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese<sup>10</sup> 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.

A partire dai dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici,

nel 2011 le vendite ai clienti in maggior tutela sono ammontate a circa 73,5 TWh per quasi 29 milioni di punti di prelievo, in riduzione di più o meno il 6% rispetto al 2010. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 49 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'83% del mercato totale della maggior tutela (intorno a 24 milioni) (Tav. 2.28).

L'88% 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 78% e al 93%.

### TAV. 2.28

Servizio di maggior tutela nel 2011 per tipologia di cliente

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO <sup>(A)</sup>
<b>Domestici residenti fino a 3 kW</b>	<b>38.044</b>	<b>17.454</b>
Monoraria	2.505	1.187
Bioraria volontaria	497	199
Bioraria obbligatoria	35.042	16.068
<b>Domestici residenti oltre 3 kW</b>	<b>5.610</b>	<b>1.298</b>
Monoraria	782	170
Bioraria volontaria	216	50
Bioraria obbligatoria	4.613	1.079
<b>Domestici non residenti</b>	<b>5.771</b>	<b>5.264</b>
Monoraria	451	434
Bioraria volontaria	129	93
Bioraria obbligatoria	5.191	4.737
<b>Illuminazione pubblica</b>	<b>424</b>	<b>22</b>
Monoraria	416	21
Multioraria	8	1
<b>Altri usi fino a 16,5 kW</b>	<b>12.824</b>	<b>4.434</b>
Monoraria	1.355	437
Bioraria	139	32
Multioraria	11.329	3.965
<b>Altri usi oltre 16,5 kW</b>	<b>10.830</b>	<b>319</b>
Monoraria	739	25
Bioraria	48	3
Multioraria	10.043	292
<b>TOTALE</b>	<b>73.503</b>	<b>28.791</b>

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

<sup>10</sup> Ai sensi della delibera 27 giugno 2007, n. 156/07, piccole imprese sono i clienti finali diversi dai clienti domestici aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

Il consumo medio del cliente domestico è risultato poco inferiore ai 2.100 kWh all'anno; per un cliente domestico residente il dato si articola in circa 2.200 kWh con potenza fino a 3 kW, e in 4.300 kWh con potenza oltre i 3 kW, mentre per un consumatore non residente esso è pari a circa 1.100 kWh. Il 64% 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 30% dei consumatori residenti oltre i 3 kW di potenza appartiene alle ultime due classi di consumo (consumi superiori a 5.000 kWh/anno). Per quanto riguarda invece i consumatori non residenti (secondo case) il 65% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) (Tav. 2.29).

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO <sup>(A)</sup>
<b>Domestici residenti fino a 3 kW</b>	<b>38.044</b>	<b>17.454</b>
0-1.000 kWh	1.485	2.892
1.000-1.800 kWh	6.055	4.264
1.800-2.500 kWh	8.640	4.037
2.500-3.500 kWh	11.421	3.889
3.500-5.000 kWh	7.865	1.941
5.000-15.000 kWh	2.522	429
> 15.000 kWh	55	1
<b>Domestici residenti oltre 3 kW</b>	<b>5.610</b>	<b>1.298</b>
0-1.000 kWh	29	57
1.000-1.800 kWh	126	86
1.800-2.500 kWh	301	138
2.500-3.500 kWh	798	265
3.500-5.000 kWh	1.533	366
5.000-15.000 kWh	2.583	376
> 15.000 kWh	241	10
<b>Domestici non residenti</b>	<b>5.771</b>	<b>5.264</b>
0-1.000 kWh	1.162	3.436
1.000-1.800 kWh	1.113	822
1.800-2.500 kWh	834	394
2.500-3.500 kWh	893	304
3.500-5.000 kWh	760	185
5.000-15.000 kWh	806	115
> 15.000 kWh	204	7
<b>TOTALE DOMESTICI</b>	<b>49.425</b>	<b>24.016</b>

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

## TAV. 2.29

Servizio di maggior tutela: vendite ai clienti domestici per tipologia di cliente e per classe di consumo nel 2011

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

La tavola 2.30 propone la ripartizione dei volumi (circa 23,7 TWh) e dei punti di prelievo (circa 4,7 milioni) relativi agli altri usi dell'energia elettrica per classe di consumo. Circa il 79% dei consumatori non domestici (escludendo l'illuminazione pubblica) appartiene alla prima classe di consumo (< 5 MWh/anno) per un volume

corrispondente di consumo pari a quasi un quinto delle vendite totali. Il 93% dei punti di prelievo presenta una potenza inferiore a 16,5 kW per oltre il 54% dei consumi. Poco più della metà dei punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW è caratterizzata in larga misura (86%) da consumi compresi tra 20 e 500 MWh.

### TAV. 2.30

Servizio di maggior tutela:  
vendite a clienti non domestici  
(altri usi) per classe di consumo  
e di potenza nel 2011

Volumi in GWh; numero dei punti  
di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO <sup>(A)</sup>
<b>Altri usi fino a 16,5 kW</b>	<b>12.824</b>	<b>4.434</b>
< 5 MWh	4.378	3.718
5-10 MWh	2.889	416
10-15 MWh	1.700	140
15-20 MWh	1.175	68
20-50 MWh	2.439	88
50-100 MWh	209	4
100-500 MWh	23	0
500-2.000 MWh	8	0
2.000-20.000 MWh	2	0
<b>Altri usi oltre 16,5 kW</b>	<b>10.830</b>	<b>319</b>
< 5 MWh	116	57
5-10 MWh	300	40
10-15 MWh	395	31
15-20 MWh	477	27
20-50 MWh	3.257	100
50-100 MWh	3.090	45
100-500 MWh	3.018	19
500-2.000 MWh	165	0
2.000-20.000 MWh	13	0
<b>TOTALE ALTRI USI</b>	<b>23.654</b>	<b>4.753</b>

(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 140 esercenti. La società Enel Servizio Elettrico resta il principale esercente con una quota di

mercato pari all'85,2%; seguono Acea Energia (4,6%), A2A Energia (3,7%) e Iren Mercato (1,4%). Gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%. (Tav. 2.31)

**TAV. 2.31**

Principali esercenti il servizio di maggior tutela nel 2011

Volumi in GWh; quota percentuale

RAGIONE SOCIALE	VOLUMI	QUOTA %
Enel Servizio Elettrico	62.656	85,2
Acea Energia	3.394	4,6
A2A Energia	2.745	3,7
Iren Mercato	1.054	1,4
Hera Comm	583	0,8
Trenta	501	0,7
Azienda Energetica – Etschwerke	367	0,5
Acegas-Aps Service	263	0,4
Agsm Energia	254	0,3
Vallenergie	177	0,2
A.I.M. Energy	165	0,2
A.E.M. Gestioni	106	0,1
Amet	93	0,1
Umbria Energy	76	0,1
Asm Vendita e Servizi	62	0,1
Gelsia	59	0,1
Altri esercenti	948	1,3
<b>TOTALE</b>	<b>73.503</b>	<b>100</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

### Mercato libero

Nel 2011 il numero di società di vendita attive nel mercato libero si è assestato su livelli analoghi a quelli registrati nel 2010, rispetto a un trend di costante aumento rilevato nel corso del decennio passato. Parallelamente nel 2011 è aumentato in misura moderata il volume medio unitario delle vendite (966 GWh, contro 947 GWh nel 2010), seppure su quote decisamente inferiori rispetto

al 2000 (1.580 GWh).

Il 14% dei principali venditori attivi (28 operatori) nel 2011 ha coperto l'85% circa delle vendite complessive (Tav. 2.32).

Nella tavola 2.33, i dati raccolti dall'Autorità sono ripartiti per tipologia di cliente; il 90% circa dei volumi ha interessato i cosiddetti "altri usi" (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), pari a circa 2,7 milioni di punti di prelievo (35% del totale del mercato libero).

**TAV. 2.32**

Attività dei venditori nel periodo  
2000-2011 per classe di vendita  
GWh

	2000	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Numero di distributori</b>	194	163	151	147	149	137
<b>Numero di venditori attivi</b>	27	135	149	177	193	194
Fino a 10 TWh	1	4	3	2	4	3
5-10 TWh	1	3	5	6	4	9
1-5 TWh	5	24	24	22	20	16
0,1-1 TWh	11	41	41	53	65	62
< 0,1 TWh	9	63	76	94	100	104
<b>Volume venduto (TWh)<sup>(A)</sup></b>	43	182	189	181	183	187
Fino a 10 TWh	21	86	78	68	78	67
5-10 TWh	8	25	37	44	32	63
1-5 TWh	11	55	56	46	45	30
0,1-1 TWh	3	15	16	20	27	26
< 0,1 TWh	0	2	2	2	2	2
<b>Volume medio unitario (GWh)</b>	1.580	1.349	1.267	1.022	947	966
Fino a 10 TWh	20.865	21.561	25.920	34.165	19.474	22.238
5-10 TWh	8.158	8.253	7.491	7.415	7.878	7.022
1-5 TWh	2.122	2.288	2.334	2.105	2.227	1.876
0,1-1 TWh	246	354	385	369	414	413
< 0,1 TWh	36	27	24	24	20	17

(A) I volumi relativi alle vendite sul mercato libero coprono solo una parte dei volumi rilevati da Terna, comunque non inferiore all'89% negli anni 2000-2010.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

**TAV. 2.33**

Mercato libero nel 2011  
per tipologia di cliente  
Volumi in GWh; numero dei punti  
di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO <sup>(A)</sup>
<b>BT</b>	63.428	7.590
Domestico	12.516	4.813
Illuminazione pubblica	5.105	210
Altri usi	45.808	2.566
<b>MT</b>	88.842	90
Illuminazione pubblica	373	1
Altri usi	88.469	89
<b>AT e AAT</b>	35.045	1
Altri usi	35.045	1
<b>TOTALE</b>	187.316	7.680

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2011 sul mercato libero risultano essersi approvvigionati circa 4,8 milioni di clienti domestici, per complessivi 12,5 TWh (+41% rispetto ai consumi dello scorso anno) (Tav. 2.33). Circa il 40% delle

vendite (contro il 44% nel 2010) ha interessato le classi di consumo oltre 3.500 kWh/anno, corrispondenti a circa un quinto dei punti di prelievo (Tav. 2.34).

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO <sup>(A)</sup>
< 1.000 kWh	318	582
1.000-1.800 kWh	1.358	947
1.800-2.500 kWh	2.222	1.032
2.500-3.500 kWh	3.571	1.205
3.500-5.000 kWh	3.097	756
5.000-15.000 kWh	1.842	287
> 15.000 kWh	108	4
<b>TOTALE DOMESTICI</b>	<b>12.516</b>	<b>4.813</b>

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO <sup>(A)</sup>
< 5 MWh	BT	2.657	1.450
5-10 MWh	BT	2.925	407
10-15 MWh	BT	2.623	214
15-20 MWh	BT	2.324	134
< 10 MWh	MT	45	8
10-20 MWh	MT	40	3
< 20 MWh	AT e AAT	0	0
20-50 MWh	Tutti	11.215	354
50-100 MWh	Tutti	9.726	140
100-500 MWh	Tutti	24.854	119
500-2.000 MWh	Tutti	27.071	29
2.000-20.000 MWh	Tutti	47.628	9
20.000-50.000 MWh	Tutti	12.929	0
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.958	0
70.000-150.000 MWh	Tutti	7.143	0
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	19.664	0
<b>TOTALE NON DOMESTICI</b>		<b>174.800</b>	<b>2.867</b>

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

### TAV. 2.34

Mercato libero domestico nel 2011 per classe di consumo  
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

### TAV. 2.35

Mercato libero non domestico nel 2011 per classe di consumo  
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

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 52% delle vendite complessive nel relativo segmento di mercato), mentre intorno alla metà dei clienti consuma meno di 5 MWh all'anno (Tav. 2.35).

Considerando il mercato libero nel suo complesso, nel 2011 il

principale operatore in termini di vendite risulta essere il gruppo Enel, che tuttavia ha visto ridimensionarsi ulteriormente la propria quota di mercato (17,9% nel 2011 contro il 19% nel 2010 e il 27% nel 2009). In contrazione è anche la quota di mercato di Edison, che passa dal 13% nel 2010 all'11,7% nel 2011.

I primi dieci operatori rappresentano il 64,2% del mercato in termini di volumi venduti.

### TAV. 2.36

Principali esercenti sul mercato libero nel 2011

Volumi in GWh; quota percentuale

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA %
Enel	33.574	17,9%
Edison	21.842	11,7%
Eni	11.416	6,1%
Acea	8.913	4,8%
E.On	8.370	4,5%
A2A	7.713	4,1%
Sorgenia	7.665	4,1%
Modula	7.535	4,0%
Hera	6.929	3,7%
Energetic Source	6.248	3,3%
Iren	5.773	3,1%
Axpo Group	5.698	3,0%
Egea	4.138	2,2%
Repower	4.084	2,2%
C.I.E.	2.879	1,5%
Dolomiti Energia	2.675	1,4%
Telecom Italia	2.100	1,1%
Agsm Verona	2.078	1,1%
C.V.A.	1.881	1,0%
Assoutility	1.578	0,8%
Exergia	1.534	0,8%
Altri esercenti	32.691	17,5%
<b>TOTALE ESERCENTI MERCATO LIBERO</b>	<b>187.316</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.37 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 solitamente più contenuti

rispetto a quelli meridionali. In particolare, Veneto, Piemonte e Lombardia risultano le regioni con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, essendo la quota corrispondente dei primi tre operatori intorno a il 40% delle vendite complessive regionali; viceversa, la Valle d'Aosta e la Campania presentano il livello di concentrazione più elevato in termini di quota dei clienti serviti dai primi tre operatori, rispettivamente pari all'84% e all'83,1%.

REGIONE	NUMERO OPERATORI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% PUNTI DI PRELIEVO
Valle d'Aosta	42	89,4	84,0
Piemonte	113	39,3	48,3
Liguria	90	46,3	70,2
Lombardia	139	40,5	71,1
Trentino Alto Adige	70	59,6	62,4
Veneto	113	38,6	60,5
Friuli Venezia Giulia	83	47,1	56,0
Emilia Romagna	112	42,8	74,6
Toscana	102	41,8	70,6
Lazio	106	61,0	74,2
Marche	75	62,1	60,1
Umbria	91	42,2	60,9
Abruzzo	87	45,7	74,7
Molise	64	50,5	58,3
Campania	89	56,8	83,1
Puglia	87	55,2	66,1
Basilicata	73	64,3	70,9
Calabria	74	63,5	75,4
Sicilia	81	62,0	78,9
Sardegna	72	53,9	71,3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

### TAV. 2.37

Livelli di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero  
Quota di mercato dei primi tre operatori; percentuale dei punti di prelievo da questi serviti

### Servizio di salvaguardia

Tutti i clienti che non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela e che si trovano, anche temporaneamente, senza contratti 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 2011 il

servizio di salvaguardia ha interessato circa 107.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio pro die, che hanno prelevato elettricità per circa 5,9 TWh. Quest'ultimo dato rappresenta una flessione del 6,5% circa rispetto al 2010. Il 6,3% 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 (63% del totale delle vendite) (Tav. 2.38).

**TAV. 2.38**

Servizio di salvaguardia  
nel 2011 per tipologia di cliente  
Volumi in GWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO <sup>(A)</sup>
<b>BT</b>	1.993	94.443
Illuminazione pubblica	368	14.311
Altri usi	1.625	80.132
<b>MT</b>	3.727	12.424
Illuminazione pubblica	6	37
Altri usi	3.721	12.388
<b>AT</b>	179	92
Altri usi	179	92
<b>TOTALE SALVAGUARDIA</b>	<b>5.899</b>	<b>106.959</b>

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.  
Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

**TAV. 2.39**

Servizio di salvaguardia  
nel 2011 per regione  
Volumi in GWh

REGIONE	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO <sup>(A)</sup>
Valle d'Aosta	13	189
Piemonte	424	4.883
Liguria	119	3.137
Lombardia	705	13.908
Trentino Alto Adige	45	951
Veneto	493	7.157
Friuli Venezia Giulia	162	2.068
Emilia Romagna	484	7.375
Toscana	472	11.417
Lazio	586	7.862
Marche	126	3.027
Umbria	61	2.120
Abruzzo	181	4.149
Molise	22	763
Campania	520	10.157
Puglia	253	6.009
Basilicata	53	1.040
Calabria	215	4.259
Sicilia	528	10.467
Sardegna	438	6.021
<b>ITALIA</b>	<b>5.899</b>	<b>106.959</b>

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.  
Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

# Prezzi e tariffe

## Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, l'Autorità ha approvato disposizioni inerenti all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015. La tariffa media nazionale a copertura dei costi

di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2012 risulta pari a 2,483 c€/kWh. Nella tavola 2.40 tale tariffa media viene confrontata con quella relativa al 2011, calcolata sulla base degli stessi volumi utilizzati per il calcolo delle tariffe di riferimento per l'anno 2012<sup>11</sup>.

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	TOTALE
2011	0,443 <sup>(A)</sup>	1,651	0,273	2,368
2012	0,535 <sup>(A)</sup>	1,688	0,259	2,483
Variazione %	20,6%	2,3%	-5,1%	4,9%

(A) Circa la metà della variazione evidenziata con riferimento alla tariffa media per il servizio di trasmissione nel 2011-2012 è riconducibile al cambiamento del perimetro delle reti di trasmissione dell'energia elettrica a seguito dell'acquisizione, da parte di Terna, della rete di distribuzione in alta tensione di ELAT e della sua contestuale inclusione nella RTN. La quota restante della variazione della tariffa media per il servizio di trasmissione è riconducibile ai nuovi investimenti di Terna, entrati in esercizio nel 2010.

	2011	2012	DIFFERENZA
BT usi domestici	3,617	3,885	0,268
BT illuminazione pubblica	1,846	1,917	0,071
BT altri usi	2,913	3,021	0,108
MT illuminazione pubblica	1,176	1,237	0,061
MT altri usi	1,254	1,359	0,105
AT	0,551	0,582	0,031
AAT (>220KV)	0,504	0,516	0,012

### TAV. 2.40

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

### TAV. 2.41

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

<sup>11</sup> Per questo motivo, i valori riportati nella tavola relativi al 2011 non sono confrontabili con quelli presentati nella Relazione Annuale degli anni precedenti.

**TAV. 2.42**

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

	2011	2012	DIFFERENZA
BT usi domestici	0,878	0,863	-0,015
BT illuminazione pubblica	0,061	0,061	0,000
BT altri usi	0,270	0,230	-0,040
MT illuminazione pubblica	0,062	0,059	-0,003
MT altri usi	0,028	0,026	-0,002
AT	0,005	0,005	0,000
AAT (>220KV)	0,001	0,001	0,000

## Prezzi del mercato al dettaglio

Sulla base dei dati ancora provvisori raccolti dall'Autorità, nel 2011 il prezzo medio sul mercato libero per l'approvvigionamento di energia elettrica è risultato pari a 92,69 €/MWh. Questo prezzo è stato rilevato chiedendo agli operatori del mercato libero di includere esclusivamente le componenti riferite a energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento e costi di commercializzazione della vendita (Tav. 2.43).

Per quanto riguarda invece le vendite relative al servizio di maggior tutela, il prezzo medio si è attestato sui 97,05 €/MWh. Questo prezzo è stato rilevato chiedendo agli esercenti il servizio di maggior tutela di includere esclusivamente le seguenti componenti (già inclusive delle perdite di rete): PED (PE+PD), PCV, DISPBT e PPE, ovvero le componenti relative all'acquisto e al dispacciamento dell'energia elettrica, i costi di commercializzazione della vendita e le

componenti di perequazione. I dati sono riferiti al totale delle offerte sul mercato, inclusi quindi i prezzi relativi a offerte sul mercato libero ormai significativamente differenziate tra loro per vari aspetti, e considerando tutti i tipi di clienti, anche con diversi profili di consumo. Si pensi a titolo di esempio alle offerte a prezzi bloccati, in funzione della taglia di consumo, alle offerte che prevedono la fornitura *dual fuel e/o* con l'aggiunta di servizi integrativi al cliente. Il livello dei prezzi e l'ampia differenziazione delle offerte rendono evidente la necessità che il cliente finale assuma scelte consapevoli, così come che vi siano condizioni economiche di riferimento fissate dall'Autorità, anche tenuto conto – come evidenziato in commento al servizio Trova offerte descritto nel Capitolo 4, vol. 2 – che vi sono sul mercato offerte con significativi risparmi potenziali rispetto all'offerta meno economica.

**TAV. 2.43**

Prezzi medi finali (componente approvvigionamento) nel 2011<sup>(A)</sup> €/MWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE	MERCATO LIBERO	MERCATO DI MAGGIOR TUTELA
Domestico	116,67	96,25
Non domestico	90,97	98,69
<b>TOTALE CLIENTI</b>	<b>92,69</b>	<b>97,05</b>

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2011 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 2.44 e 2.45.

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO <sup>(B)</sup>	PREZZO <sup>(C)</sup>
< 1.000 kWh	318	582.452	139,84
1.000-1.800 kWh	1.358	947.114	111,11
1.800-2.500 kWh	2.222	1.031.773	111,67
2.500-3.500 kWh	3.571	1.204.664	114,85
3.500-5.000 kWh	3.097	756.175	120,07
5.000-15.000 kWh	1.842	286.903	120,99
> 15.000 kWh	108	4.351	110,72
<b>TOTALE CLIENTI DOMESTICI</b>	<b>12.516</b>	<b>4.813.431</b>	<b>116,67</b>

(A) Dati provvisori.

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

(C) Il prezzo è calcolato includendo le componenti riferite a energia, dispacciamento, perdite di rete e sbilanciamento, costi di commercializzazione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

### TAV. 2.44

Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2011<sup>(A)</sup>

Volumi in GWh; prezzi in €/MWh

LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO <sup>(B)</sup>	PREZZO <sup>(C)</sup>
Bassa tensione	50.912	2.776.265	107,00
Media tensione	88.842	89.640	87,39
Alta e altissima tensione	35.045	725	76,75
<b>TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI</b>	<b>174.800</b>	<b>2.866.629</b>	<b>90,97</b>

(A) Dati provvisori.

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

(C) Il prezzo è calcolato includendo le componenti riferite a energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento e costi di commercializzazione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

### TAV. 2.45

Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2011<sup>(A)</sup>

Volumi in GWh; prezzi in €/MWh

### 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 2.46 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo

gennaio-dicembre 2011. 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 più o meno il 44% del suo

fabbisogno.

Relativamente agli acquisti fatti sull'MGP, circa il 4,5% di essi è stato coperto dal rischio prezzo con contratti differenziali, inclusi dei contratti *Virtual Power Plant* (VPP).

### TAV. 2.46

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2011 GWh, al lordo delle perdite di rete

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Al di fuori del sistema delle offerte	12.529	8.592	15.641	36.761
di cui:				
- importazioni annuali	1.750	1.223	2.171	5.144
- importazioni pluriennali	1.670	1.258	2.328	5.256
- contratti bilaterali e MTE	9.109	6.111	11.142	26.361
Mercato del giorno prima	18.702	15.787	13.463	47.952
di cui:				
- contratti differenziali	124	54	87	265
- contratti VPP	609	459	850	1.918
- CIP6	-	-	-	-
- acquisti al PUN	17.969	15.273	12.526	45.768
Sbilanciamento unità di consumo <sup>(A)</sup>	-781	154	243	-384
TOTALE	30.450	24.533	29.346	84.330

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

Fonte: Elaborazione 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 inferiori a quelli del 2010 e corrispondenti allo 0,5% del

fabbisogno.

Nella tavola 2.47 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di Borsa.

### TAV. 2.47

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2011  
Incidenza delle fonti di approvvigionamento non soggette al rischio prezzo sul totale del fabbisogno nel 2011

	F1	F2	F3	TOTALE
Contratti bilaterali e MTE	30%	25%	38%	31%
Importazioni	11%	10%	15%	12%
Contratti differenziali e VPP	2%	2%	3%	3%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Con riferimento al 2012<sup>12</sup> 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, prevista per l'anno 2012, fa riferimento:

- alla potenza sottostante i contratti di cessione di capacità produttiva virtuale (contratti VPP) di tipo *baseload* per l'anno 2012, stipulati tra l'Acquirente unico ed Enel Produzione ed E.On Energy Trading, di cui alla tavola 2.48;
- alla potenza sottostante altri contratti differenziali di tipo *baseload*, sottoscritti in esito a procedure d'asta e indicati nella tavola 2.49.

DATA ASTA	MW
15/10/2009	13
4/10/2011	192
19/10/2011	115

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

DATA ASTA	MW
11/03/2011	5
1/04/2011	1
6/04/2011	35
24/06/2011	10
9/08/2011	20
11/08/2011	300
6/10/2011	10

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

DATA ASTA	MW
19/05/2011	5
25/05/2011	5
27/06/2011	30
9/08/2011	50

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

All'energia elettrica conseguente alle assegnazioni riportate nella tavola 2.50 si aggiungono le quantità contrattate direttamente sull'MTE, pari a circa 25.160 GWh *baseload* e circa 3.351 GWh

*peakload*. Per quanto riguarda i contratti di importazione annuale, la tavola 2.51 riporta la potenza assegnata singolarmente in ogni asta bandita dall'Acquirente unico.

#### TAV. 2.48

Quantità assegnate ai contratti Virtual Power Plant nel 2012

#### TAV. 2.49

Quantità assegnate ad altri contratti differenziali nel 2012

#### TAV. 2.50

Quantità assegnate ai contratti fisici bilaterali nel 2012

<sup>12</sup> I dati relativi all'anno 2012 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2012.

**TAV. 2.51**

Quantità assegnate ai contratti di importazione nel 2012

ASTA <sup>(A)</sup>	MW	FRONTIERA
14/12/2011	10	Francia
14/12/2011	150	Svizzera
15/12/2011	45	Francia
22/12/2011	100	Svizzera
22/12/2011	60	Svizzera
22/12/2011	45	Francia
28/12/2011	140	Svizzera

(A) I prodotti annuali possono essere soggetti a interruzioni programmate per la manutenzione della rete.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Infine, la tavola 2.52 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2012.

**TAV. 2.52**

Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per l'anno 2012

FORTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2012 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'AU	PREZZO
Importazioni annuali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2012	3.271	4,1	Definito nell'ambito del contratto
Contratti bilaterali e acquisti sull'MTE	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2012 e gli acquisti effettuati sul mercato a termine dell'energia elettrica	29.301	36,5	Definito nell'ambito del contratto
Borsa elettrica (MGP)	La quota rimanente per soddisfare la domanda dei clienti finali	47.616	59,4	Prezzo unico nazionale
di cui:				
- contratti differenziali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2012	3.347	4,2	Definito nell'ambito del contratto
- VPP	La potenza assegnata in esito ai contratti di cessione di capacità produttiva virtuale	2.801	3,5	Definito in funzione del prezzo di aggiudicazione dell'asta
<b>TOTALE FABBISOGNO</b>		<b>80.187</b>	<b>100,0</b>	

Fonte: Elaborazione Autorità su dati Acquirente unico.

### Prezzo dell'energia elettrica e inflazione

Nell'ambito della consueta revisione annuale della ponderazione dei prodotti compresi nel paniere di rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione, l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha assegnato nel 2012 un maggior peso al segmento di consumo "Energia elettrica". L'incidenza dell'elettricità è infatti salita dall'1,22% del 2011 all'1,39%.

Il segmento dell'energia elettrica è inserito nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati", che comprende l'insieme dei due segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire l'energia elettrica, il gas di città e il gas naturale.

Poiché anche il peso di quest'ultimo è aumentato nel 2012 (vedi il Capitolo 3 di questo volume), l'incidenza della tipologia "Beni energetici regolamentati" è passata dal 3,14% del 2011 al 3,95% del 2012.

	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE PERCENTUALE	INDICE GENERALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	ENERGIA ELETTRICA REALE <sup>(A)</sup>	VARIAZIONE PERCENTUALE
Gennaio 2011	98,1	-0,8	101,2	0,4	96,9	-1,2
Febbraio	98,1	0,0	101,5	0,3	96,7	-0,3
Marzo	98,1	0,0	101,9	0,4	96,3	-0,4
Aprile	101,9	3,9	102,4	0,5	99,5	3,4
Maggio	101,9	0,0	102,5	0,1	99,4	-0,1
Giugno	101,9	0,0	102,6	0,1	99,3	-0,1
Luglio	103,8	1,9	102,9	0,3	100,9	1,6
Agosto	103,8	0,0	103,2	0,3	100,6	-0,3
Settembre	103,8	0,0	103,2	0,0	100,6	0,0
Ottobre	103,9	0,1	103,8	0,6	100,1	-0,5
Novembre	103,9	0,0	103,7	-0,1	100,2	0,1
Dicembre	103,9	0,0	104,1	0,4	99,8	-0,4
<b>ANNO 2011</b>	<b>101,9</b>	<b>1,9</b>	<b>102,8</b>	<b>2,8</b>	<b>99,2</b>	<b>-0,9</b>
Gennaio 2012	109,1	5,0	104,4	0,3	104,5	4,7
Febbraio	109,1	0,0	104,8	0,4	104,1	-0,4
Marzo	109,1	0,0	105,3	0,5	103,6	-0,5

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale dei prezzi.

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

Dopo un inizio d'anno ancora in riduzione (-0,8% nel primo trimestre), nel 2011 il prezzo del segmento di consumo dell'energia elettrica rilevato dall'Istat ha registrato due sensibili aumenti consecutivi, del 3,9% e dell'1,9% rispettivamente nel secondo e terzo trimestre (Tav. 2.53). Il 2011 si è quindi chiuso con un tasso d'inflazione medio annuo dell'1,9% che, confrontato con il 2,8% del livello generale dei prezzi, porta a una riduzione - in

termini reali - dello 0,9%. Con l'ulteriore balzo del 5%, registrato a gennaio di quest'anno rispetto a dicembre 2011, il livello di inflazione dell'energia elettrica ha raggiunto a marzo 2012 il tasso dell'11,2%, che si confronta con un tasso di inflazione complessivo pari al 3,3%. Considerando il livello toccato dall'indice di prezzo (109,1), l'inflazione acquisita<sup>13</sup> per il 2012 da questo segmento di consumo è già pari al 7%. L'andamento dell'elettricità appena

### TAV. 2.53

Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica

Numeri indice 2010=100 e variazioni percentuali

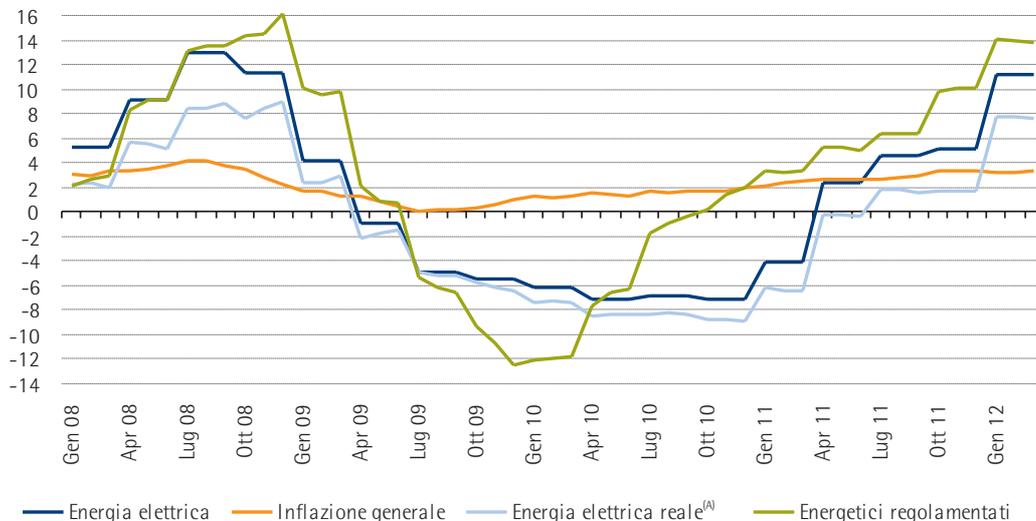
<sup>12</sup> L'inflazione acquisita rappresenta la variazione media dell'indice nell'anno indicato, che si avrebbe ipotizzando che l'indice stesso rimanga al medesimo livello dell'ultimo dato mensile disponibile nella restante parte dell'anno.

visto ha certamente contribuito a innalzare l'inflazione dei "Beni energetici regolamentati" (Fig. 2.19), che a marzo 2012 è arrivata al 13,9% e la cui inflazione acquisita per il 2012 alla stessa data è pari all'8,9%. Ma va detto che negli ultimi due anni l'inflazione dei prodotti energetici è stata spinta verso l'alto anche dagli "Altri

energetici" (non regolamentati), che comprendono benzina, gasolio, combustibili solidi e altri carburanti, sia perché questi beni hanno registrato una dinamica inflattiva maggiore (14,6% nel 2011 e 16,6% a marzo 2012), sia perché essi possiedono un'incidenza più importante (5,18% contro il 3,85% degli energetici regolamentati).

**FIG. 2.19**

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



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

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

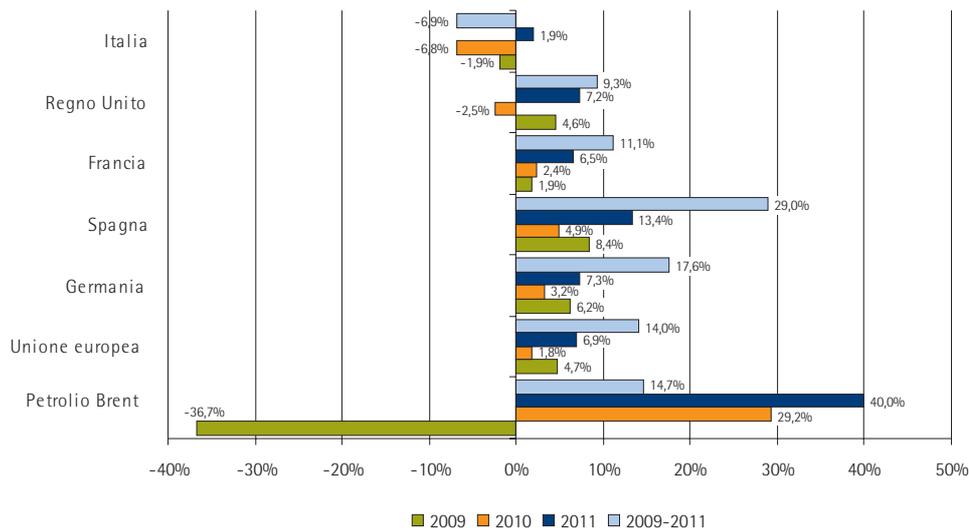
La crescita del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane può essere valutata anche in confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 2.20). Quest'analisi mostra come nel 2011 il prezzo italiano abbia registrato la miglior performance tra i principali paesi

europei. Il rincaro dell'1,9% italiano risulta infatti il più contenuto tra quelli considerati e nettamente inferiore alla media dei paesi dell'Unione europea (6,9%), a fronte di rincari ben più consistenti rilevati in Francia (6,5%), nel Regno Unito (7,2%), in Germania (7,3%) e in Spagna (13,4%).

**FIG. 2.20**

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

Variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2009-2011



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

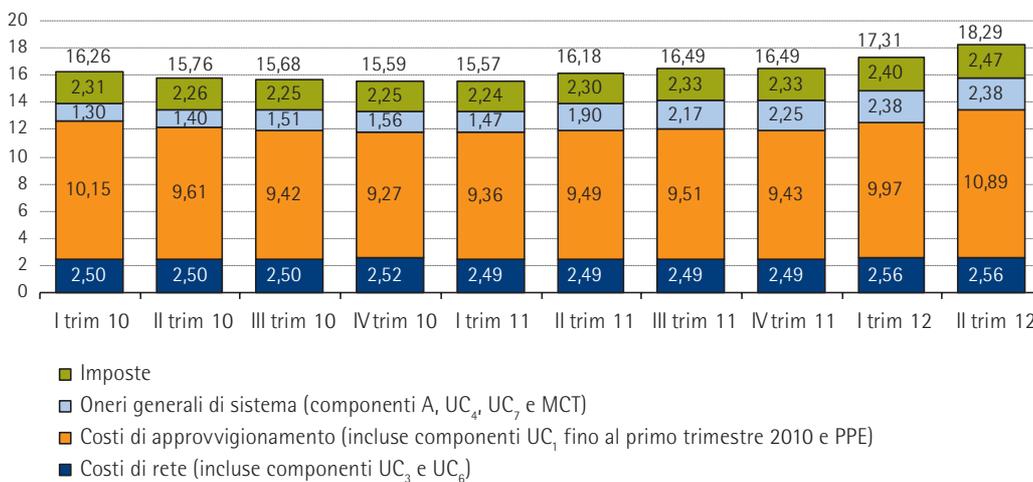
La performance si mantiene anche se si considerano le variazioni del prezzo del gas negli ultimi tre anni. In questo caso l'Italia registra un dato ancora negativo, grazie alle riduzioni ottenute nel 2009 e

nel 2010, decisamente al di sotto della media dell'Unione europea, pari al 14%. In tutti gli altri paesi si osserva nel triennio un aumento, mai inferiore al 9%.

### 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 2011 e del primo trimestre 2012 i prezzi di maggior tutela sono progressivamente aumentati, portandosi su livelli superiori di circa il 6% rispetto a due anni prima (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<sup>(A)</sup>; 2010-2012

(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 D<sup>2</sup>), 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.

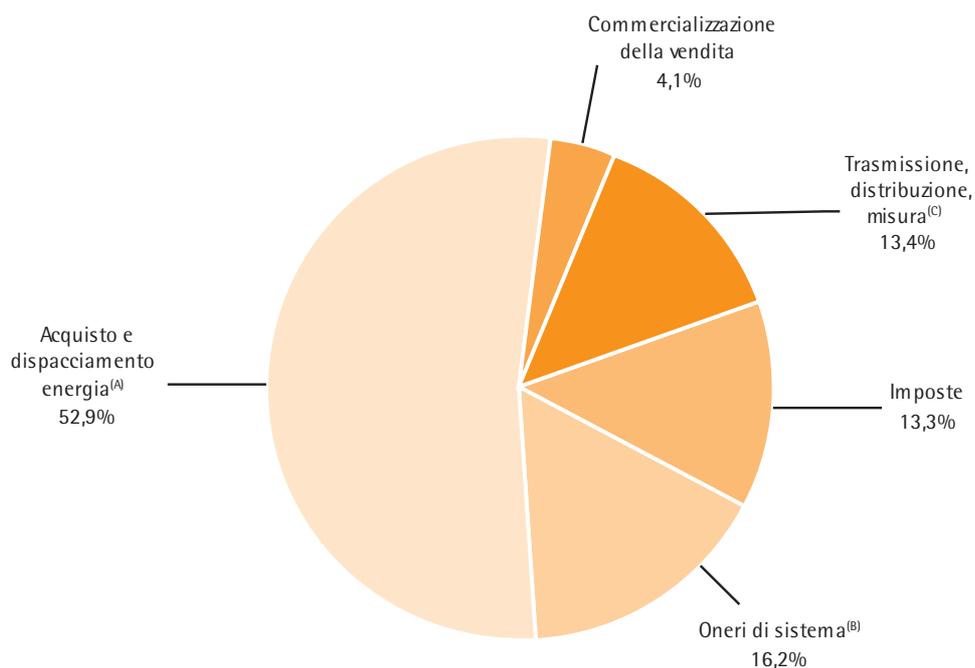
All'1 aprile 2012 il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza è pari a 15,82 c€/kWh al netto delle imposte e a 18,29 c€/kWh al lordo delle imposte. A fine aprile 2012, l'Autorità ha inoltre approvato l'adeguamento della componente tariffaria a copertura dei costi per gli incentivi diretti alle fonti rinnovabili e assimilate (la componente A<sub>3</sub> degli oneri generali di sistema), portando in tal modo il prezzo di riferimento dell'energia elettrica a valere

dall'1 maggio pari a 19,09 c€/kWh, tasse incluse.

Tenuto conto degli ultimi adeguamenti decisi dall'Autorità, la componente a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura (includere le componenti tariffarie UC<sub>3</sub> e UC<sub>6</sub> in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incide per il 13,4% sul prezzo lordo complessivo, in calo rispetto al contributo registrato nel secondo trimestre 2011 (15,4%).

**FIG. 2.22**

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; valori aggiornati al secondo trimestre 2012, incluso l'adeguamento di fine aprile della componente  $A_3$



(A) Il corrispettivo per l'acquisto e il dispacciamento di energia include la componente di perequazione 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 a maggio 2012 presentano un'incidenza sul prezzo lordo pari al 57,1%, in riduzione di oltre un punto percentuale rispetto a un anno prima. Tali corrispettivi comprendono anche le seguenti voci:

- 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 per i clienti in maggior tutela; nel secondo trimestre 2012 è pari a  $-0,112$  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 (l'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 maggio 2012 pesa per il 4,1% sul prezzo totale. All'1 maggio 2012 gli oneri generali di sistema per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela incidono sul prezzo lordo per il 16,2%, in aumento di oltre quattro punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2011, principalmente per effetto della dinamica della componente  $A_3$ . La tavola 2.54 illustra la ripartizione del gettito complessivo degli oneri generali di sistema di competenza 2011 tra le diverse componenti, evidenziando il peso della componente  $A_3$ . Si rimanda al Capitolo 2, vol. 2, per ulteriori informazioni di dettaglio.

ALIQUOTA	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE
A <sub>2</sub>	Oneri per finanziamento attività nucleari residue	255
A <sub>3</sub>	Fonti rinnovabili e assimilate	6.542
A <sub>4</sub>	Regimi tariffari speciali ferrovie	345
A <sub>5</sub>	Finanziamento ricerca	61
A <sub>6</sub>	<i>Stranded Costs</i>	0
A <sub>5</sub>	Tariffa sociale	54
UC <sub>4</sub>	Imprese elettriche minori	70
MCT	Misure di compensazione territoriale	35
UC <sub>7</sub>	Efficienza energetica negli usi finali	110
<b>TOTALE</b>		<b>7.472</b>

**TAV. 2.54**

Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2011

## Qualità del servizio

### Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

In merito alla continuità del servizio di trasmissione, comunemente misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS), l'anno 2011 è stato caratterizzato da un andamento in controtendenza rispetto agli anni 2008, 2009 e 2010. In particolare, l'andamento dell'indicatore ENS relativo agli ultimi quattro anni è rappresentato nella tavola 2.55, dove il dato relativo all'anno 2011 si riferisce a informazioni ancora non definitive, in quanto oggetto di verifiche da parte degli Uffici dell'Autorità, ricevute da Terna durante il mese di aprile 2012. Anche in merito agli incidenti rilevanti, intesi come

disalimentazioni caratterizzate da livelli di energia non fornita netta superiore a 250 MWh (considerando gli effetti dei servizi di mitigazione prestati dalle imprese distributrici, tali da consentire l'alimentazione, in tutto o in parte, degli utenti connessi con le reti di distribuzione anche a seguito della disalimentazione delle cabine primarie da parte della rete di trasmissione), nel corso del 2011 è stato riscontrato un andamento in controtendenza rispetto agli anni 2008, 2009 e 2010, rilevando un valore di energia non fornita pari a 1.305 MWh relativo a due incidenti rilevanti, nei mesi di giugno e settembre 2011, che hanno interessato le province di Pescara e Salerno (Tav. 2.56).

#### TAV. 2.55

Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti<sup>(A)</sup>  
MWh/anno

	2008	2009	2010	2011
Italia	2.430	2.372	2.175	3.131

(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.

#### TAV. 2.56

Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti  
Numero di incidenti rilevanti e MWh/anno

	NUMERO INCIDENTI RILEVANTI	ENS
Anno 2008	1	560
Anno 2009	1	370
Anno 2010	1	339
Anno 2011	2	1.305

Fonte: Comunicazioni di Terna all'Autorità.

Il numero medio delle interruzioni lunghe e brevi per utente connesso con la RTN di Terna (dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna, e compresi gli incidenti rilevanti) è riportato nella tavola 2.57.

Il numero medio è rimasto costante su base nazionale ed è inferiore a una interruzione ogni due anni.

Per quanto riguarda le diverse aree territoriali, anche nel 2011 trova conferma la sostanziale stabilità dei dati di continuità del servizio, con valori di disalimentazioni per utente nelle aree del Centro-Nord anche inferiori alla metà di quelli delle aree di Napoli (pure se con un sensibile miglioramento rispetto al 2011) e Palermo.

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2008	2009	2010	2011 <sup>B</sup>
Torino	0,71	0,32	0,21	0,25
Milano	0,22	0,14	0,10	0,09
Padova	0,37	0,34	0,29	0,31
Firenze	0,27	0,19	0,19	0,14
Roma	0,41	0,45	0,32	0,42
Napoli	0,48	0,85	1,14	0,89
Palermo	0,75	0,57	0,80	0,95
Cagliari	0,22	0,10	0,11	0,27
<b>TOTALE ITALIA</b>	<b>0,42</b>	<b>0,37</b>	<b>0,39</b>	<b>0,39</b>

**TAV. 2.57**

Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN<sup>(A)</sup>  
 Numero/anno di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti)

(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, 2010 e 2011 si riferiscono all'insieme degli utenti che risultavano direttamente connessi a fine 2008, prima dell'estensione dell'ambito della RTN.

(B) I dati relativi al 2011 sono provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Terna.

## Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

### Regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni

Nel 2011, dopo il peggioramento rilevato nel 2008, la durata delle interruzioni senza preavviso ha registrato un progressivo miglioramento, riattestandosi a un valore prossimo ai valori minimi osservati nel biennio 2006-2007. Nel 2011 il numero di interruzioni senza preavviso di durata superiore a tre minuti ha invece registrato il minimo storico. Si conferma 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 pari al 67% per la durata media annuale e pari al 43% per il numero medio annuale.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2011, si conferma il significativo impatto di eventi non attribuiti a responsabilità delle imprese distributrici, che aveva invece registrato una significativa riduzione negli anni 2006 e 2007.

Come mostrato nella figura 2.23, la durata media annuale delle interruzioni senza preavviso per cliente, di responsabilità delle imprese distributrici, ha invece registrato il minimo storico, pari a 40 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, nonché le interruzioni dovute a eventi eccezionali, a furti e ad atti di autorità pubblica.

Considerando le interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione, nel 2011:

- la durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione è stata pari a 62 minuti;
- la durata media annuale delle interruzioni per cliente, di responsabilità delle imprese distributrici, è stata di circa 40 minuti a livello nazionale, di 25 minuti nel Nord Italia, di 38 minuti nel Centro Italia e di 62 minuti nel Sud Italia (Fig. 2.24);
- il numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe (di durata superiore a tre minuti) è ulteriormente diminuito, e si è attestato a 2,04 interruzioni per cliente in

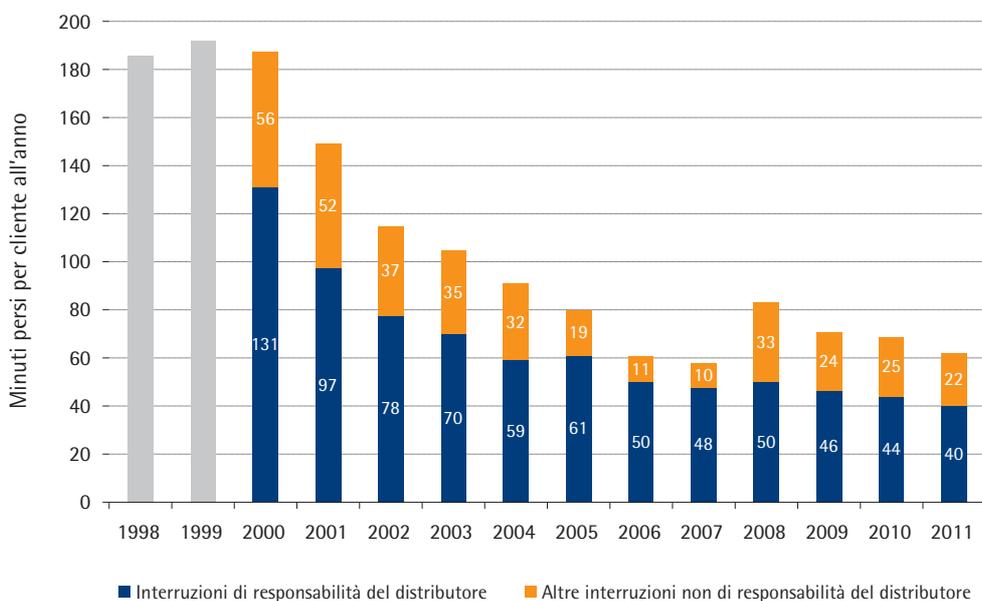
bassa tensione (Fig. 2.25);

- il numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) è migliorato, e si è attestato a 2,34 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 di 3,40 interruzioni a livello nazionale, di 2,13 interruzioni nel Nord Italia, di 2,77 interruzioni nel

**FIG. 2.23**

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti)

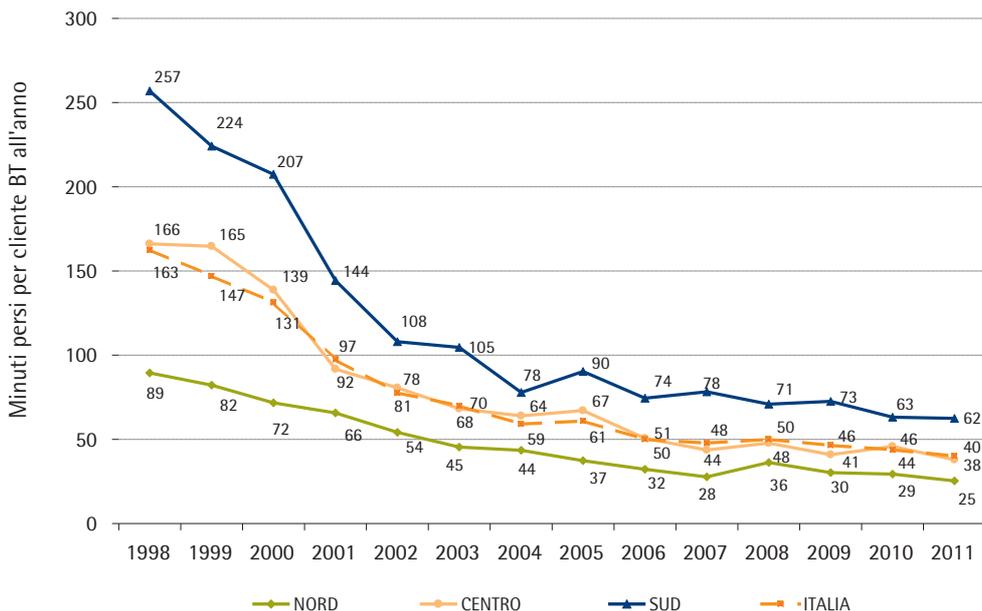


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

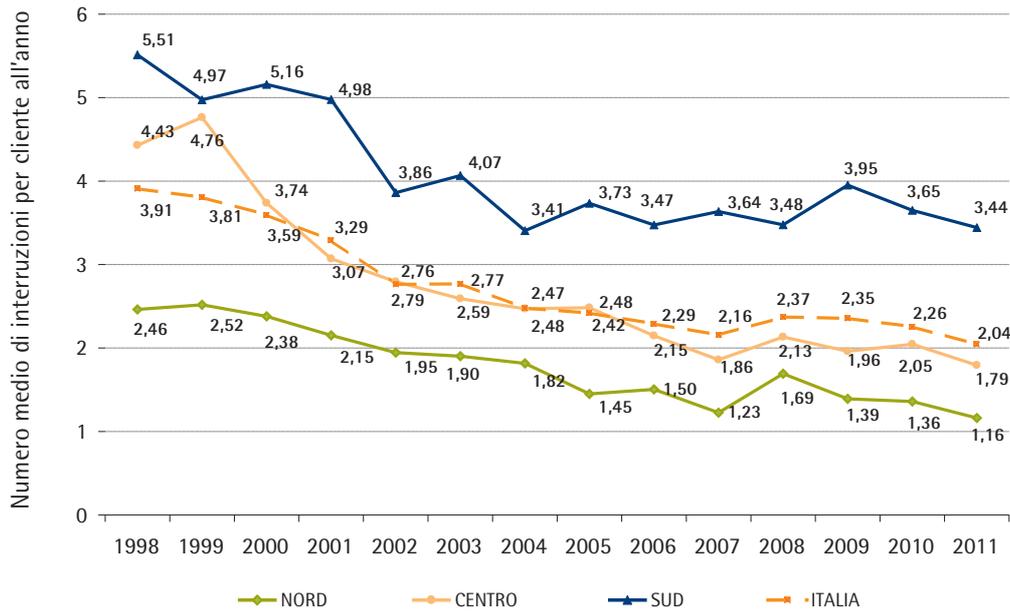
**FIG. 2.24**

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

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

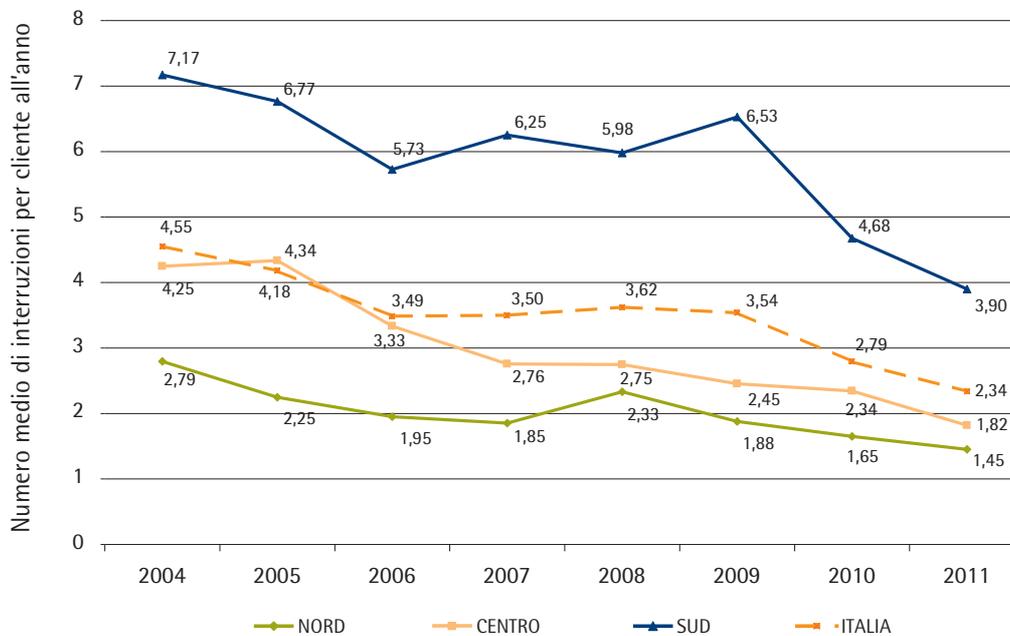


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.25

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

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.26

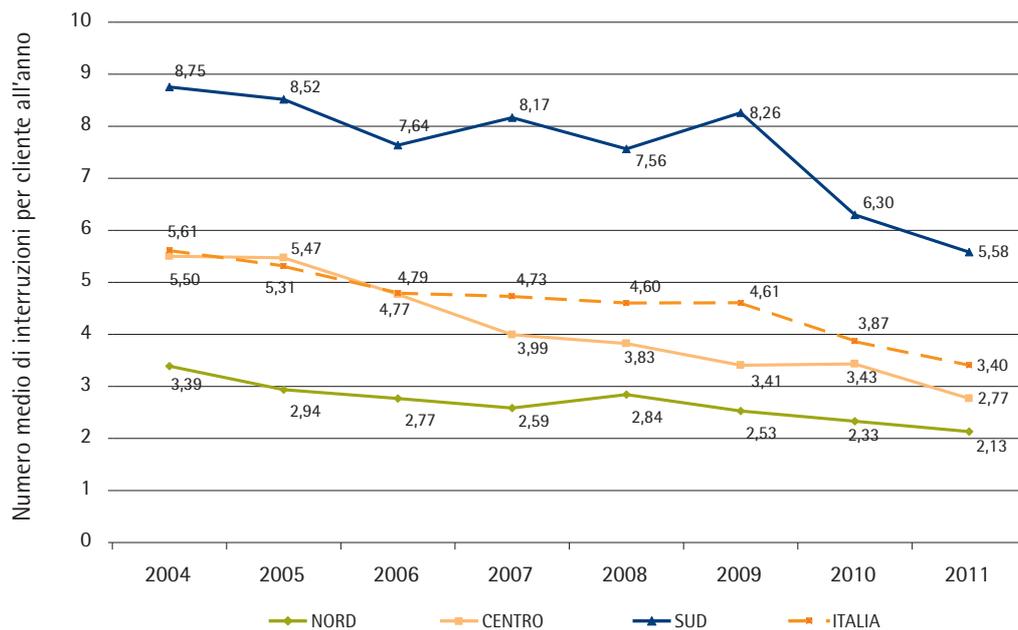
Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione

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

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 ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)



Fonte: Elaborazione Aeg su dichiarazioni degli esercenti.

Centro Italia e di 5,58 interruzioni nel Sud Italia (Fig. 2.27), con un miglioramento pari al 26% dall'anno 2008, anno di introduzione della regolazione incentivante del numero delle interruzioni lunghe e brevi.

La tavola 2.58 mostra i valori di continuità del servizio a livello regionale relativi alle interruzioni sulle reti di distribuzione e trasmissione (esclusi gli interventi dei sistemi di difesa e gli incidenti

rilevanti e, per quanto riguarda la durata delle interruzioni, anche dei furti), e in particolare alla durata media annuale di interruzioni senza preavviso per cliente in bassa tensione, al numero medio di interruzioni lunghe senza preavviso e al numero medio di interruzioni brevi, tutti valori registrati nel corso del 2011 e messi a confronto con il triennio 2008-2010. In alcune regioni del Sud Italia (Puglia, Basilicata, Calabria e Sicilia), si evidenzia un aumento della durata delle interruzioni dovute a furti, come illustrato nella tavola 2.59.

REGIONE O AREA	DURATA MEDIA ANNUALE DELLE INTERRUZIONI (AL NETTO DEI FURTI)				NUMERO MEDIO INTERRUZIONI LUNGHE				NUMERO MEDIO INTERRUZIONI BREVI			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
Piemonte	171	58	38	41	2,35	1,74	1,46	1,51	2,8	2,01	1,83	1,85
Valle d'Aosta	69	48	37	36	1,94	1,5	1,07	0,83	2,42	2,81	1,62	2,44
Liguria	69	57	55	60	2,16	1,92	1,78	1,55	3,97	3,5	2,28	2,02
Lombardia	48	40	34	29	1,35	1,11	1,1	1,01	1,63	1,47	1,23	1,13
Trentino Alto Adige	262	59	71	35	3,56	1,89	1,67	1,30	3,93	2,76	2,27	1,53
Veneto	56	44	72	32	1,75	1,54	1,71	1,17	2,48	2,01	2,03	1,58
Friuli Venezia Giulia	52	36	26	23	1,34	1,03	0,9	0,82	2,78	2,08	1,35	1,38
Emilia Romagna	32	38	65	29	1,1	1,19	1,31	1,00	1,6	1,42	1,53	1,26
Toscana	53	49	62	43	1,59	1,65	1,6	1,28	2,2	1,86	1,98	1,31
Marche	53	44	57	142	1,68	1,55	1,79	1,96	2,58	2,58	2,51	2,54
Umbria	43	43	45	37	1,54	1,44	1,53	1,21	2,41	2,04	2	1,41
Lazio	82	63	80	68	2,74	2,37	2,51	2,20	3,24	2,91	2,61	2,04
Abruzzo	63	191	56	162	2,09	2,49	2,17	2,91	3,11	3,63	2,38	2,83
Molise	24	24	36	64	1,3	1,34	1,3	1,55	1,44	1,46	1,55	2,09
Campania	104	109	128	106	4,03	4,6	4,85	3,90	8,14	8,17	5,73	4,11
Puglia	93	102	118	68	2,69	3,06	2,62	2,73	3,91	4,6	3,31	2,98
Basilicata	46	51	53	45	1,47	1,74	1,46	1,21	2,48	3,58	2,87	2,24
Calabria	134	128	111	105	4,16	4,48	4,25	3,70	6,45	6,79	5,87	3,91
Sicilia	197	229	321	118	4,2	5,07	4,39	4,43	7,26	8,98	5,96	5,49
Sardegna	118	71	60	65	3,15	2,91	2,4	2,32	5,26	3,67	3,03	2,75
Nord	77	45	49	34	1,69	1,39	1,36	1,16	2,28	1,88	1,64	1,45
Centro	66	55	69	67	2,13	1,96	2,05	1,79	2,75	2,46	2,34	1,82
Sud	101	115	97	99	3,48	3,95	3,65	3,44	5,99	6,53	4,68	3,90
ITALIA	83	71	69	62	2,37	2,35	2,26	2,04	3,61	3,54	2,79	2,34

**TAV. 2.58**

Durata media annuale delle interruzioni e numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa); 2008-2011

REGIONE O AREA	2008	2009	2010	2011
Puglia	13	15	44	169
Basilicata	2	1	15	16
Calabria	0	0	0	30
Sicilia	78	81	204	391
Sud	22	23	60	135
ITALIA	7	8	20	45

**TAV. 2.59**

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione per interruzioni dovute a furti

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici; 2008-2011

**Standard di qualità individuali per gli utenti in media tensione**

Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono anche un meccanismo di regolazione individuale di tutela per gli utenti alimentati in media tensione. Gli utenti che subiscono un numero di interruzioni lunghe in misura superiore agli standard

fissati dall'Autorità (Tav. 2.60) possono ricevere un indennizzo economico. Per avere diritto a tali indennizzi, gli utenti in media tensione devono avere inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità, con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento tecnico degli impianti elettrici degli utenti in media tensione.

**TAV. 2.60**

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

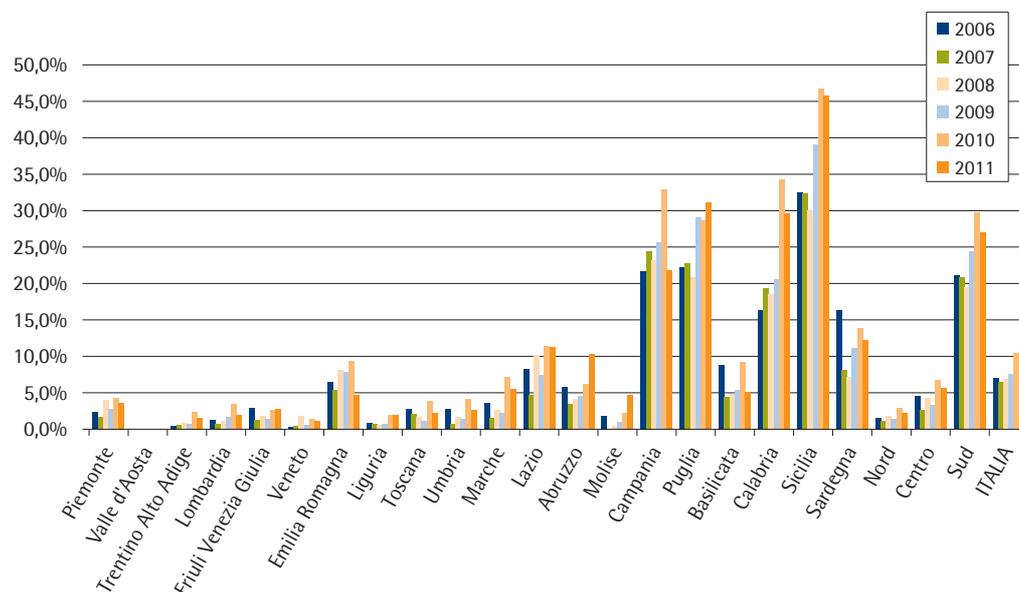
LOCALIZZAZIONE DELL'UTENTE	STANDARD VIGENTE PER GLI ANNI 2008-2009	STANDARD VIGENTE PER GLI ANNI 2010 E 2011
Ambiti in alta concentrazione (comuni > 50.000 abitanti)	3	2
Ambiti in media concentrazione	4	3
Ambiti in bassa concentrazione (comuni ≤ 5.000 abitanti)	5	4

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 2011 ha raggiunto il 27%, ben oltre il 9% medio nazionale (Fig. 2.28).

**FIG. 2.28**

Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione  
Percentuale per gli anni 2006-2011, per regione



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 (CCSE) (Tav. 2.61). 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. 2.62).

In particolare, tali ammontari vengono destinati al Conto qualità dei servizi elettrici presso la CCSE, che ha l'obiettivo di finanziare interventi migliorativi della qualità (a partire dai premi erogati dalla regolazione incentivante della continuità).

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

#### TAV. 2.61

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

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

#### TAV. 2.62

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

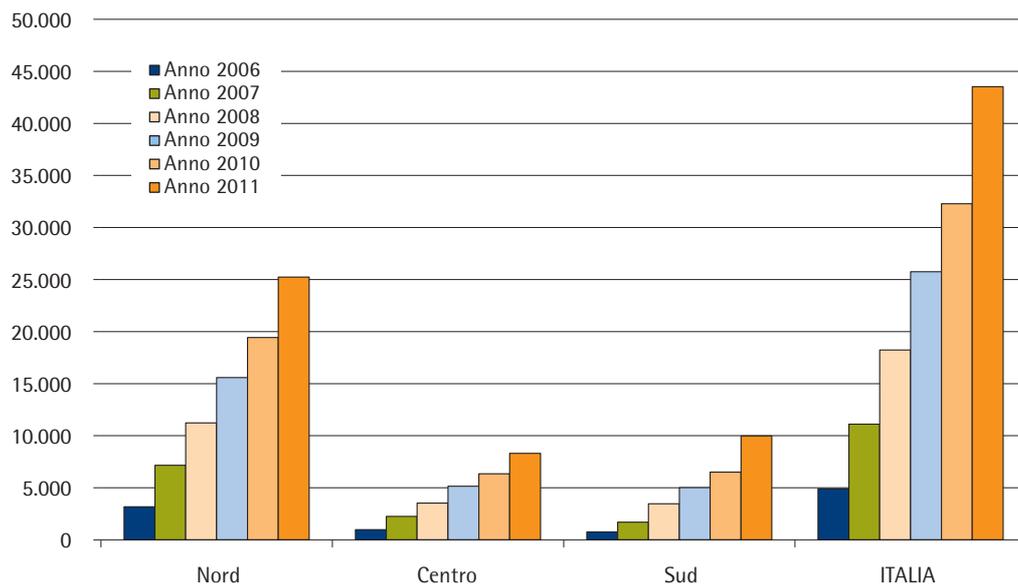
Le somme derivanti dal CTS raccolto dalle imprese distributrici nel 2010 e 2011 evidenziano un trend decrescente rispetto agli anni precedenti, spiegabile con l'aumento progressivo del numero di utenti aventi impianti adeguati su tutto il territorio nazionale. Le dichiarazioni di adeguatezza presentate al 31 dicembre 2011

da parte di utenti in media tensione hanno infatti largamente superato le 40.000 unità (Fig. 2.29).

A questi vanno aggiunti gli impianti di più recente connessione per i quali i suddetti requisiti tecnici 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 anno dal 2006 al 2011



### Indennizzi per le interruzioni di lunga durata

Dal 2009 sono in vigore standard individuali per i clienti in bassa tensione e in media tensione sulla durata massima delle interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate (Tav. 2.63). La tavola 2.64 illustra gli indennizzi automatici che le imprese

distributrici hanno erogato ai clienti in bassa tensione e in media tensione nel corso del 2011 per il superamento di tali standard: circa 20 milioni di euro a circa 180.000 clienti in bassa tensione (poco più di 100 € per cliente) e un milione di euro a poco meno di 1.000 clienti in media tensione (circa 1.000 € per cliente).

TAV. 2.63

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

GRADO DI CONCENTRAZIONE TERRITORIALE	STANDARD PER CLIENTI BT	STANDARD PER CLIENTI MT
<b>Interruzioni senza preavviso</b>		
Comuni con più di 50.000 abitanti	8	4
Comuni con numero di abitanti compreso tra 5.000 e 50.000	12	6
Comuni con meno di 5.000 abitanti	16	8
<b>Interruzioni con preavviso</b>		
Tutti i gradi di concentrazione	8	8

GRADO DI CONCENTRAZIONE	CLIENTI BT INDENNIZZATI	AMMONTARE	CLIENTI MT INDENNIZZATI	AMMONTARE
Alta	50.860	3,7	164	0,2
Media	47.213	5,4	494	0,5
Bassa	81.027	11,6	292	0,4
TOTALE	179.100	20,6	950	1,0

**TAV. 2.64**

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

### 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 degli utenti del servizio elettrico, ma 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 correlate 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 2.65 presenta il valore medio annuale delle interruzioni transitorie, cioè di durata non superiore a un secondo, registrate nel corso del 2011 e messe a confronto con il triennio 2008-2010. A livello nazionale, il numero medio annuale delle interruzioni transitorie per cliente in media tensione è stato di 6,52 nel 2011, rispetto a 7,69 interruzioni transitorie nel 2010, a 8,76 interruzioni transitorie nel 2009 e a 7,56 interruzioni transitorie nel 2008.

Tra il 2005 e il 2006, l'Autorità ha 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 RSE – Ricerca sul sistema energetico (già CESI Ricerca ed ERSE) ed entrato a regime a febbraio 2006, è pubblicamente consultabile sul sito internet <http://queen.rse-web.it> e fornisce informazioni sulla distribuzione territoriale e temporale dei buchi di tensione, nonché 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 cosiddetti "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: la tensione residua (solitamente espressa in valore percentuale della tensione di esercizio) e la durata (normalmente espressa in millisecondi).

La tavola 2.66 riporta i valori del numero medio di buchi di tensione per punto di misura per l'anno 2011. La tavola fa riferimento alla classificazione per celle di severità (profondità e durata) definita nella recente revisione della norma europea EN 50160, ratificata nel marzo 2010.

**TAV. 2.65**

Valore medio delle interruzioni transitorie per clienti in media tensione, per regioni e per ambito di concentrazione per gli anni 2008-2011

AC alta concentrazione; MC media concentrazione; BC bassa concentrazione

REGIONE O AREA	AC	AC	AC	AC	MC	MC	MC	MC	BC	BC	BC	BC
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
Piemonte	0,99	0,6	0,71	1,19	4,35	3,33	3,63	3,59	6,69	4,78	4,77	5,13
Valle d'Aosta	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1	0,61	0,68	0,57	2,25	2,04	1,76	1,40
Liguria	1,66	1,66	0,34	0,30	4,8	3,83	1,76	1,80	12,63	12,13	2,6	2,62
Lombardia	0,39	0,3	0,72	0,52	1,82	1,78	0,98	0,98	3,2	3,14	3,39	3,51
Trentino Alto Adige	0,68	1,17	0,69	0,65	1,54	1,09	5,51	4,28	4,96	4,76	6,81	6,03
Veneto	0,6	0,61	0,67	0,46	5,46	5,16	3,28	3,18	6,82	6,11	6,24	6,39
Friuli Venezia Giulia	0,7	1,47	1,45	1,33	4,13	3,9	3,65	2,88	8,42	8,13	12,8	7,62
Emilia Romagna	0,67	0,6	0,65	0,53	2,73	2,53	2,82	2,36	4,87	4,44	4,61	4,55
Toscana	1,08	1,2	1,41	0,62	4,26	4,18	4,72	2,72	11,65	9,82	12,52	6,75
Marche	1,7	3,1	3	3,14	6,94	7,54	6,67	4,85	8,57	7,65	11,22	8,27
Umbria	3,38	2,63	5,16	3,76	6,32	6,72	8,15	6,28	12,54	11,56	9,47	7,14
Lazio	1,22	1,3	1,59	1,69	8,18	8,46	9,5	7,67	9,9	9,77	11	9,81
Abruzzo	6,87	4,61	3,41	5,55	10,64	12,2	7,66	10,11	14,62	15,51	11,1	13,96
Molise	1,6	2,12	2,44	3,15	3,54	3,9	2,8	3,89	5,4	6,54	5,98	7,86
Campania	4,46	5,25	3,92	2,32	14,36	18,04	14,37	9,10	21,73	28,33	20,13	13,80
Puglia	9,98	14,84	12,7	10,67	21,81	27,32	20,09	19,12	28,82	35,83	30,07	26,60
Basilicata	0,89	2,98	3,39	1,26	10,17	15,34	15,88	9,40	9,62	13,84	15,17	12,60
Calabria	5,29	7,85	10,26	7,36	17,18	22,63	23,69	14,29	19,77	25,98	28,6	19,09
Sicilia	12,13	18,31	13,67	10,20	28,7	39,36	30,83	29,27	32,47	44,68	31,96	32,41
Sardegna	0,83	0,81	1,08	1,10	7,45	9,17	7,21	6,09	13,23	15,01	12,91	12,51
Nord	0,7	0,63	0,63	0,63	3,45	3,14	3,28	2,85	5,36	4,68	4,49	4,29
Centro	1,3	1,45	1,84	1,47	5,86	6,05	6,68	4,77	10,37	9,34	11,03	7,83
Sud	7,65	10,75	8,71	6,64	18,74	24,5	19,36	16,74	21,31	27,32	22,33	19,72
ITALIA	2,96	3,92	3,42	2,67	8,12	9,59	8,37	7,07	9,82	10,69	9,58	8,44

**TAV. 2.66**

Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2011<sup>(A)</sup>

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA				
	20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
80 ≤ u < 90	31,4	7,9	1,6	1,3	0,5
70 ≤ u < 80	13,3	3,7	0,5	0,2	0,0
40 ≤ u < 70	17,5	5,0	0,3	0,1	0,0
5 ≤ u < 40	5,9	1,5	0,2	0,0	0,0
1 ≤ u < 5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	68,1	18,1	2,6	1,6	0,5

(A) I dati si riferiscono al periodo compreso tra la settimana del 3 gennaio 2011 e quella dell'1 gennaio 2012.

Fonte: Dati del sistema di monitoraggio QuEEN.

Infine, la tavola 2.67 riporta i valori di alcuni indicatori sintetici di *dip performance*, che sono stati proposti dall'Autorità nei documenti per la consultazione pubblicati nella prospettiva dell'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, indicate dalle norme CEI EN 61000-4-11 e CEI EN 61000-4-34, che richiamano la definizione di classi di ambienti elettromagnetici fornita dalla norma CEI EN 61000-2-4. Si può osservare che i dati per il 2011 sono in deciso miglioramento.

**TAV. 2.67**

INDICATORE	2006	2007	2008	2009	2010	2011
N: numero buchi di tensione	122,8	136,3	126,5	114,4	98,4	90,9
N2: numero buchi con classe severità 2	61,7	64,3	68,8	49,6	40,6	34,6
N3b: numero buchi con classe severità 3	25,7	25,2	26,8	18,8	16,0	14,2
R-SADFI: <i>Regulated System Average Dip Frequency Index</i>	43,7	44,8	47,8	34,2	28,3	24,4

Indicatori relativi ai buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione  
Anni 2006-2011

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

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

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, nel 2007 e nel 2011 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, 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.

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). Nell'anno 2011 si riscontra un leggero aumento del numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico rispetto all'anno 2010, con conseguente aumento dell'ammontare degli indennizzi effettivamente erogati ai clienti, che si è attestato a poco più di un milione di euro. I dati osservati indicano comunque una buona performance delle imprese che riescono a rispondere alle esigenze del cliente finale con tempestività.

**TAV. 2.68**

Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2011  
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali, dall'1 luglio 2000; ammontare in M€

	CASI DI MANCATO RISPETTO STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO
<b>Carta dei servizi</b>			
1997	6.099	21	0,001
1998	4.167	54	0,002
1999	8.418	22	0,001
<b>Regolazione della qualità commerciale</b>			
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
2011	15.351	14.989	1,22

Esaminando le singole prestazioni disciplinate dalla qualità commerciale (Fig. 2.30), si osserva che la percentuale più alta di casi di mancato rispetto degli standard specifici registrata nell'anno 2011 è attribuibile alle verifiche della tensione; tale percentuale risulta essere intorno al 2% del complesso di tali prestazioni. La verifica del gruppo di misura e la fascia di puntualità per

appuntamenti richiesti dal cliente finale mostrano percentuali di mancato rispetto in diminuzione in confronto all'anno precedente, mentre risultano lievemente variare le percentuali di mancato rispetto per tutte le altre prestazioni, a meno della preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete in bassa tensione, che ha registrato un significativo peggioramento rispetto al 2010.

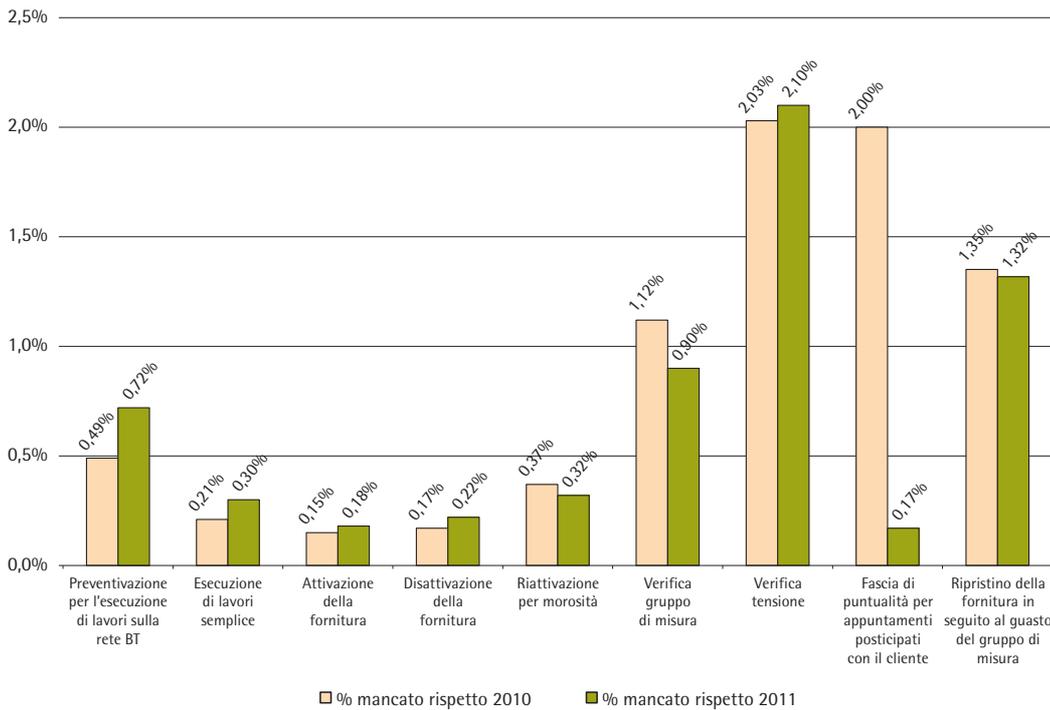


FIG. 2.30

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale, anno 2011, utenti in bassa tensione domestici e non domestici

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

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.

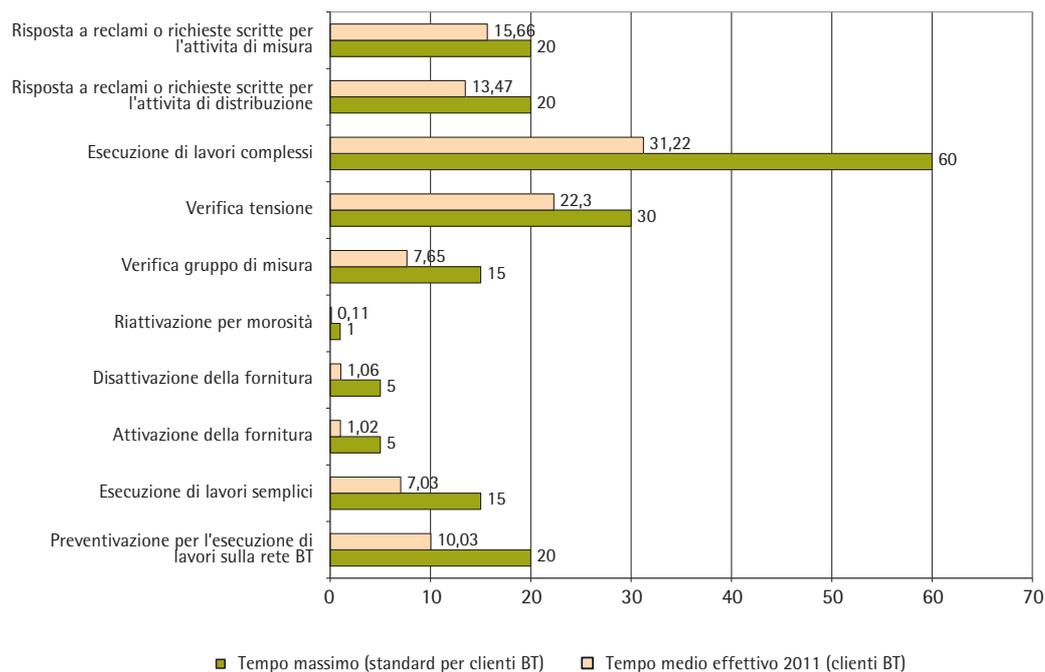
Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni registrati nel 2011 (Fig. 2.31) si può osservare che, per tutte le tipologie di prestazioni, i tempi medi effettivi risultano essere migliori dello standard di tempestività definito. La riduzione dei tempi per le prestazioni che 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 2010 e 2011 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. Si osserva che nel complesso il numero di prestazioni eseguite rispetto all'anno precedente è in diminuzione. 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.

Per quanto riguarda gli indennizzi automatici corrisposti ai clienti finali, si registra un deciso incremento del numero di indennizzi corrisposti per la preventivazione (per l'esecuzione di lavori sulla rete in bassa tensione) e un lieve incremento del numero di indennizzi corrisposti per l'attivazione e la disattivazione della fornitura, a fronte di una forte diminuzione del numero di indennizzi corrisposti per la puntualità per appuntamenti richiesti dal cliente.

FIG. 2.31

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in bassa tensione domestici e non domestici nel 2011  
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



TAV. 2.69

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione (domestici e non domestici) negli anni 2010 e 2011  
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

PRESTAZIONE	STANDARD	ANNO 2010		ANNO 2011			
		NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per esecuzione di lavori sulla rete BT	20 gg. lavorativi	354.869	9,88	1.481	314.568	10,03	2.633
Esecuzione di lavori semplici	15 gg. lavorativi	341.867	7,17	670	333.899	7,03	1.018
Attivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	1.506.680	1,03	2.152	1.400.611	1,02	2.384
Disattivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	809.533	1,14	1.287	827.116	1,06	1.735
Riattivazione per morosità	1 gg. feriale	1.290.738	0,12	4.660	1.257.649	0,11	4.063
Verifica gruppo di misura	15 gg. lavorativi	18.731	7,75	212	14.115	7,65	165
Verifica tensione	30 gg. lavorativi	1.708	21,24	34	1.836	22,30	51
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2 ore	73.122	0,00	1.085	57.254	0,00	116
Ripristino fornitura a seguito del guasto gruppo di misura	3-4 ore	109.549	1,56	926	88.324	1,54	953

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*, il quale prevede che il venditore sia l'interfaccia unica del *customer care* per i clienti finali, dall'1 luglio 2009 sono in vigore due nuovi standard specifici in capo ai distributori per la messa a disposizione dei dati tecnici richiesti dai venditori (richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura e di altri dati). Le prestazioni hanno standard specifici differenziati a seconda che la richiesta del venditore riguardi la lettura del gruppo di misura o altri dati tecnici. In caso di non

rispetto dello standard per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi è previsto un indennizzo automatico di 20 € che il distributore deve versare al venditore.

La tavola 2.70 illustra i dati relativi al numero di richieste, ai tempi medi effettivi e al numero di indennizzi corrisposti ai venditori dai distributori registrati negli anni 2010 e 2011.

I tempi medi effettivi registrati nel 2011 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 negli anni 2010 e 2011

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

	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10 gg. lavorativi	8.885	6,34	126	14.780	5,24	170
Richiesta di altri dati tecnici	15 gg. lavorativi	50.933	10,01	840	59.860	10,83	1.081

Fonte: Dichiarazioni dei distributori all'Autorità.

## 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 gas. L'Indagine è eseguita su un campione di circa 24.000 famiglie 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 avvicinati 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"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Nordovest	94,6	94,5	94,1	94,5	94,9	93,2	90,4	91,8	91,3	90,4	90,2	90,4	91,4
Nordest	93,1	94,1	92,0	94,3	92,9	91,5	88,0	88,8	90,1	86,4	86,3	86,4	87,2
Centro	89,4	91,3	89,6	91,1	90,9	89,4	87,1	87,5	89,1	85,4	86,8	87	88,5
Sud	86,4	88,1	88,7	89,2	89,5	89,9	87,8	87,9	88,5	85,2	87,7	86,5	88,6
Isole	83,7	83,9	84,5	84,5	85,6	84,2	80,4	82,7	83,3	78,8	81,7	82,6	84,3
<b>ITALIA</b>	<b>90,3</b>	<b>91,2</b>	<b>90,6</b>	<b>91,7</b>	<b>91,5</b>	<b>90,3</b>	<b>87,7</b>	<b>88,6</b>	<b>89,2</b>	<b>86,3</b>	<b>87,3</b>	<b>87,3</b>	<b>88,6</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Terna. I dati relativi al 2011 sono provvisori.

Nel 2011 il livello di soddisfazione generale dei clienti per il servizio elettrico risulta in aumento, a livello nazionale, rispetto all'anno precedente (Tav. 2.71). Si confermano livelli di soddisfazione

differenti sotto il profilo geografico (Tavv. 2.71 e 2.72). I livelli più alti di soddisfazione continuano a essere registrati nelle regioni del Nordovest, mentre i peggiori vengono registrati nelle isole.

**TAV. 2.72**

Soddisfazione per la continuità  
del servizio elettrico:  
analisi per macroregioni  
Percentuali ottenute dai giudizi "molto  
soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Nordovest	95,4	95,4	95,1	94,5	95,6	94,1	93,5	94,3	93,7	94,1	94,3	94,8	94,9
Nordest	94,2	94,8	93,9	95,8	95,0	93,1	93,1	93,5	95,0	94,3	94	94,5	94,9
Centro	89,5	90,6	89,0	91,9	91,7	89,9	89,4	90,5	92,3	90,9	92,3	91,6	93,3
Sud	85,9	87,5	88,3	88,5	89,2	89,6	90,0	89,7	90,8	89,8	90,1	89,1	91,3
Isole	85,0	83,1	85,8	85,9	88,4	86,4	83,5	86,6	88,4	81,9	87,6	87,7	89,1
<b>ITALIA</b>	<b>90,8</b>	<b>91,1</b>	<b>91,2</b>	<b>92,0</b>	<b>92,5</b>	<b>91,1</b>	<b>90,8</b>	<b>91,6</b>	<b>92,5</b>	<b>91,3</b>	<b>92,2</b>	<b>92,1</b>	<b>93,1</b>

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2011.

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 condiziona maggiormente il peso nel giudizio. Nel 2011 l'andamento del livello di soddisfazione dei clienti per la continuità nel servizio elettrico

risulta complessivamente in aumento, rispetto all'anno precedente, confermando gradi di soddisfazione differenti sotto il profilo geografico (Tav. 2.72), ma registrando miglioramenti nei giudizi espressi dalle famiglie residenti nelle regioni del Nord, del Centro, del Sud e delle isole.

REGIONI	2010	2011
Emilia Romagna	95,4	95,1
Trentino Alto Adige	95,4	95
Lombardia	95	94,7
Piemonte	95	95,2
Friuli Venezia Giulia	93,5	94,6
Veneto	93,5	94,8
Marche	93,3	96,2
Toscana	93,2	94,2
Liguria	93,1	95
Molise	92,7	93
Valle d'Aosta	92,3	92,1
Umbria	91,7	90,9
Puglia	91	93,7
Basilicata	90,9	94,6
Lazio	90,1	92,2
Abruzzo	89,7	88,3
Calabria	88,8	89,4
Sardegna	88,4	90,6
Sicilia	87,4	88,5
Campania	87,3	90,7

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2011.

### TAV. 2.73

Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico: analisi regionale  
Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti";  
2010-2011

Gli aspetti commerciali del servizio rivestono un peso meno decisivo nel giudizio complessivo dei clienti elettrici rispetto alla continuità del servizio.

In merito agli aspetti commerciali, rispetto all'anno precedente si registra un miglioramento per alcuni fattori (assenza di sbalzi di tensione e informazioni sul servizio), ma un peggioramento

in relazione alla comprensibilità delle bollette e del display del contatore elettronico (Tav. 2.74).

Le percentuali di soddisfazione più basse, e in lieve peggioramento rispetto all'anno precedente, sono registrate infatti per gli aspetti legati alla comprensibilità delle bollette (65,1%) e per le informazioni sul servizio (65,4%).

**TAV. 2.74**

Soddisfazione globale e 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	2011
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	93,1
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	87,8
Frequenza lettura <sup>(A)</sup>	72,8	74,1	73,5	72,5	72,5	70,7	71,5	79,1	83	79,6	81,8	-	-
Comprensibilità display contatore elettrico <sup>(A)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78,1	77,9
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	65,1
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	65,4
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	88,6

(A) Dal 2010 la comprensibilità del display del contatore elettrico ha sostituito la frequenza di lettura.

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2011.



# 3.

Struttura,  
prezzi e qualità  
nel settore gas

---

# Domanda e offerta di gas naturale nel 2011

---

Dopo gli incoraggianti segnali di ripresa del 2010, nel 2011 la domanda di gas ha registrato un forte calo. Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, lo scorso anno il consumo interno lordo è stato di 77,9 G(m<sup>3</sup>) in diminuzione del 6,2% rispetto all'anno precedente. Nel 2011 i consumi finali sono risultati inferiori, anche se di poco, a quelli del 2009, anno in cui i consumi registrarono una battuta d'arresto dell'8%. La domanda ha subito una contrazione di 5,2 G(m<sup>3</sup>), evidenziando una variazione negativa in quasi tutti i settori.

I consumi del settore civile (residenziale e terziario), che rappresentano il 40% circa dei consumi nel nostro Paese, hanno registrato una riduzione dell'8,4% passando dai 34 G(m<sup>3</sup>) del 2010 ai 31 G(m<sup>3</sup>) del 2011. Le condizioni climatiche miti e le difficoltà economiche che l'Italia sta attraversando sono alla base della riduzione dei consumi domestici. Alla crisi del settore civile si è accompagnato il calo dei consumi del termoelettrico, anch'esso piuttosto sensibile e pari a -7%; il settore industriale ha evidenziato invece una riduzione più modesta, dell'1,1%. Anche le destinazioni di consumo di minore rilevanza quali l'agricoltura e gli usi non energetici (che insieme non raggiungono l'1% del totale dei consumi) hanno registrato una variazione negativa. In particolare, i consumi agricoli hanno manifestato una riduzione dell'8% mentre il gas destinato a usi non energetici ha subito un crollo, pari a

-24,6%. L'unica voce in aumento è stata quella dell'autotrazione, che ha confermato il trend di crescita che la contraddistingue ormai da diversi anni. Complice anche il forte e continuo aumento dei prezzi dei carburanti, dal 2006 al 2010 il settore dell'autotrazione è stato protagonista di un notevole sviluppo. Da sottolineare però che la crisi non ha risparmiato nemmeno questo settore, infatti nell'ultimo anno la variazione in aumento è stata appena del 2,6%, dunque fortemente ridimensionata se confrontata con l'incremento medio del 10% registrato negli ultimi cinque anni o con la notevole variazione del 16% dell'anno precedente.

Nel 2011 la produzione nazionale ha toccato quasi 8,5 G(m<sup>3</sup>) registrando un lieve aumento per il secondo anno consecutivo (+0,5% rispetto al 2010), cosa che non accadeva dal 1994. La forte contrazione dei consumi ha contribuito anche alla riduzione delle importazioni (-6,6%), con un calo di quasi 5 G(m<sup>3</sup>). Pure le esportazioni hanno evidenziato una riduzione, passando dai 141 M(m<sup>3</sup>) del 2010 a 124 M(m<sup>3</sup>) nel 2011. Le importazioni nette, pari a 70,2 G(m<sup>3</sup>) sono tornate sui livelli del 2009. La variazione dei volumi negli stoccaggi è stata positiva e pari a 777 M(m<sup>3</sup>) di gas con un incremento del 49% rispetto all'anno precedente. Tenendo conto che i consumi e le perdite di rete sono stimabili in circa 1,8 M(m<sup>3</sup>), il valore dei consumi nazionali nel 2011 è valutabile in 76,1 M(m<sup>3</sup>). Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è rimasto

sostanzialmente invariato rispetto al 2010 e pari al 90%.

Come sempre il bilancio degli operatori è stato redatto riaggregando le informazioni che le singole imprese hanno fornito nella consueta Indagine annuale sui settori regolati (i dati sono da considerarsi

provvisori in tutto il Capitolo) a seconda del gruppo societario di appartenenza; il gruppo di appartenenza è quello dichiarato dagli operatori nell'Anagrafica operatori dell'Autorità. I gruppi sono poi stati attribuiti alle diverse classi in base al valore degli impieghi

### TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale 2011  
G(m<sup>3</sup>); valori riferiti ai gruppi industriali

	Gruppo Eni	15-18 G(m <sup>3</sup> )	10-15 G(m <sup>3</sup> )	2-10 G(m <sup>3</sup> )	1-2 G(m <sup>3</sup> )	0,1-1 G(m <sup>3</sup> )	< 0,1 G(m <sup>3</sup> )	TOTALE
Produzione nazionale netta	6,8	0,5	-	0,8	0,0	-	0,0	8,1
Importazioni nette <sup>(A)</sup>	28,0	12,4	10,4	8,0	6,2	2,7	0,0	67,7
- di cui vendite Eni S.p.A. oltre frontiera	-	0,9	0,6	-	0,1	0,0	-	1,6
Variazioni scorte	0,5	0,4	-0,2	0,0	-0,2	-0,3	0,0	0,3
Stoccaggi al 31 dicembre 2009	2,4	0,9	1,6	2,2	0,1	0,5	0,0	7,7
Stoccaggi al 31 dicembre 2010	1,8	0,5	1,7	2,1	0,3	0,8	0,0	7,4
Acquisti sul territorio nazionale	4,1	21,0	15,0	31,3	8,2	16,3	5,6	101,6
da Eni	0,8	4,4	1,4	3,3	0,1	1,1	0,8	11,8
da altri operatori	3,3	16,6	13,6	28,1	8,1	15,2	4,9	89,8
Acquisti in Borsa	-	0,0	-	-	0,3	0,0	0,1	0,4
Cessioni ad altri operatori nazionali	15,9	19,6	12,3	27,9	13,5	8,2	0,6	98,0
- di cui vendite al PSV	7,1	10,3	2,5	13,9	9,2	3,5	0,4	47,0
Vendite in Borsa	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4
Trasferimenti netti	1,0	1,4	-0,4	0,8	0,7	0,2	-1,1	2,6
Consumi e perdite <sup>(B)</sup>	0,4	0,3	0,2	0,4	0,1	0,2	0,1	1,8
Autoconsumi	5,6	3,5	1,3	1,0	0,7	0,4	0,0	12,5
Vendite finali	18,2	12,2	11,0	11,7	0,9	10,1	3,9	68,0
Al mercato libero	11,5	11,1	7,6	8,6	0,9	6,9	2,0	48,6
Al mercato tutelato	6,7	1,2	3,3	3,1	0,0	3,2	1,9	19,4
Vendite finali per settore	18,2	12,2	11,0	11,7	0,9	10,1	3,9	68,0
Generazione elettrica	3,9	7,2	5,5	3,1	0,2	1,2	0,1	21,3
Industria	7,1	3,3	1,3	3,6	0,5	3,3	0,9	20,1
Commercio e servizi	1,5	0,4	0,5	1,4	0,1	2,0	0,7	6,5
Condomini uso domestico	1,0	0,1	0,5	0,5	0,0	0,6	0,5	3,2
Domestico	4,7	1,3	3,0	3,0	0,0	3,1	1,7	16,9
- di cui a clienti finali collegati	0,7	1,7	5,3	1,7	0,3	1,3	0,5	11,5

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Consumi e perdite stimati in base alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni (inclusi gli acquisti in Borsa).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

di gas, cioè a seconda dell'ampiezza delle vendite effettuate sia all'ingrosso sia al mercato finale (in entrambi i casi sono comprese le vendite a soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario) e degli autoconsumi.

In base ai primi risultati dell'Indagine annuale, nel 2011 sono stati venduti al mercato finale 68 G(m<sup>3</sup>). Se a tali quantitativi si aggiungono 12,5 G(m<sup>3</sup>) di autoconsumi, cioè il gas direttamente impiegato nelle centrali di produzione elettrica degli operatori, e 1,8 G(m<sup>3</sup>) di perdite, si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 82,3 G(m<sup>3</sup>), un valore di circa 6 G(m<sup>3</sup>)

superiore a quello indicato 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, come pure preconsuntivi sono i volumi citati del ministero. Dall'altro, un'importante fonte di discrepanza è certamente riconducibile al diverso potere calorifico e al fatto che, nonostante venga chiesto agli operatori di rispondere alle richieste sui quantitativi di gas trattato riportando sempre il gas a un potere calorifico uniforme (pari a 38,1 MJ/m<sup>3</sup>), in molti

casì questo non avviene. Infine, una terza ragione di differenza nei dati ministeriali può risalire al fatto che gli operatori spesso rispondono ai questionari sui dati annuali indicando dati di cassa (che comprendono quantitativi non afferenti all'anno richiesto) in luogo di quelli di competenza richiesti.

Nel 2012 i principali gruppi in termini di vendite e autoconsumi, dopo Eni, sono stati Edison e GdF Suez che hanno fatto registrare un totale di impieghi compresi tra 15 e 18 G(m<sup>3</sup>); nello specifico l'ammontare degli impieghi di Edison è pari a 17,9 G(m<sup>3</sup>) mentre quelli di GdF Suez sono di poco inferiori e pari a 17,5 G(m<sup>3</sup>). Da notare che nel gruppo GdF Suez sono inclusi anche i volumi venduti da GdF Suez Energy Management (ex AceaElectrabel Trading), passata in tale gruppo nel corso del 2011 in virtù della complessa operazione societaria conseguente allo scioglimento della *joint venture* tra Acea e GdF Suez Energia Italia. Nella classe successiva, cioè quella dei gruppi che hanno vendite e/o autoconsumi compresi tra 10 e 15 G(m<sup>3</sup>) sono inclusi Enel e A2A rispettivamente con 13,9 G(m<sup>3</sup>) e 10,7 G(m<sup>3</sup>). Nella classe con impieghi tra i 2 e i 10 G(m<sup>3</sup>) sono inclusi 11 gruppi che oscillano tra i 6,3 G(m<sup>3</sup>) di Sinergie Italiane e i 2,1 G(m<sup>3</sup>) di Axpo Group: oltre a questi, i gruppi che ricadono in detta classe sono E.On, Royal Dutch Shell, Hera, VNG Italia, Unogas, Gas Plus, Iren, Enoi e Ascopiave. Le classi successive comprendono rispettivamente 10, 53 e 215 gruppi: nell'ultima classe in particolare ricadono tantissimi gruppi che vendono e/o autoconsumano anche poche migliaia di metri cubi di gas (da 99 milioni a 1.000 m<sup>3</sup>). Si conferma, dunque, la tendenza già registrata in passato relativa all'alta mobilità dei gruppi tra le diverse classi che cambia la connotazione delle stesse. La produzione nazionale è per la massima parte in capo al gruppo Eni, fatta eccezione per alcune quote che sono riconducibili a Edison e ad altri piccoli coltivatori.

Mentre le importazioni di Eni si sono mantenute costanti rispetto allo scorso anno, quelle di Edison e di tutti gli altri gruppi sono generalmente diminuite salvo alcune eccezioni. In particolare, sono aumentate le importazioni di Sinergie Italiane (sebbene non siano affatto aumentate le importazioni della classe cui l'operatore appartiene) e quelle della classe dei gruppi compresi tra 1 e 2 G(m<sup>3</sup>), dove ricadono quattro gruppi che nel 2010 erano inseriti nelle classi più basse e due gruppi particolarmente attivi nell'attività di approvvigionamento all'estero provenienti dalle classi più alte.

Per quello che riguarda gli acquisti sul territorio nazionale, nel 2011 la quota di gas che tutte le imprese hanno acquistato direttamente da Eni, pari al 13,4%, è ulteriormente diminuita rispetto all'anno

precedente, a dimostrazione di come il mercato all'ingrosso sia particolarmente vivace e ciascun operatore cerchi di differenziare il più possibile le modalità di approvvigionamento e le singole controparti. Relativamente agli impieghi, invece, la quota di gas venduta all'ingrosso (comprese le vendite in Borsa) sul totale dei volumi complessivamente venduti e autoconsumati è ulteriormente aumentata rispetto allo scorso anno passando dal 50,5% al 55%; in particolare tale tendenza si è verificata in tutti le classi eccetto per quella che contiene i gruppi con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>) e per Eni, per cui la stessa quota è leggermente scesa, passando dal 41,9% del 2010 al 40,3% del 2011. Questi aumenti si spiegano, come si vedrà nel corso del capitolo, con l'affacciarsi nel mercato all'ingrosso di un numero sempre maggiore di operatori (il numero di soggetti che svolgono unicamente attività all'ingrosso è passato dai 33 del 2010 ai 40 del 2011) e da una crescente quota di gas venduto su questo mercato da soggetti che vi operano (la quota del gas venduto sul mercato all'ingrosso da soggetti che sono attivi sia su tale mercato sia sul mercato *retail* è passata, infatti, dal 54% al 57,4%). Del gas complessivamente ceduto all'ingrosso il 48% viene venduto al Punto di scambio virtuale (PSV) rispetto al 36% del 2010: in particolare, si nota come siano i gruppi di più piccola dimensione (quelli sotto i 100 milioni di m<sup>3</sup>) che vendono più del 70% delle proprie, seppure molto limitate, vendite all'ingrosso.

La quota degli autoconsumi sugli impieghi è complessivamente scesa di un punto percentuale (dall'8% del 2010 al 7% del 2011), ma nonostante ciò tale voce rappresenta ancora una porzione rilevante degli impieghi presso i gruppi principali che, generalmente, sono quelli che dispongono di impianti di generazione di energia elettrica. Se al gas destinato agli autoconsumi sommiamo quello per i clienti finali collegati societariamente, si può notare come il gas riservato al proprio fabbisogno nell'ambito di ciascun gruppo sia particolarmente significativo. Per Eni la quota è aumentata, passando dal 14,2% al 15,7%, come pure si registra un rialzo nei principali gruppi dove le quote di gas destinato al fabbisogno del gruppo si attestano intorno al 15% per la classe tra i 15 e i 18 G(m<sup>3</sup>) e al 27% per la classe tra 10 e 15 G(m<sup>3</sup>). Da notare come siano significativamente aumentati gli autoconsumi della classe tra 1 e 2 G(m<sup>3</sup>) dove ricade, tra l'altro, uno tra i primi dieci gruppi nella generazione elettrica che ha praticamente raddoppiato la quantità di gas impiegato. Nella classe relativa ai gruppi che hanno venduto e/o autoconsumato il gas per un ammontare compreso tra i 2 e i 10 G(m<sup>3</sup>) la quota è, invece, scesa dall'11,1% al 6,7%. In totale i volumi

autoconsumati o venduti a clienti finali collegati societariamente hanno rappresentato il 15,5% del totale degli impieghi.

Relativamente al mercato finale, le vendite ai clienti tutelati rappresentano il 28,5% del totale rispetto al 30,5% del 2010; il gruppo Eni ha venduto sul mercato tutelato il 37% delle vendite finali contro il 39% dello scorso anno, mentre per Edison e GdF Suez il quantitativo di gas venduto a clienti finali è pari al 9,4% delle vendite totali, per Enel e A2A questa quota è pari al 30,6%, mentre per i gruppi più piccoli va da un minimo del 3,4% a quasi il 50% delle vendite complessive.

Se si esclude la classe dei gruppi tra 2 e 10 G(m<sup>3</sup>), dove si è registrato un lieve aumento delle vendite al mercato tutelato, in tutti gli altri gruppi si è verificata una diminuzione che nella classe 0,1-1 G(m<sup>3</sup>) è addirittura di circa dieci punti percentuali. Relativamente ai piccolissimi operatori la quota delle vendite al mercato tutelato è, come indicato sopra, del 49%: sembrerebbe, dunque, che per questa tipologia di operatori si stia invertendo la tendenza registrata fino allo scorso anno per cui essi vendevano la maggior parte del gas sul

mercato tutelato. Questi gruppi restano comunque quelli in cui le vendite al settore domestico (inclusi i condomini) sono ancora pari al 56%, a conferma del fatto che quanto più un operatore è piccolo tanto più ha un mercato limitato a quello che era il territorio storico di vendita risalente a prima della liberalizzazione.

La classe tra 1 e 2 G(m<sup>3</sup>) evidenzia la minor quota di gas venduto al mercato domestico: essa è pari ad appena il 6,4% e per giunta in diminuzione rispetto al 22% del 2010. Ciò si spiega con la diversa natura dei gruppi che compongono questa classe nei due anni, come sopra descritto.

Se prendiamo in considerazione il mercato civile (domestico, condomini e commercio e servizi) la quota di gas a esso venduto si conferma al 39%. Secondo i dati rilevati presso gli operatori, i 68 G(m<sup>3</sup>) complessivamente venduti nel 2011 sono anche quest'anno ripartiti in modo equo (circa il 30% ciascuno) tra i settori industriale, termoelettrico e domestico (compresi i condomini), mentre il commercio e i servizi (tra cui rientra anche l'autotrazione) hanno acquisito quasi il 10% dei consumi totali.

# Mercato e concorrenza

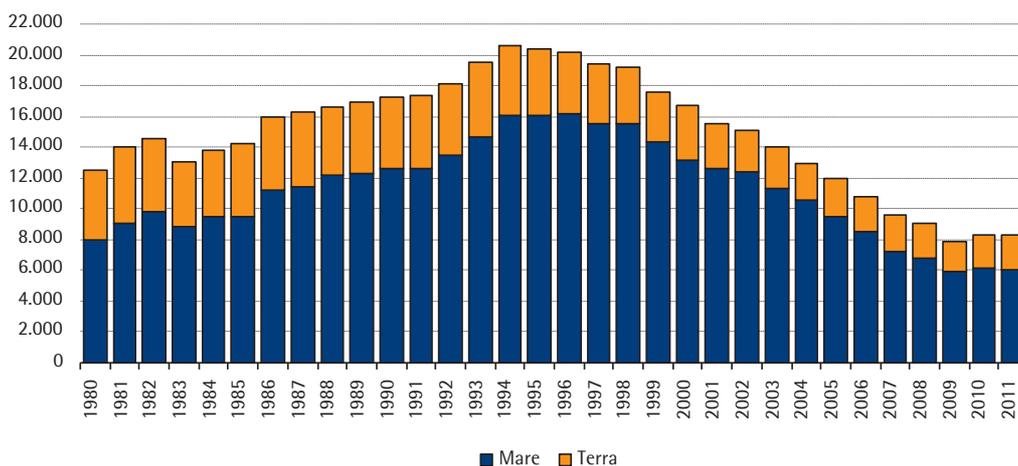
## Struttura dell'offerta di gas

### Produzione nazionale

Dopo anni di ininterrotto declino, la produzione nazionale di gas naturale sta sperimentando da tre anni a questa parte un trend di assestamento intorno agli 8 G(m<sup>3</sup>)/anno. Secondo i dati provvisori diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, infatti, anche nel 2011 l'estrazione di gas sul territorio nazionale ha toccato quota 8.449 M(m<sup>3</sup>), evidenziando anzi una lieve crescita dello 0,5% rispetto al 2010. Nel 1994, la produzione italiana di gas ha raggiunto il massimo superando di poco i 20 G(m<sup>3</sup>) e arrivando a soddisfare circa un terzo dei consumi nazionali dell'epoca. Da allora la copertura

del fabbisogno interno è scesa sino all'attuale 11% circa.

Secondo i dati pubblicati dall'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia (UNMIG) del Ministero dello sviluppo economico, la produzione 2011, pari a 8.339 M(m<sup>3</sup>) – valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente – è stata ottenuta per il 28% da giacimenti a terra e per il 72% da coltivazione in mare (Fig. 3.1). La quantità di gas estratta da giacimenti in terraferma, pari a 2.341 M(m<sup>3</sup>), è cresciuta rispetto al 2010 dell'8,6%, mentre è lievemente diminuita (-1,8%) la produzione in mare, quest'anno pari a 5.997 M(m<sup>3</sup>).



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, UNMIG.

FIG. 3.1

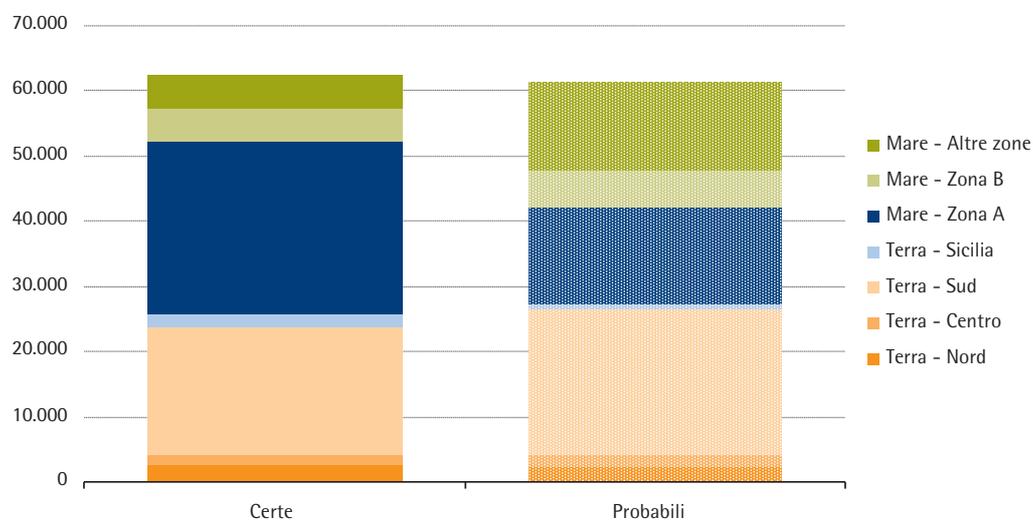
Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980  
M(m<sup>3</sup>)

L'UNMIG valuta le riserve certe di gas al 31 dicembre 2011 in 62,3 G(m<sup>3</sup>) e quelle probabili in 61,4 G(m<sup>3</sup>) (Fig. 3.2). Al ritmo di produzione medio degli ultimi cinque anni, le sole riserve certe basterebbero quindi per poco più di sette anni. Tutto questo senza naturalmente tenere conto di eventuali rivalutazioni o investimenti che potrebbe-

ro trasformare parte delle riserve attualmente giudicate probabili o possibili (queste ultime stimate in altri 28,5 G(m<sup>3</sup>)) in riserve certe. La parte preponderante delle riserve certe, vale a dire il 58,5%, si trova in mare, mentre il restante 41,5% è localizzato in terraferma e specialmente al Sud (31%).

**FIG. 3.2**

Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2011  
M(m<sup>3</sup>)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, UNMIG.

**TAV. 3.2**

Produzione di gas naturale in Italia nel 2011  
M(m<sup>3</sup>)

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	6.759	83,1%
Royal Dutch Shell	570	7,0%
Edison	517	6,4%
Gas Plus	229	2,8%
Altri	289	3,6%
<b>TOTALE</b>	<b>8.130</b>	<b>100,0%</b>
PRODUZIONE (Ministero dello sviluppo economico)	8.449	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Secondo i dati raccolti nella consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità, sono nove gli operatori che nel 2010 hanno dichiarato di aver estratto gas naturale nel territorio nazionale e la loro produzione complessiva è risultata pari a 8.130 M(m<sup>3</sup>). Il segmento resta dominato da Eni che possiede la quota più elevata e largamente superiore a quella dei concorrenti, pari all'83,1%. Seguono i gruppi Royal Dutch Shell ed Edison con quote simili intorno al 6,5%. Royal Dutch Shell ha mantenuto la seconda posizione conquistata nel 2010 a scapito di Edison. La quota di Gas Plus è tornata al 2,8% dal 3,3% registrato nel 2010. La produzione del gruppo è notevolmente diminuita rispet-

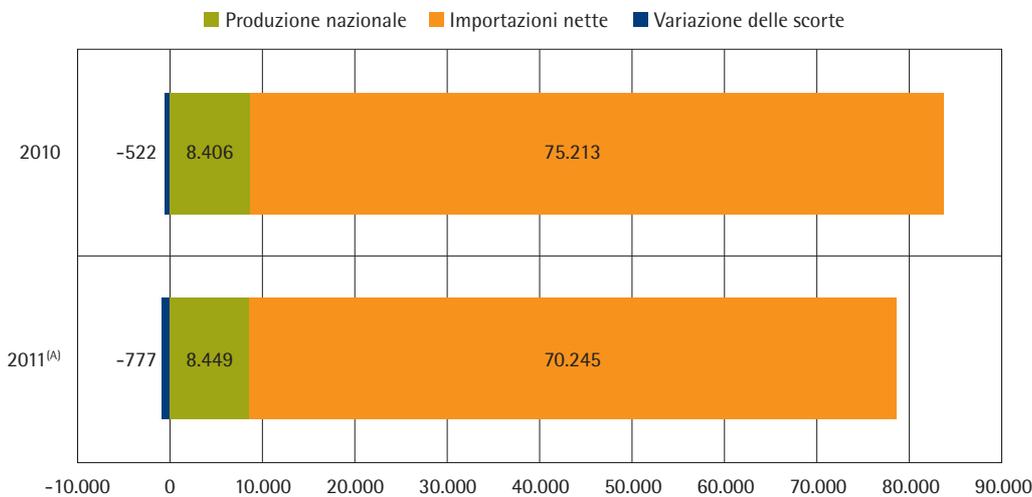
to allo scorso anno (-13%), probabilmente anche per effetto della vendita di una concessione di coltivazione in Pianura Padana a Eni, avvenuta alla fine del 2010.

### Importazioni

In termini netti le importazioni di gas in Italia (Fig. 3.3) sono diminuite lo scorso anno di quasi 5 G(m<sup>3</sup>), passando da 75.213 a 70.244 M(m<sup>3</sup>) e tornando così ai livelli del 2009. Secondo i dati provvisori del Ministero dello sviluppo economico, infatti, nel 2011 le importazioni lorde sono scese a 70.368 dai 75.354 M(m<sup>3</sup>) che

avevano raggiunto nel 2010, così come le esportazioni si sono ridotte a 124 da 141 M(m<sup>3</sup>). Tenendo conto che la variazione di volume negli stoccaggi per l'anno è stata pari a 777 M(m<sup>3</sup>) – nel 2010 andarono a stoccaggio solo 522 M(m<sup>3</sup>) – e che i consumi e

le perdite di rete sono stimabili in circa 1.846 M(m<sup>3</sup>), il valore dei consumi nazionali nel 2011 è valutabile in 76.071 M(m<sup>3</sup>). Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2010 e pari al 90%.

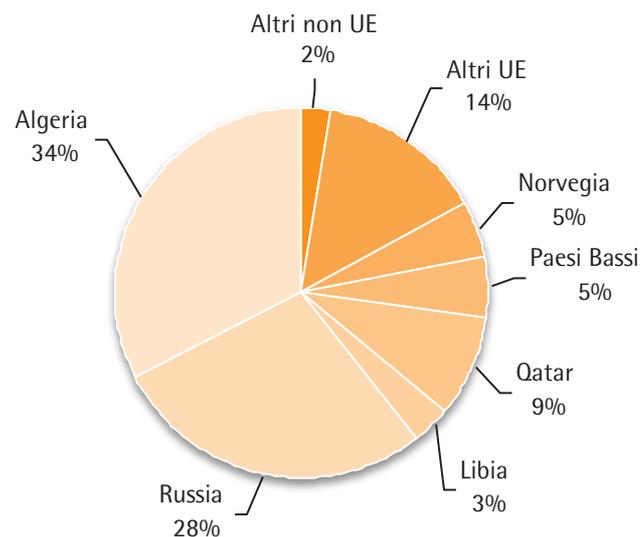


(A) Per il 2011 dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

La figura 3.4 mostra la ripartizione dei volumi di gas importato in base alla nazione di provenienza fisica: il 75% del gas importato in Italia proviene da paesi non appartenenti all'Unione europea. Per lo più il gas arriva nel nostro Paese attraverso i gasdotti (89%), 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 2011 le importazioni da questo paese hanno toccato 6,2 G(m<sup>3</sup>) e la ragguardevole quota dell'8,8% dell'intero gas importato in Italia. Il paese di provenienza più importante è da molti anni l'Algeria,



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

**FIG. 3.3**

Immissioni in rete nel 2010 e nel 2011  
G(m<sup>3</sup>)

**FIG. 3.4**

Importazioni lorde di gas nel 2011 secondo la provenienza  
Valori percentuali, dati provvisori

che da sola copre oltre un terzo del fabbisogno italiano; nel 2011 da questo paese sono arrivati 23 G(m<sup>3</sup>), il 93% via tubo a Mazara del Vallo e il resto via nave, rigassificati presso l'impianto di Panigaglia (in provincia di La Spezia). Dalla Russia sono giunti, attraverso i punti di ingresso di Tarvisio e Gorizia, 19,7 G(m<sup>3</sup>), ovvero il 28% del gas complessivamente importato in Italia. I quantitativi di gas proveniente dalla Libia, sono drasticamente diminuiti lo scorso anno, a causa delle note vicende politiche accadute in quel paese: dai circa 9 G(m<sup>3</sup>) che mediamente entravano in Italia negli anni precedenti tramite il punto della rete nazionale di Gela, nel 2011 infatti i volumi libici sono scesi ad appena 2,3 G(m<sup>3</sup>). Quote importanti di gas, anche a parziale compensazione del deficit libico, sono giunte da paesi europei: non soltanto i "tradizionali" quantitativi provenienti dalla Norvegia e dai Paesi Bassi, ma anche dall'Austria, dalla Germania e da altri paesi dell'Unione europea. Complessivamente, infatti, la quota di gas di provenienza europea

che nel 2011 è stata importata in Italia ha raggiunto il 25%. Il rimanente 2% delle importazioni 2010 è arrivato da altri Paesi (di cui uno 0,4% dalla Croazia). Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2011 le importazioni lorde hanno registrato una caduta del 7,2%, scendendo a 68 G(m<sup>3</sup>) dai 73,3 toccati nel 2010. Nei dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico la diminuzione appare un po' meno forte e pari a -6,6%, visti i quantitativi di importazione corrispondenti pari a 70,4 e 75,4 G(m<sup>3</sup>) rispettivamente per il 2011 e il 2010<sup>1</sup>. Il 5% del gas complessivamente importato è stato acquistato presso le Borse europee.

Con 28,2 G(m<sup>3</sup>) di gas importato e una quota pari al 41,4% (40% 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 24 punti percentuali superiore a quella del primo con-

### TAV. 3.3

Primi venti importatori di gas  
in Italia nel 2011  
M(m<sup>3</sup>); importazioni lorde

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA %
Eni	28.158	41,4%
Edison	11.781	17,3%
Enel Trade	9.278	13,6%
Sonatrach Gas Italia	1.375	2,0%
Sinergie Italiane	1.347	2,0%
Enoi	1.210	1,8%
Plurigas	1.122	1,7%
Gas Plus Italiana	1.010	1,5%
Egl Italia	1.005	1,5%
Shell Italia	978	1,4%
PremiumGas	945	1,4%
BP Italia	944	1,4%
Speia	931	1,4%
E.On Ruhrgas - Sede secondaria	853	1,3%
Vitol	687	1,0%
Spigas	548	0,8%
Gas Natural Vendita Italia	508	0,7%
Gdf Suez	495	0,7%
Hera Trading	493	0,7%
Compagnia Italiana Del Gas	489	0,7%
Altri	3.835	5,6%
<b>TOTALE</b>	<b>67.992</b>	<b>100,0%</b>
<i>Di cui: importazioni dalle Borse europee</i>	<i>3.378</i>	<i>5,0%</i>
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	70.369	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

<sup>1</sup> Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, con buona probabilità, da discrepanze nella classificazione dei dati di importazione. In altre parole, è probabile che alcuni quantitativi, classificati come importazioni nei dati ministeriali, vengano considerati nell'Indagine dell'Autorità come "Acquisti alla frontiera italiana" in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

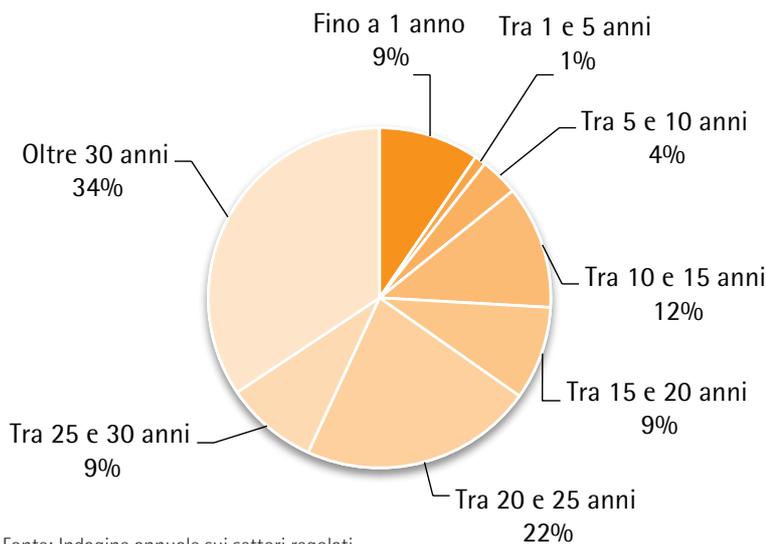
corrente. Per la prima volta da molti anni a questa parte, inoltre, la quota della società risulta maggiore di quella dell'anno precedente (era 39,2% nel 2010), dopo aver sperimentato continue diminuzioni in passato per il rispetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, non più operativi proprio dal 2011. Lo scorso anno, in particolare, le importazioni di Eni si sono ridotte solo dell'1,9%, essendo scese a 28,2 G(m<sup>3</sup>) dai 28,7 G(m<sup>3</sup>) del 2010.

Nel 2011 la seconda posizione nella classifica degli importatori è rimasta a Edison, che nel 2009 aveva superato Enel, nonostante i quantitativi acquisiti si siano ridotti del 12,9% rispetto al 2010. Diminuzioni significative si sono avute anche per altri importato-

ri: -9,8% nel caso di Enel Trade, che è rimasta in terza posizione; -22,6% per Sonatrach Gas Italia, -32,9% nel caso di Enoi. La drastica caduta delle importazioni di Sorgenia, crollate dell'80% rispetto al 2010, ha addirittura portato all'uscita della società dalla classifica dei primi venti importatori italiani. A fronte di tali variazioni fortemente negative sono da segnalare almeno tre casi di notevole aumento: si tratta dei volumi importati da Sinergie Italiane (+44%), Gas Plus Italiana (+64,1%) ed Egl Italia (+62,9%). I primi tre importatori risultano acquisire il 72,4% (il 69,7% sul valore di import totale di fonte ministeriale) del gas complessivamente approvvigionato all'estero da operatori italiani. Anche tale quota risulta cresciuta rispetto al 71,7% del 2010.

**FIG. 3.5**

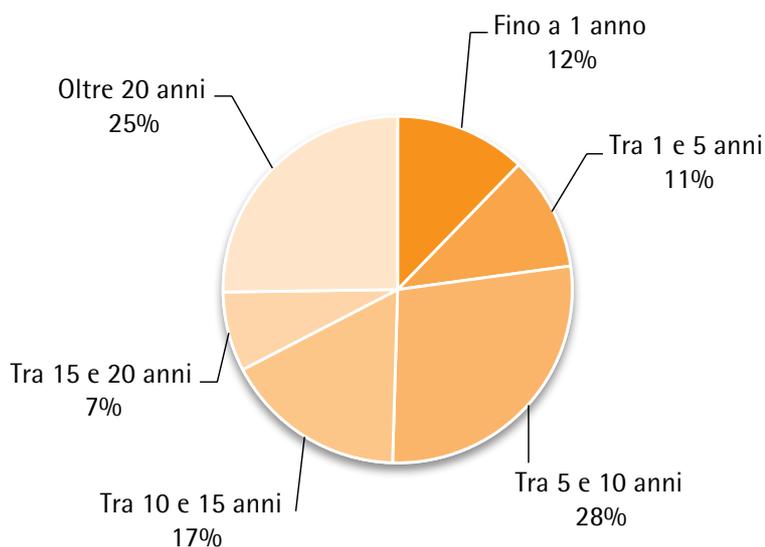
Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2011, secondo la durata intera



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

**FIG. 3.6**

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2011, secondo la durata residua



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2011 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 24% possiede una durata intera compresa tra 5 e 20 anni. Rispetto al 2010 il peso delle importazioni spot, che avvengono sulla base di accordi di durata al più annuale, si è ridotto di un punto percentuale, essendo passato dal 10,6% al 9,5%. Si ricorda che l'incidenza di questi contratti viene valutata in modo da 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 2011 (Fig. 3.6) si rivelano complessivamente ancora piuttosto lunghi: poco meno di un terzo scadrà infatti tra quindici o più anni e più della metà scadranno tra dieci anni o più. Il 23% dei contratti esistenti terminerà invece entro i prossimi cinque anni. L'incidenza dei contratti con durata residua annuale è stata anche in questo caso rivista come descritto poco sopra.

---

#### Sviluppo delle infrastrutture di importazione

---

L'aggiornamento rispetto allo scorso anno del quadro dei progetti sulle nuove infrastrutture di importazione via gasdotto in Italia (Tav. 3.4) presenta alcune significative novità riguardo allo stato di avanzamento, pur a fronte di alcune pause di riflessione connesse con la situazione del mercato italiano ed europeo. La questione che ha influenzato maggiormente l'andamento dei nuovi progetti è quella relativa al corridoio sud, con particolare riferimento alla destinazione del gas naturale del giacimento azero di Shah Deniz II. L'evolversi della vicenda esercita influenza sullo sviluppo dei progetti TAP e ITGI.

Dopo aver siglato nel gennaio 2011 un accordo con l'Unione europea per la cessione del gas naturale proveniente dal giacimento di Shah Deniz II, l'Azerbaijan ha sancito lo scorso dicembre un memorandum d'intesa con la Turchia per la realizzazione di una condotta, denominata Tanap (Trans Anadolu Gas Pipeline), destinata a portare in Europa 16 G(m<sup>3</sup>) all'anno di gas naturale a partire dal 2017. In una seconda fase, la condotta Tanap potrebbe essere potenziata per consentire il transito di ulteriori volumi, provenienti

da paesi come Iraq o Turkmenistan (nel mese di maggio 2011 l'Iraq ha siglato una dichiarazione congiunta con l'Unione europea per la fornitura di gas naturale attraverso il corridoio sud).

Una volta giunto in Europa dai confini occidentali della Turchia, il gas naturale potrebbe proseguire lungo alcune direttrici, che coincidono con i progetti in cantiere: in area balcanica si hanno Nabucco e Seep, mentre sul territorio italiano si hanno TAP e ITGI. Il consorzio Nabucco ha riconsiderato l'omonimo progetto, che avrebbe dovuto dispiegarsi fra i confini orientali della Turchia e l'Austria, attraversando i Balcani ed escludendo l'Italia. Il progetto pareva aver subito un duro colpo, nel mese di dicembre, dal memorandum d'intesa per la realizzazione della condotta Tanap lungo la Turchia. Dopo la revisione, la capacità prevista è stata dimezzata e il progetto è stato limitato al tratto che va dalla Bulgaria all'Austria (c.d. "Nabucco-West", che condivide l'area dei Balcani con il progetto Seep cui partecipa BP). Di contro potranno trarne vantaggio i progetti a esso concorrenti che prevedono il transito in Italia: ITGI e TAP.

Il gasdotto sottomarino IGI-Poseidon, che collega Otranto alla Grecia come parte dell'Interconnector Turkey-Greece-Italy (progetto ITGI), ha ricevuto nel maggio 2011 l'autorizzazione finale per la costruzione e l'esercizio da parte del Ministero dello sviluppo economico a seguito della conclusione positiva della Conferenza dei servizi. Ulteriori sviluppi sono giunti in estate, con l'avvio della progettazione di base e la valutazione di impatto ambientale della "bretella bulgara", gasdotto di connessione fra la Bulgaria e il gasdotto ITGI.

Pur restando ferma la maturità del progetto, il consorzio a guida BP per lo sfruttamento del giacimento azero di Shah Deniz II ha reso noto, nel mese di febbraio 2012, che il progetto ITGI è stato escluso dalla gara per la fornitura. Tuttavia DEPA, parte greca della *joint venture* ITGI insieme a Edison, ha reagito all'esclusione dalla gara dichiarando che ciò non costituisce la fine del progetto, ma una sua eventuale rivisitazione: l'infrastruttura potrebbe essere alimentata con fonti diverse da quella del gas azero, considerando l'importanza strategica della zona del Mediterraneo orientale. Il progetto ha ottenuto il completamento dell'iter autorizzativo.

Durante l'anno trascorso, nell'ambito del progetto TAP si sono registrati piccoli ma continui passi in avanti. In aprile sono stati siglati accordi con le società di trasporto gas di Croazia e Bosnia, nell'ambito del progetto Ionic Adriatic Pipeline (IAP), raccordo fra TAP e rete dei gasdotti dell'Europa sud-orientale: così facendo il

## TAV. 3.4

Nuovi gasdotti  
in progetto

SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE G(m <sup>3</sup> )/anno	LUNGHEZZA km	COMPLETAMENTO STUDIO DI FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
TAP Trans Adriatic Pipeline (Grecia-Albania-Italia)						
TAP AG (Egl 42,5%; Statoil Hydro 42,5% ed E.On 15%)	Brindisi	10/20	520	2006	2017	Presentata ESIA al Ministero dell'ambiente nel marzo 2012. In attesa dell'autorizzazione ministeriale e dell'esenzione dall'accesso dei terzi. Stipulati accordi con Croazia, Bosnia e Montenegro attraverso il progetto di raccordo IAP. Avviata la fase autorizzativa per il tratto in territorio greco e albanese.
IGI Interconnector Grecia Italia (Italia-Grecia)						
IGI Poseidon (Depa 50%; Edison 50%)	Otranto (Lecce)	8,8	250	2005	2017	Ottenuta l'autorizzazione finale dal Ministero dello sviluppo economico per la costruzione e l'esercizio del gasdotto nel maggio 2011. Avvio della progettazione di base e procedura di VIA per la bretella di collegamento Bulgaria-gasdotto ITGI.
GALSI (Algeria-Italia)						
GALSI (Sonatrach 41,6%; Edison 20,8%; Enel 15,6%; Sfers 11,6%; Hera Trading 10,4%)	Porto Botte (Carbonia-Iglesias)	8/10	840	2005	2014	VIA positiva (con prescrizioni) nel febbraio 2011. Parere positivo della Conferenza dei Servizi nel dicembre 2011. La Regione Sardegna ha espresso l'intesa favorevole in aprile 2012. Attesa la decisione finale di investimento entro il 2012.
TGL TauernGasleitung (Germania-Austria-Italia)						
Consorzio Tauerngasleitung Studien und Planungsgesellschaft Mbh (E.On Ruhrgas 45%; varie società austriache 55%)	Malborghetto (Udine)	11,4	260	In fase di progettazione	2015	Esito positivo di un'indagine di mercato nel settembre 2011 per una versione del progetto coinvolgente la Repubblica Ceca e la Slovenia (5GL).

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

progetto ha garantito anche l'incremento della sicurezza energetica in un'area che sperimenterà un incremento della domanda. Nel mese di giugno è stata avviata la procedura per ottenere la VIA nei tre paesi coinvolti (Italia, Grecia e Albania), è stato raggiunto l'accordo con il Montenegro per il coinvolgimento in IAP ed è stata prospettata la possibilità di stoccaggio di parte del gas in transito

in Albania: tale soluzione accrescerebbe la modulabilità del servizio di fornitura di gas naturale. A partire dall'autunno scorso, ha avuto luogo un'intensa fase autorizzativa: dopo la presentazione del documento di *scoping* e la consegna della procedura di autorizzazione unica, nel marzo 2012 è stato presentato lo Studio di impatto ambientale e sociale (ESIA) al Ministero dell'ambiente,

mentre prosegue l'attesa per l'esenzione all'accesso di terzi (TPA). L'andamento di tali procedure verrà preso in considerazione dal consorzio per lo sfruttamento del giacimento azero, nell'ambito della decisione finale per la fornitura, il cui esito sarà noto entro l'estate del 2013. Alcune novità hanno riguardato il progetto Tauer Gas Pipeline (TGL), interconnessione bidirezionale Italia-Austria-Germania, dopo un periodo di stallo dovuto alla conclusione non positiva della *Open Season* svoltasi nel 2010. Dato l'esito promettente della *market survey* svolta nel corso del 2011 e riferita a una versione estesa del progetto, sono state coinvolte nel progetto anche la Repubblica Ceca e la Slovenia. La nuova versione del gasdotto, denominata "5GL" a sottolineare i cinque paesi interessati, potrebbe peraltro collegarsi allo IAP, il sistema di gasdotti di connessione fra TAP e reti dell'Europa sud-orientale. Per quanto concerne il progetto GALSI, gasdotto di connessione Algeria-Sardegna-Toscana, i passi avanti sono stati piccoli ma

degni di nota, soprattutto in ambito autorizzativo. Dopo l'ottenimento del decreto di VIA nel mese di marzo 2011, si sono rese necessarie l'autorizzazione da parte del Ministero dello sviluppo economico, previo accordo delle Regioni coinvolte, e la decisione di investimento. A dicembre la Conferenza dei servizi ha concesso parere positivo al progetto, dando così via libera al Ministero dello sviluppo economico per l'autorizzazione unica alla costruzione e all'esercizio del gasdotto. La decisione di investimento è stata invece rimandata, principalmente a causa dell'evoluzione della vicenda Edison, che ha richiesto una fase di riflessione sul progetto. Infine, è da segnalare la riapertura in ottobre del gasdotto Greenstream, che collega la Sicilia alla Libia. Il funzionamento del gasdotto è comunque ridotto, anche a causa della domanda, non elevata. Nel mese di dicembre Snam Rete Gas ha dichiarato completato il potenziamento del gasdotto, la cui capacità è stata incrementata a 11,5 G(m<sup>3</sup>)/anno.

---

## Infrastrutture del gas

---

---

### Trasporto

---

Alla fine dello scorso anno il Ministero dello sviluppo economico ha pubblicato due decreti (datati 19 dicembre 2011) di aggiornamento della rete nazionale dei gasdotti e dei gasdotti facenti parte della rete di trasporto regionale. Al primo elenco sono stati aggiunti dall'1 gennaio 2011 i tratti di gasdotti Minerbio-Poggio Renatico (Emilia-Romagna), Cervignano-Mortara (Lombardia) e Cellino-San Marco (Marche-Abruzzo).

Nessuna novità ha però caratterizzato l'assetto del trasporto del gas naturale nel 2011. Come lo scorso anno, la rete di trasporto

del gas nazionale e regionale è gestita da dieci imprese: tre per la rete nazionale e nove per la rete regionale (Tav. 3.5). Il principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas, possiede 32.010 km di rete sui 34.135 di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è il gruppo Edison che complessivamente amministra 1.442 km di rete, di cui 390 sulla rete nazionale. Tale gruppo, infatti, gestisce sia la rete di proprietà di Società Gasdotti Italia (1.359 km), sia il gasdotto di collegamento del terminale GNL di Rovigo, tramite la partecipata Edison Stoccaggio (83 km). Vi sono poi altri sette operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

**TAV. 3.5**Reti delle società di trasporto  
nel 2011  
km

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.080	22.930	32.010
Società Gasdotti Italia	307	1.052	1.359
Edison Stoccaggio	83	-	83
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	-	407	407
Gas Plus Trasporto	-	41	41
Italcogim Trasporto	-	36	36
Metan Alpi Energia	-	15	15
Metanodotto Alpino (in liquidazione)	-	76	76
Netenergy Service	-	67	67
Retragas	-	41	41
<b>TOTALE</b>	<b>9.470</b>	<b>24.665</b>	<b>34.135</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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 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.

Nel 2011 sono stati riconsegnati sulle reti di trasporto poco meno di 96 G(m<sup>3</sup>) a circa 7.600 punti di riconsegna; l'attività di trasporto ha quindi registrato una riduzione del 4,8% rispetto al 2010 quando i

volumi avevano toccato 100,5 G(m<sup>3</sup>). La discesa, tuttavia, non si è manifestata per tutte le tipologie di clienti: a fronte di un sensibile calo nelle riconsegne a clienti finali termoelettrici e agli impianti di distribuzione, infatti, i dati fanno emergere una sostanziale stabilità nelle riconsegne a clienti finali industriali e alla categoria "Altro" che comprende le riconsegne a: punti di esportazione, punti di uscita verso lo stoccaggio, altre imprese di trasporto, altri clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto.

I volumi riconsegnati agli impianti di distribuzione sono diminuiti del 7,9% rispetto all'anno precedente, così come un calo del 7% si è avuto nelle riconsegne al termoelettrico. Hanno "tenuto" invece le riconsegne ai clienti finali industriali che, rispetto al 2010, hanno evidenziato un aumento dell'1,3%.

## TAV. 3.6

Attività di trasporto per regione nel 2011

Lunghezza reti in km; volumi riconsegnati in M(m<sup>3</sup>)

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNA TI				TOTALE	NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI	ALTRO <sup>(A)</sup>		
Valle d'Aosta	0	56	51	52	0	0	103	12
Piemonte	503	2.164	3.829	1.137	2.992	81	8.039	502
Liguria	22	458	921	181	643	2	1.746	64
Lombardia	604	4.466	9.004	2.617	6.057	562	18.239	2.361
Trentino Alto Adige	108	371	642	283	59	0	985	89
Veneto	799	2.073	4.199	1.207	577	647	6.630	546
Friuli Venezia Giulia	492	565	848	652	1.022	284	2.806	172
Emilia Romagna	1.122	2.676	4.611	2.555	3.818	6.857	17.841	720
Toscana	443	1.570	2.275	1.012	1.888	3	5.179	325
Lazio	429	1.447	2.215	708	1.038	637	4.598	455
Marche	302	648	926	369	25	83	1.402	211
Umbria	179	456	549	294	407	0	1.251	92
Abruzzo	563	925	743	332	655	82	1.812	310
Molise	265	517	133	75	383	743	1.334	139
Campania	555	1.404	1.083	497	1.318	9	2.906	605
Puglia	612	1.348	1.109	982	2.950	3	5.044	286
Basilicata	417	888	209	132	194	0	535	210
Calabria	986	1.106	293	43	1.473	5	1.814	241
Sicilia	1.069	1.527	708	968	2.649	5	4.330	251
Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-
Aggregato nazionale	-	-	-	-	-	9.101	9.101	2
ITALIA	9.470	24.665	34.347	14.097	28.148	19.102	95.695	7.593

(A) Sono incluse le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto (per esempio ospedali).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.7 mostra i risultati dei conferimenti di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2011-2012. Rispetto all'anno termico precedente si registra un aumento delle capacità<sup>2</sup> messe a disposizione nel punto di ingresso di Gela. Complessivamente la capacità conferibile è pari a 298,6 M(m<sup>3</sup>)/giorno, con un incremento complessivo dell'8%. I risultati del conferimento per l'anno termico 2011-2012 mostrano come a

inizio anno termico la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto sia stata conferita per il 92,2% a 48 soggetti. Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2012 la medesima quota sale fino al 95,7%. Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della rete in corrispondenza dei due terminali di rigassificazione

<sup>2</sup> 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.

**TAV. 3.7**

Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2010-2011  
M(m<sup>3</sup>) standard per giorno, se non altrimenti indicato

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI <sup>(B)</sup>
Passo Gries	59,0	58,0	1,0	98,2%	21
Tarvisio	107,0	107,0	0,0	100,0%	28
Mazara del Vallo	99,0	88,2	1,7	89,1%	9
Gorizia(A)	2,0	0,3	1,7	15,8%	3
Gela	31,6	21,9	9,7	69,3%	3
<b>TOTALE</b>	<b>298,6</b>	<b>275,4</b>	<b>23,2</b>	<b>92,2%</b>	<b>48</b>
<b>Terminali di GNL</b>					
Panigaglia	13,0	11,4	1,6	87,7%	-
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.

di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13,0 M(m<sup>3</sup>)/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<sup>3</sup>)/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 2003/55/CE, la capacità conferibile in tale punto, pari a 26,4 M(m<sup>3</sup>)/giorno, sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m<sup>3</sup>)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Inoltre, per i primi 5 anni termici (in scadenza nell'anno termico 2013-2014) anche tale capacità è riservata all'impresa di rigassificazione, ai sensi della delibera 31 luglio 2006, n. 168/06. Complessivamente, nell'anno solare 2011, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla

rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 219, contro i 176 del 2010, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%. Il numero di utenti del sistema di trasporto è salito a 1.051 unità (nel 2010 erano 1.040).

#### Conferimenti pluriennali

La tavola 3.8 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite (all'ottobre 2011) presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi cinque anni termici a partire dal 2013-2014, complessivamente a ventidue soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche i dati relativi all'anno termico 2012-2013, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. Nonostante il conflitto libico, è stata incrementata la capacità conferibile del Greenstream, dai precedenti 29,2 M(m<sup>3</sup>)/giorno agli attuali 31,6 M(m<sup>3</sup>)/giorno.

**TAV. 3.8**

Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2012-2013 al 2017-2018  
M(m<sup>3</sup>) standard per giorno

ANNO TERMICO	PUNTI DI ENTRATA					
	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PASSO GRIES	GELA	GORIZIA	CAVARZERE
<b>2012-2013</b>						
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
<b>2013-2014</b>						
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
<b>2014-2015</b>						
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
<b>2015-2016</b>						
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
<b>2016-2017</b>						
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
<b>2017-2018</b>						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,5	66,9	7,3	11,0	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,5	32,1	51,7	20,6	2,0	5,4

Fonte: Snam Rete Gas.

Nell'arco dei sei anni considerati la capacità conferibile resta invariata mentre quella non conferita subisce un incremento notevole per effetto del progressivo liberarsi di spazio in diversi punti di ingresso sulla rete di trasporto nazionale. Passo Gries, in special modo, vede due aumenti consecutivi per gli anni termici 2014-2015, (+23,9 M(m<sup>3</sup>)/giorno) e 2015-2016 (+13,7 M(m<sup>3</sup>)/giorno). Per Tarvisio si registra un aumento di 8,9 M(m<sup>3</sup>)/giorno dal 2013-2014, mentre a Mazara del Vallo si liberano 2,6 M(m<sup>3</sup>)/giorno dall'anno termico 2016-2017, cui si aggiunge una disponibilità più che raddoppiata dal 2017-2018. Infine a Gela la disponibilità si accresce di 10,9 M(m<sup>3</sup>)/giorno nell'ultimo anno termico considerato.

### 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 2011-2012 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 15,6 G(m<sup>3</sup>) (Tav. 3.9).

TAV. 3.9

Disponibilità di stoccaggio  
in Italia nell'anno termico  
2011-2012

	PJ	M(m <sup>3</sup> ) STANDARD <sup>(A)</sup>
Spazio per stoccaggio strategico	200,8	5.101
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	413,1	10.499
<b>TOTALE</b>	<b>613,9</b>	<b>15.600</b>
Disponibilità giornaliera di punta per stoccaggio minerario, di modulazione e bilanciamento operativo della rete di trasporto a fine stagione di erogazione	5,91 PJ/giorno	150 M(m <sup>3</sup> )/giorno

(A) Determinati secondo i valori del PCS di riferimento dei sistemi Edison Stoccaggio e Stogit, pari rispettivamente a 38,1 MJ/m<sup>3</sup> e 39,4 MJ/m<sup>3</sup>.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m<sup>3</sup>), 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. Il decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 marzo 2012, ha innovato, a partire dall'1 aprile 2012, la disciplina dello stoccaggio strategico in coerenza con le nuove disposizioni introdotte dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, prevedendo tra l'altro che, lo stoccaggio strategico per l'anno termico di stoccaggio 2012-2013 sia ridotto a 4,6 G(m<sup>3</sup>) standard. La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo della rete di trasporto per l'anno termico 2011-2012 è ammontata a 10,5 G(m<sup>3</sup>). La disponibilità di punta giornaliera in erogazione, valutata, in base ai criteri stabiliti dalla delibera 21 giugno 2005, n. 119, al termine dell'erogazione del gas destinato al servizio di modulazione e minerario è pari complessivamente a circa 150 M(m<sup>3</sup>) standard. I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2011-2012 sono riportati nella tavola 3.10. In termini di spazio per la riserva attiva, le capacità conferite da Stogit per l'anno termico 2011-2012 hanno raggiunto circa 15,1 G(m<sup>3</sup>), equivalenti a circa 593,4 milioni di GJ, considerando un Potere calorifico superiore (PCS) pari a 39,4 MJ/m<sup>3</sup> standard. Rispetto all'anno termico 2010-2011, tenuto conto degli incrementi di capacità intervenuti nel corso dello stesso an-

no, lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 0,9 G(m<sup>3</sup>). Dei 15,1 G(m<sup>3</sup>) messi a disposizione da Stogit, 10,1 (pari a circa 398 milioni di GJ) sono stati riservati ai servizi di modulazione, stoccaggio minerario e al bilanciamento operativo della rete di trasporto e 5,0 alla riserva strategica. Nel complesso, nell'anno termico 2011-2012 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, 38 quello strategico) e 3 utenti del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. Otto utenti hanno sottoscritto contratti per il servizio di stoccaggio strategico senza avere sottoscritto contratti per il servizio di modulazione. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2012, sono risultati pari a circa 20,5 G(m<sup>3</sup>), di cui 10 in erogazione e 10,5 in iniezione. Le capacità di spazio per riserva attiva messe a disposizione da Edison Stoccaggio nell'anno termico 2011-2012 sono ammontate a circa 0,5 G(m<sup>3</sup>). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati 16: 15 utenti del servizio di modulazione (di cui uno anche del servizio di stoccaggio strategico) e uno del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi di Edison Stoccaggio a marzo 2012, sono risultati pari a circa 0,8 G(m<sup>3</sup>), di cui 0,4 in erogazione e 0,4 in iniezione. 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<sup>3</sup>) entro l'1 settembre 2015. Nell'ambito di tale piano, dei 4 G(m<sup>3</sup>) complessivi, circa 2,4 G(m<sup>3</sup>) sono stati resi disponibili per i conferimenti nell'anno termico 2012-2013, con un incremento di circa 0,7 G(m<sup>3</sup>) rispetto all'anno precedente.

### Situazione delle istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Nella tavola 3.10 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 uno stoccaggio in acquifero in unità litologiche profonde. Il 2011 non è stato caratterizzato da forti accelerazioni nella realizzazione di nuovi impianti: lo stato di avanza-

mento dei nuovi progetti di stoccaggio è rimasto in molti casi pressoché invariato. Tra i passi avanti da segnalare, il parere favorevole della Regione Basilicata al progetto Geogastock del gruppo russo Renova (che controlla la società svizzera Avelar Energy), situato a Cugno Le Macine e Serra Pizzuta (MT): sono state soddisfatte le prescrizioni aggiuntive rispetto alla VIA del 2009 e le parti si sono accordate per il conferimento da parte del gruppo della somma di 14 milioni di euro da destinare come compensazioni alla Regione e ai Comuni interessati. Altre no-

#### TAV. 3.10

Istanze di concessione di stoccaggio al marzo 2012

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m <sup>3</sup> )	PUNTA M(m <sup>3</sup> )/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); Parere favorevole Regione Basilicata (dicembre 2011)
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)
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); decreto VIA con prescrizioni (giugno 2011); attesa la Conferenza dei servizi per l'autorizzazione finale.
Bagnolo Mella (BS)	Edison Stoccaggio, Retragas	n.d.	n.d.	In fase autorizzativa; parere favorevole Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (aprile 2009); assegnazione della concessione agli operatori (maggio 2009); presentazione della richiesta di VIA da parte degli operatori (ottobre 2011).
Poggiofiorito (TE)	Gas Plus Italiana	160	1,7	In istruttoria; parere favorevole Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (maggio 2008); presentazione di istanza di VIA e successiva richiesta di documentazione integrativa (giugno 2011)

## TAV. 3.10 - Segue

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m <sup>3</sup> )	PUNTA M(m <sup>3</sup> )/giorno	SITUAZIONE
Rivara (MO) (in acquifero profondo)	Erg Rivara Storage (85% Independent 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); pubblicazione della VIA per ricognizione preliminare della fattibilità tecnica (febbraio 2012); presentazione dell'istanza per l'autorizzazione al Ministero dello sviluppo economico (febbraio 2012); diniego dell'intesa da parte della Regione al progetto (aprile 2012).

Istanze di concessione di stoccaggio al marzo 2012

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

vità hanno riguardato i progetti di Sinarca (CB), Bagnolo Mella (BS), Romanengo (CR) e Rivara (MO). Per il progetto di Sinarca, la società Gas Plus ha avviato ad aprile 2012 la procedura per l'assegnazione dell'EPIC (*Engineering, Procurement, Installation and Commissioning*). Nel mese di novembre 2011 Edison e A2A hanno presentato la richiesta di VIA per il sito di Bagnolo Mella. Il Ministero dell'ambiente ha promosso la VIA per il progetto di Romanengo, pur con alcune prescrizioni, nel mese di giugno 2011: si attende l'autorizzazione finale del Ministero dello sviluppo economico al termine della fase di confronto con gli enti interessati nel corso della Conferenza dei servizi. Il progetto di Rivara ha incassato il parere favorevole da parte del Ministero dell'Ambiente nel giugno 2011 (poi pubblicato nel febbraio 2012) per la fase di indagine tecnica, utile a permettere la valutazione della VIA, ma la Regione Emilia-Romagna ha più volte espresso parere contrario anche allo svolgimento della fase di ricognizione; nel frattempo, il Ministero dello sviluppo economico ha ricevuto dagli operatori istanza per l'autorizzazione a seguito del parere favorevole del Ministero dell'ambiente. Per gli altri progetti in fase di sviluppo, non sono da segnalare significative novità.

#### Terminali di GNL

La tavola 3.11 riassume lo stato di avanzamento dei progetti per la costruzione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL sulle coste italiane o nelle acque antistanti. Durante l'anno trascorso dalla precedente *Relazione Annuale* ha avuto luogo un'attività piuttosto intensa nell'ambito degli iter autorizzativi di queste infrastrutture. 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, che 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.

Pur registrando una certa accelerazione negli iter autorizzativi, come anche 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 dei progetti, i cui procedimenti autorizzativi si trovano in fase meno avanzata, a rimandare le decisioni di investimento al termine degli iter stessi. Il clima di attesa che distingue alcuni progetti, in parte dovuto alle condizioni del mercato e in parte alle tempistiche dell'iter autorizzativo, permette di individuare quali progetti si trovino in una fase avanzata di realizzazione, avendo già ottenuto l'autorizzazione finale dal Ministero dello sviluppo economico. Tra questi ultimi troviamo i progetti situati a Falconara Marittima (AN), Gioia Tauro (RC), Porto Empedocle (AG), Livorno. Per i primi due progetti l'autorizzazione finale è giunta nei primi mesi del 2012; nel caso del terminale di Porto Empedocle, il Consiglio di Stato ha confermato nel mese di luglio 2011 la validità dell'autorizzazione precedentemente concessa, ribaltando la sentenza del TAR Lazio che ne aveva stabilito la nullità su ricorso del Comune di Agrigento, che era stato escluso dalla Conferenza dei servizi; il progetto *offshore* di Livorno, il cui iter autorizzativo era stato ultimato in tempi precedenti, ha visto slittare al 2013 l'entrata in attività dell'impianto per motivi tecnici legati alla conversione della nave metaniera in FSRU (*Floating Storage Regassification Unit*).

## TAV. 3.11

## Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al marzo 2012

Capacità di rigassificazione in G(m<sup>3</sup>)/anno

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Falconara Marittima (AN)	Api Nòva Energia	4	n.d.	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.
Gioia Tauro (RC)	LNG MedGas Terminal (Fingas 69,77% (Sorgenia e Iride) – Medgas Italia 30,23%)	12	2017	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.
Porto Empedocle (AG)	Nuova Energia (Enel 90%)	8	n.d.	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 del 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. Nel luglio 2011, il Consiglio di Stato ha ribaltato la sentenza del TAR del Lazio, confermando la validità dell'autorizzazione. L'esenzione dall'accesso di terzi è in corso di valutazione presso la Commissione europea.
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	2013	Concessa esenzione totale del TPA per 20 anni in agosto 2009; la Commissione europea ha posto come condizione necessaria l'entrata in fase operativa entro 5 anni dall'esenzione. La conversione della nave metaniera in terminale FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) prosegue a Dubai e l'avvio dell'attività commerciale è stato posticipato al 2013.
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. Esclusa l'esigenza di VIA per il progetto di interrimento parziale dei due serbatoi da 160.000 m <sup>3</sup> nel gennaio 2012.
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 rete nazionale. Nel mese di marzo 2012 si è aperta la Conferenza dei Servizi.

**TAV. 3.11 - Segue**

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al marzo 2012

Capacità di rigassificazione in G(m<sup>3</sup>)/anno

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
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.
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(m <sup>3</sup> ). Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel settembre 2010.
Monfalcone (TS)	Terminale Alpi Adriatico (E.ON 100%)	8	n.d.	Decreto di VIA positiva con prescrizioni nell'ottobre 2010.
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 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.
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.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Il caso del progetto di Brindisi, promosso da British Gas, è stato oggetto di una vicenda altalenante. La Conferenza dei servizi del mese di novembre 2011 non è riuscita nell'intento di comporre le parti, cioè enti locali e società proponente. Pur essendo state rimosse

alcune prescrizioni contenute nella VIA precedentemente concessa (in osservanza del parere dell'Antitrust, che considerava tali misure asimmetriche e lesive della concorrenza), nel mese di marzo 2012 la società ha congelato il progetto in attesa della conclusione dell'iter

amministrativo, che ha avuto inizio nel 2003.

Da segnalare, infine, l'apertura della Conferenza dei servizi per il progetto di Zaule (TS) nel mese di marzo 2012. Nel corso del mese precedente, il progetto era stato respinto dal Comune di Trieste in seguito al parere negativo espresso da un tavolo di studio. La decisione sull'autorizzazione spetterà alla Regione Friuli-Venezia Giulia al termine della Conferenza dei Servizi.

### Distribuzione

Il processo di riassetto industriale che da molti anni caratterizza la distribuzione di gas naturale e che conduce ogni anno 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 2011 risulta infatti sceso a 239 (ma questa cifra è passibile di modificazioni per il ritardo con cui alcuni operatori comunicano le variazioni societarie avvenute) dalle 246 unità che erano presenti al 31 dicembre 2010.

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 2011 e di confermare

o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno relativamente al 2010. Nelle tavole che seguono sono quindi da considerarsi provvisori i dati relativi al 2011.

Una sintesi delle cifre riguardanti questo segmento della filiera gas è illustrata nella tavola 3.12. All'Indagine di quest'anno hanno risposto 243 operatori: di questi 10 erano inattivi nel 2010 e hanno avviato l'attività nel 2011, mentre 14 risultano essere quelli che erano operativi nel 2010 ma che hanno interrotto l'attività nel 2011, a seguito di un'operazione di fusione/incorporazione o perché hanno ceduto la propria attività ad altri soggetti.

Lo scorso anno le operazioni societarie più significative hanno riguardato il gruppo F2i Reti Italia. Infatti, il Fondo Italiano per le Infrastrutture F2i, dedicato a investimenti nei settori delle infrastrutture e delle reti, che già deteneva da ottobre 2009 il controllo di Enel Rete Gas, ha acquisito in aprile, in consorzio con il fondo Axa Private Equity, E.On Rete e in ottobre, sempre in consorzio con il fondo Axa Private Equity, anche G6 Rete Gas (la vecchia Italcogim Reti, che dall'1 gennaio 2011 aveva cambiato nome). La società E.On Rete, dopo essere entrata nel gruppo F2i Rete Italia, da giugno dello scorso anno ha assunto il nome di 2i Gas Infrastruttura Italiana Gas e da ottobre, nell'ambito di un processo di riorganizzazione di gruppo, è passata, insieme a G6 Rete Gas, sotto il controllo di Enel Rete Gas.

### TAV. 3.12

Attività dei distributori  
nel periodo 2006-2011

OPERATORI <sup>(A)</sup>	2006	2007	2008	2009	2010	2011
NUMERO	287	257	272	251	233	229
Molto grandi	7	8	8	9	9	9
Grandi	22	23	27	25	23	25
Medi	31	29	27	22	23	18
Piccoli	133	120	123	119	110	111
Piccolissimi	94	77	87	76	68	66
VOLUME DISTRIBUITO - M(m <sup>3</sup> )	34.917	30.364	33.923	34.048	36.216	34.090
Molto grandi	18.194	15.921	17.286	19.023	21.016	19.603
Grandi	7.841	7.096	8.954	8.355	8.243	8.533
Medi	3.843	3.455	3.403	2.574	2.912	2.010
Piccoli	4.584	3.568	3.937	3.797	3.789	3.712
Piccolissimi	455	323	342	298	257	231

- (A) Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti.  
 Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000.  
 Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.  
 Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000.  
 Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Altre operazioni significative avvenute nel 2011 sono state:

- in gennaio Iris ha ceduto le attività di distribuzione di gas e di energia elettrica a Newco Energia e l'Azienda Sondriese Multiservizi ha ceduto alla beneficiaria Aem Tirano l'attività di distribuzione di gas naturale con contestuale cambio di denominazione sociale da Aem Tirano ad Azienda Energetica Valtellina Valchiavenna;
- in aprile Estra Reti Gas ha incorporato Aurelia Distribuzione e Coingas Distribuzione;
- in luglio il Comune di Riccia ha ceduto a Molise Gestioni la distribuzione di gas naturale nell'unica località servita dal Comune stesso e l'impresa Collino e C. ha ceduto l'attività di distribuzione di gas naturale ad Acqui Rete Gas, società che si è aggiudicata la gara bandita dal Comune di Acqui Terme per le attività di distribuzione e misura del gas naturale;
- in settembre SPIM ha ceduto l'attività di distribuzione di gas nell'unico comune che serviva ad Acsm-Agam reti gas-acqua e Metano Borgomanero ha ceduto l'attività di distribuzione a Metanprogetti;
- in ottobre Metano Casalpusterlengo ha ceduto l'attività di distribuzione a Lodigiana Infrastrutture;
- Favellato Reti ha acquisito l'attività di distribuzione gas da Favellato Claudio e Sida Impianti a novembre;
- a fine dicembre Melfi Rete Gas ha acquisito l'attività di distribuzione gas da Melfi.

Complessivamente i 229 operatori attivi nel 2011 hanno distribuito 34,1 G(m<sup>3</sup>), 2,1 in meno dell'anno precedente. Tra il 2010 e il 2011

è rimasta invariata la numerosità delle imprese molto grandi (cioè con più di mezzo milione di clienti); sono aumentate di due unità le grandi imprese (con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000) e di una unità i piccoli operatori (vale a dire con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000); sono invece diminuiti di cinque unità gli operatori di media dimensione, che servono cioè tra 50.000 e 100.000 clienti, e di due unità i piccolissimi (con meno di 5.000 clienti). La riduzione dei volumi distribuiti, in totale del 5,9%, non ha interessato in modo uniforme le fasce di imprese: nell'ordine, la contrazione dei volumi distribuiti ha colpito di più le medie imprese (-31%), i piccolissimi operatori (-9,8%), le società molto grandi (-6,7%) e i piccoli (-2%).

In controtendenza solo i grandi, i cui volumi distribuiti hanno registrato un lieve incremento, pari al 3,5%, rispetto al 2010. Il numero di soggetti 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, è tornato pari a 34 (dai 32 del 2010), come nel 2009. Queste imprese, che corrispondono al 14,8% delle aziende attive nel settore, complessivamente coprono l'82,5% dei volumi distribuiti in Italia (nel 2010 coprivano l'80,8%). Le restanti 195 imprese attive nel settore distribuiscono poco più di un sesto dei volumi totali (Tav. 3.12). La tavola 3.13 mostra il dettaglio dell'attività di distribuzione nel 2011, elencando, per regione, il numero 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 34,1 G(m<sup>3</sup>) a poco più di 22 milioni di clienti residenti in 6.900 comuni che hanno attribuito il servizio per mezzo di circa 6.400 concessioni.

TAV. 3.13

Attività di distribuzione  
per regione nel 2011  
Clienti in migliaia; volumi erogati  
in M(m<sup>3</sup>)

REGIONE	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	CONCESSIONI	QUOTA %
Valle d'Aosta	20	24	54	36	0,2%
Piemonte	2.008	1.052	3.894	974	11,4%
Liguria	862	156	903	151	2,6%
Lombardia	4.766	1.553	9.073	1.322	26,6%
Trentino Alto Adige	227	184	573	183	1,7%
Veneto	2.063	658	4.161	554	12,2%
Friuli Venezia Giulia	529	197	887	186	2,6%
Emilia Romagna	2.277	381	4.479	297	13,1%
Toscana	1.566	253	2.249	241	6,6%
Lazio	2.217	319	2.218	300	6,5%
Marche	658	236	976	197	2,9%
Umbria	340	93	530	78	1,6%
Abruzzo	617	290	730	263	2,1%
Molise	125	135	135	137	0,4%
Campania	1.312	420	1.049	402	3,1%
Puglia	1.251	253	1.058	250	3,1%
Basilicata	194	127	197	114	0,6%
Calabria	399	281	282	344	0,8%
Sicilia	960	323	642	337	1,9%
<b>ITALIA</b>	<b>22.391</b>	<b>6.935</b>	<b>34.090</b>	<b>6.366</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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 diverse 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 erogano più del 10% ciascuna e il 50% circa del gas complessivamente distribuito. Toscana e Lazio possiedono ciascuna una quota superiore al 5%, nove regioni evidenziano una quota compresa tra l'1,5% e il 3%, le restanti quattro 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 20,1% del gas erogato a 5,5 milioni di clienti e il Sud e Isole con il 9,5% 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 (1.447 concessioni per 1.404 comuni serviti).

Secondo i dati forniti all'Autorità nell'ambito dell'Anagrafica territoriale gas, le nuove metanizzazioni nel 2011 hanno riguardato 31 località: 6 al Nord (Lombardia, Veneto, Emilia Romagna), 8 al Centro (Toscana, Umbria e Abruzzo) e 17 al Sud e nelle Isole (Molise, Campania, Calabria e Sicilia). Inoltre vi sono stati 65 trasferimenti di località tra distributori (al netto di trasferimenti dovuti a operazioni societarie). 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 tre operatori e dalla quota di clienti da questi serviti (Tav. 3.14).

La massima concentrazione si registra in Valle d'Aosta, dove la presenza di un unico operatore porta l'indicatore al valore 100. Anche senza considerare questa regione, i dati mostrano livelli di concentrazione complessivamente piuttosto elevati che permangono nel tempo. In 13 regioni su 19 il livello del C3 supera il 70%, in 8 regioni supera l'80% e in 3 regioni supera addirittura il 90% (nell'ordine, Valle d'Aosta, Lazio e Liguria). Il livello più basso si osserva in Lombardia, con il 42,8% e ben 61 operatori presenti, e in Veneto, dove la quota

dei primi tre sui 32 soggetti presenti è del 46,3%. 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 77,9% nonostante la presenza di 25 soggetti, e della Campania, dove il C3 supera il 77% in presenza di 24 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 aumento della concentrazione rispetto al 2010 in sette regioni e lievi miglioramenti in nove. Nel 2010, però, erano sette le regioni in cui il C3 era superiore all'80%, contro le attuali otto. Da sottolineare il notevole incremento della concentrazione in Toscana di quasi sette punti percentuali e in Abruzzo di un punto rispetto allo scorso anno. Il dato toscano deriva dall'operazione di incorporazione in Estra Reti Gas di Coingas Distribuzione (vedi supra). Nel 2010, infatti, le due società erano, rispettivamente, il secondo e il terzo operatore per volumi distribuiti della regione.

REGIONE	2010			2011		
	OPERATORI PRESENTI	C3	% DI CLIENTI SERVITI	OPERATORI PRESENTI	C3	% DI CLIENTI SERVITI
Valle d'Aosta	1	100,0	100,0	1	100,0	100,0
Piemonte	31	69,0	69,9	30	69,0	70,5
Liguria	10	90,1	89,0	10	90,4	88,9
Lombardia	62	43,8	47,3	61	42,8	47,4
Trentino Alto Adige	12	83,1	85,7	12	82,9	85,6
Veneto	32	46,8	47,6	32	46,3	47,4
Friuli Venezia Giulia	9	77,5	81,8	9	77,9	82,1
Emilia Romagna	25	77,9	78,4	25	77,9	76,7
Toscana	13	78,5	76,1	11	85,1	84,6
Lazio	13	93,4	93,4	13	93,0	93,4
Marche	28	58,7	57,9	27	58,5	58,1
Umbria	11	70,3	67,1	11	71,4	68,5
Abruzzo	26	63,3	64,0	26	62,8	63,6
Molise	12	75,3	74,0	11	76,4	73,8
Campania	23	76,6	79,9	24	77,2	79,5
Puglia	11	69,7	70,3	11	69,9	70,4
Basilicata	13	84,0	81,2	14	83,7	81,0
Calabria	10	89,1	90,7	11	88,8	90,6
Sicilia	13	81,0	78,0	13	80,4	77,9

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.15 mostra una prima elaborazione della composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2011, limitata, però, alle partecipazioni dirette di primo livello, così come rilevate nell'ambito dell'Indagine annuale. Come nel 2010, sono solo due le società che svolgono l'attività di distribuzione quotate in Borsa: Hera e Ascopiave. Seppure vi sono ormai molti gruppi energetici quotati alla Borsa valori, infatti, l'unica impresa presente nel listino

ufficiale è la capogruppo, mentre le attività di distribuzione sono affidate a società non quotate.

Le quote di capitale sociale di Hera e 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. Quasi il 40% delle quote è, invece, detenuto da enti pubblici (nel 2010 era il 42%), mentre il 19% è relativo a quote detenute da

### TAV. 3.14

#### Livelli di concentrazione nella distribuzione

Quota di mercato dei primi tre operatori (C3) e percentuale di clienti da questi serviti

società diverse. Il 15,3% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuto da persone fisiche, leggermente aumentata rispetto al 14,4% dello scorso anno. Complessivamente le quote detenute da imprese energetiche sono salite di un punto percentuale rispetto

allo scorso anno, raggiungendo il 25,7%. Più precisamente, le quote appartengono a imprese energetiche nazionali nel 12,9% dei casi (13,1% nel 2010), imprese energetiche locali nel 12,1% dei casi (11% nel 2010) e imprese energetiche estere nello 0,7% (0,6% nel 2010).

### TAV. 3.15

Composizione societaria  
dei distributori nel 2011

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	39,5
Società diverse	18,9
Persone fisiche	15,3
Imprese energetiche nazionali	12,9
Imprese energetiche locali	12,1
Imprese energetiche estere	0,7
Flottante	0,3
Istituti finanziari nazionali	0,2
Istituti finanziari esteri	0,0
<b>TOTALE</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

### TAV. 3.16

Infrastrutture di distribuzione  
e loro proprietà nel 2011

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	50	0,3	166,2	196,5	98,6	0,8
Piemonte	768	31.160	80,7	11.974,0	11.075,4	87,7	5,1
Liguria	70	3.153	57,4	1.932,5	4.221,3	72,6	0,1
Lombardia	1.447	15.724	103,4	14.601,6	31.847,0	73,0	15,3
Trentino Alto Adige	206	19.162	182,7	2.023,6	1.885,4	93,3	6,4
Veneto	686	10.586	475,0	10.600,5	18.420,0	78,3	14,5
Friuli Venezia Giulia	130	1.171	5,2	2.144,2	5.040,2	70,9	28,4
Emilia Romagna	378	14.324	304,3	17.159,3	12.815,0	70,0	14,1
Toscana	311	8.983	248,2	6.188,7	9.513,6	56,7	10,4
Lazio	300	2.136	167,6	7.064,2	7.616,5	94,9	5,0
Marche	306	2.223	21,9	4.401,8	4.640,4	51,8	30,9
Umbria	105	1.346	106,4	1.870,3	3.227,9	65,2	34,2
Abruzzo	205	2.229	1,4	4.553,8	4.834,8	72,8	24,1
Molise	85	510	0,3	1.073,7	1.128,9	72,9	26,8
Campania	364	4.532	17,8	3.975,8	7.824,4	77,6	16,4
Puglia	215	1.539	101,4	3.346,9	8.377,7	92,2	7,7
Basilicata	112	458	0,8	896,6	1.601,4	71,1	28,5
Calabria	196	803	34,8	2.469,7	3.455,3	90,6	9,4
Sicilia	209	1.743	60,4	4.235,4	8.025,9	95,3	2,2
Non in funzione	-	-	5,3	101,1	144,7	-	-
<b>ITALIA</b>	<b>6.098</b>	<b>121.832</b>	<b>1975,2</b>	<b>100.780,4</b>	<b>145.892,5</b>	<b>82,4</b>	<b>6,5</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.17 mostra l'elaborazione preliminare dei dati sulla ripartizione nel 2011 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 contemporaneamente: riscaldamento individuale, cottura cibi e produzione di acqua calda sanitaria. Tale categoria incide per il 64,5% dei clienti e per il 43,1% dei consumi; il consumo medio di questi clienti si aggira intorno ai 1.000 m<sup>3</sup>/anno. Importanti in termini di numerosità dei clienti sono anche gli usi di "cottura cibi e produzione di acqua calda", che rappresentano il 10,3% del totale, e il solo uso di "cottura cibi" che conta per il 10,6%. Abbastanza rilevante appare

anche l'uso del gas per il riscaldamento individuale associato con la cottura cibi, che rappresenta il 6% dei clienti complessivamente allacciati alle reti. Oltre alle categorie già citate, in termini di volumi erogati risultano significativi l'uso del solo riscaldamento individuale o centralizzato (14,9%) e quello tecnologico artigianale-industriale (15,4%), il cui consumo medio si aggira intorno ai 23.000 m<sup>3</sup>/anno. Da rilevare come, con l'eccezione dell'uso per cottura cibi, il consumo medio risulta diminuito rispetto al 2010 praticamente per tutte le categorie, seppure non nella medesima proporzione. Complessivamente esso è sceso del 6,7%, passando da 1.632 a 1.523 m<sup>3</sup>; tra gli usi che hanno evidenziato i cali maggiori vi sono soprattutto quelli legati al condizionamento.

CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
Uso cottura cibi	10,6%	1,4%	201
Produzione di acqua calda sanitaria	0,6%	0,2%	578
Uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	10,3%	2,0%	295
Uso condizionamento	0,1%	0,1%	2.539
Riscaldamento individuale/centralizzato	3,6%	14,9%	6.382
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	64,5%	43,1%	1.017
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi	6,0%	4,0%	1.017
Riscaldamento individuale + produzione di acqua calda sanitaria	1,6%	3,7%	3.474
Riscaldamento centralizzato + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	0,4%	1,1%	4.590
Riscaldamento centralizzato + produzione di acqua calda sanitaria	0,5%	4,5%	13.251
Uso tecnologico + riscaldamento	0,9%	9,4%	16.543
Uso condizionamento + riscaldamento	0,0%	0,2%	15.244
Uso tecnologico (artigianale-industriale)	1,0%	15,4%	22.822
<b>TOTALE</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.523</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come si ripartiscono gli utenti del servizio di distribuzione (gruppi di misura) in base ai volumi distribuiti è valutabile tramite i dati della ripartizione di clienti e volumi per fasce di prelievo (Tav. 3.18). L'incidenza complessiva delle prime due classi, nelle quali ricadono le famiglie che consumano al massimo 480 m<sup>3</sup> all'anno, è pari al 42,4% in termini di numerosità e al 4,6% in termini di volumi prelevati. La classe più numerosa in termini sia di numero di gruppi di misura, sia di volumi è quella che prevede un consumo

annuo compreso tra 481 e 1.560 m<sup>3</sup> 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 (48,7%).

Circa la numerosità dei clienti per fascia di prelievo, è appena il caso di osservare come essa risulti più ampia se in luogo dei grup-

### TAV. 3.17

Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2011

Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2011 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m<sup>3</sup>

pi di misura<sup>3</sup> (GdM) si contano i punti di riconsegna<sup>4</sup> (PdR). Complessivamente, infatti, la numerosità dei punti di riconsegna risulta maggiore di circa un milione di unità rispetto ai gruppi di misura. La differenza, però, è quasi integralmente imputabile alla fascia di

prelievo più piccola dove, probabilmente, sono più frequenti i casi di realizzazione di impianti di derivazione, per esempio per un condominio appena costruito, cui successivamente non segue la richiesta di un contratto di fornitura e dunque l'installazione del "contatore".

### TAV. 3.18

Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo

Punti di riconsegna e gruppi di misura al 31/12/2011 in migliaia; volumi prelevati in M(m<sup>3</sup>)

FASCIA DI PRELIEVO (m <sup>3</sup> /anno)	PUNTI DI RICONSEGNA	DI CUI DOTATI GRUPPI DI MISURA	VOLUMI	QUOTA % SU GRUPPI DI MISURA	QUOTA % SU VOLUMI
0-120	5.735	4.716	169	21,1%	0,5%
121-480	4.796	4.768	1.401	21,3%	4,1%
481-1.560	9.255	9.209	8.579	41,1%	25,2%
1.561-5.000	3.217	3.203	7.378	14,3%	21,6%
5.001-80.000	474	472	7.322	2,1%	21,5%
80.001-200.000	15	15	1.797	0,1%	5,3%
200.001-1.000.000	7	7	2.884	0,0%	8,5%
Oltre 1.000.000	2	2	4.559	0,0%	13,4%
<b>TOTALE</b>	<b>23.501</b>	<b>22.391</b>	<b>34.090</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Interessante è anche osservare la distribuzione di clienti (gruppi di misura) e consumi nelle varie regioni secondo le tipologie di clienti individuate nel Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas (TIVG)<sup>5</sup> (Tav. 3.19).

I clienti domestici in Italia, 20 milioni circa, rappresentano poco più dell'89% 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% in termini di consumi; gli altri usi rappresentano quasi il 10% dei clienti e il 42,6% dei volumi distribuiti. L'incidenza degli altri usi, che comprendono i clienti del commercio, dei servizi e i piccolissimi industriali, è maggiore al Nord (5,2% dei clienti e 22,6% dei volumi distribuiti) rispetto al Centro (5,1% dei clienti e 20,3% dei volumi) e soprattutto rispetto al Sud e alle Isole (4,2% dei clienti e 14,3% dei volumi).

Il consumo medio dei clienti domestici in Italia si aggira intorno ai 850 m<sup>3</sup>, quello dei condomini con uso domestico intorno a 13.000 m<sup>3</sup> e quello degli altri usi di poco inferiore a 6.500 m<sup>3</sup>

(in forte riduzione rispetto al 2010 con consumi poco inferiori a 10.000 m<sup>3</sup>). Anche questi valori, tuttavia, sono abbastanza differenziati territorialmente, con consumi medi al Nord che appaiono decisamente maggiori, indipendentemente dalla tipologia dei clienti. A fronte dei 977 m<sup>3</sup> al Nord, infatti, i clienti domestici risultano mediamente consumare 726 m<sup>3</sup> al Centro e 592 m<sup>3</sup> al Sud; i condomini con uso domestico evidenziano rispettivamente consumi medi nell'ordine pari a 13.921, 10.674 e 8.788 m<sup>3</sup>; infine, i valori di consumo medio emergono per gli altri usi sono di 8.250 m<sup>3</sup> al Nord, 4.966 m<sup>3</sup> al Centro e 2.670 m<sup>3</sup> al Sud e Isole. La delibera 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08, ha reso obbligatoria, secondo una pianificazione temporale graduale, la messa in servizio di gruppi di misura elettronici per tutti i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale, al fine di porre i presupposti funzionali e tecnologici per lo sviluppo del mercato regolamentato del gas naturale e del nuovo servizio di bilanciamento; facilitare il superamento di possibili inefficienze e discriminazioni tramite il miglioramento del processo

<sup>3</sup> Per gruppo di misura si intende la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale, che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto del cliente finale. Il gruppo di misura comprende un eventuale correttore dei volumi misurati.

<sup>4</sup> Il punto di riconsegna è il punto di confine tra l'impianto di distribuzione e l'impianto del cliente finale, dove l'impresa di distribuzione riconsegna il gas naturale per la fornitura al cliente finale.

<sup>5</sup> Allegato alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09.

**TAV. 3.19**

Clients e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2011

Clients in migliaia e volumi in M(m<sup>3</sup>)

CLIENTI	USO DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI	
	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	COMUNE
Valle d'Aosta	16,4	16,1	0,8	6,5	3,2	31,2
Piemonte	1.737,5	1.573,8	37,3	493,0	232,8	1.827,1
Liguria	800,3	450,0	11,3	221,3	50,1	231,7
Lombardia	4.247,8	4.211,0	52,9	844,0	465,3	4.017,6
Trentino Alto Adige	193,9	179,3	6,3	49,5	27,1	344,1
Veneto	1.831,3	2.008,0	16,3	170,4	215,3	1.982,9
Friuli Venezia Giulia	477,0	460,7	5,0	68,9	47,0	357,5
Emilia Romagna	1.978,9	2.128,8	25,1	304,2	272,8	2.045,6
Toscana	1.430,3	1.160,4	15,2	120,0	120,7	968,9
Lazio	2.020,2	1.155,7	22,6	300,9	173,8	761,5
Marche	585,9	552,5	4,8	35,5	67,1	388,3
Umbria	304,2	243,1	1,5	16,5	34,5	270,3
Abruzzo	474,5	378,2	1,6	8,4	141,4	343,1
Molise	103,0	79,6	0,3	10,1	21,8	45,4
Campania	1.184,5	654,1	3,6	39,3	123,6	355,3
Puglia	1.178,8	789,5	2,2	15,4	69,7	253,2
Basilicata	173,3	137,3	0,6	8,5	19,9	51,5
Calabria	334,3	197,4	0,9	3,6	64,0	81,0
Sicilia	890,0	449,2	1,5	10,2	68,8	182,9
<b>ITALIA</b>	<b>19.962,0</b>	<b>16.825,0</b>	<b>209,8</b>	<b>2.726,4</b>	<b>2.219,0</b>	<b>14.539,1</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

di contabilizzazione del gas naturale prelevato dai clienti finali e l'innovazione tecnologica dei gruppi di misura; migliorare la qualità dei servizi di misura, di vendita e di distribuzione del gas naturale favorendo la consapevolezza dei consumi.

Il programma temporale fissato prevedeva l'installazione obbligatoria di un misuratore elettronico:

- entro la fine del 2010 ai clienti con classe del gruppo maggiore di G40;
- entro la fine del 2011 ai clienti con classe del gruppo di misura compresa tra G16 e G40;
- entro la fine del 2012 ai clienti con classe del gruppo di misura compresa tra G6 e G16.

Per i clienti di più piccole dimensioni, ovvero quelli con classe del gruppo di misura inferiore a G6, la delibera ha stabilito l'installazione obbligatoria dei misuratori elettronici all'80% di questa clientela in quattro anni. Tra il 2012 e il 2016, infatti, i distributori devono sostituire il misuratore tradizionale a quote minime di tali clienti, ogni anno sempre più elevate (a partire dal 5% entro la fine del 2012).

La diffusione dei gruppi di misura elettronici e tradizionali al 31 dicembre 2011 evidenzia alcuni ritardi nell'implementazione del provvedimento dell'Autorità (Tav. 3.20). A tale data, infatti, vi è ancora un 29% di gruppi di misura di classe superiore a G40 di tipo tradizionale, così come i misuratori di classe G40 risultano tradizionali ancora nel 64% dei casi.

**TAV. 3.20**

Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2011

Numero di gruppi di misura in migliaia;  
prelievi in M(m<sup>3</sup>)

CLASSE	NUMERO	PRELIEVI	QUOTA %
<b>Gruppi di misura elettronici</b>			
Inferiore a G6	227	221	1,1%
G6	25	46	2,9%
Superiore a G6 e inferiore a G25	5	50	1,8%
G25	16	310	15,8%
G40	21	628	35,7%
Superiore a G40	48	8.028	70,9%
<b>Totale elettronici</b>	<b>342</b>	<b>9.283</b>	<b>1,5%</b>
<b>Gruppi di misura tradizionali</b>			
<G6	20.784	16.833	98,9%
G6	833	1.559	97,1%
>G6, <G25	289	2.096	98,2%
G25	86	1.275	84,2%
G40	38	992	64,3%
>G40	20	2.053	29,1%
<b>Totale tradizionali</b>	<b>22.049</b>	<b>24.807</b>	<b>98,5%</b>
<b>TOTALE COMPLESSIVO</b>	<b>22.391</b>	<b>34.090</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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 66 addetti (Tav. 3.21).

Più del 55%, ovvero 122 delle 221 imprese che nell'Indagine hanno risposto alla domanda sulla consistenza del personale dedicato alle attività regolate dall'Autorità<sup>6</sup>, impiegano meno di dieci addetti e tra queste ve ne sono ben 52 che risultano operare con uno o addirittura con zero 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 65 le imprese che risultano operare con un numero di addetti compreso tra 10 e 49, mentre sono 34, cioè poco più del 15% del totale, le società che impiegano più di 50 persone. Queste ultime sono, tuttavia, decisamente le più importanti: l'81% dei clienti è infatti servito da queste aziende che, complessivamente, erogano il 78% dei volumi distribuiti.

La tavola 3.22 illustra, infine, i primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2011 e le relative quote di mercato nel 2011 e nel 2010. Come nelle altre fasi della filiera il gruppo Eni risulta dominante, con una quota praticamente costante rispetto al 2010 pari al 23% circa, anche se la distanza dal secondo operatore è decisamente diminuita. Il segmento della distribuzione è stato notevolmente movimentato dalle politiche di acquisizione del consorzio formato da F2i - Fondi italiani per le infrastrutture (75%) e Axa Private Equity (25%). Il gruppo - che già nel settembre 2009 aveva acquistato Enel Rete Gas - nel 2011 ha portato a compimento l'acquisto di E.On (in aprile) e Gaz de France Suez (in settembre), come si è visto nelle pagine precedenti. A seguito di tali acquisizioni F2i Reti Italia è salita al 17,2% del mercato della distribuzione, confermandosi al secondo posto e dimezzando la distanza da Eni che nel 2010 possedeva una quota praticamente più che doppia (la quota di F2i Reti Italia nel 2010 era del 10,3%). È

<sup>6</sup> 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 2011 era complessivamente impiegato nelle attività regolate (stabilite dall'art. 4, lett. da a) a u) del *Testo integrato di unbundling* (allegato alla delibera 18 gennaio 2007, n. 11/07), eventualmente riproporzionato per tener conto del personale condiviso tra più attività. Se, per ipotesi, una certa impresa svolge sia l'attività di distribuzione di gas, sia quella 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.

CLASSE DI ADDETTI	IMPRESE	ADDETTI	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	VOLUMI DISTRIBUITI	CLIENTI SERVITI
0	27	0	0	383	227
1	25	26	1	326	232
2 – 9	70	341	5	1.486	910
10 – 19	36	482	13	1.508	897
20 – 49	29	872	30	3.919	1.976
50 – 249	27	3.216	119	8.471	5.262
Oltre 249	7	9.670	1.381	17.958	12.854
<b>TOTALE</b>	<b>221</b>	<b>14.606</b>	<b>66</b>	<b>34.051</b>	<b>22.360</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

GRUPPO	2010	QUOTA	2011	QUOTA
Eni	8.325	23,0%	7.886	23,1%
F2i Reti Italia	3.715	10,3%	5.850	17,2%
Hera	2.330	6,4%	2.229	6,5%
Iren	2.333	6,4%	2.092	6,1%
A2A	2.238	6,2%	2.022	5,9%
Gaz de France Suez	1.459	4,0%	-	-
E.On	1.164	3,2%	-	-
Toscana Energia	1.155	3,2%	1.076	3,2%
Asco Holding	841	2,3%	777	2,3%
Estra	559	1,5%	699	2,1%
Linea Group Holding	580	1,6%	639	1,9%
Acegas – Aps	517	1,4%	495	1,5%
Amga – Azienda Multiservizi	462	1,3%	443	1,3%
Erogasmet	418	1,2%	398	1,2%
Energei	360	1,0%	344	1,0%
Gelsia	370	1,0%	340	1,0%
Gas Natural	304	0,8%	328	1,0%
Agsm Verona	317	0,9%	323	0,9%
Sime Crema	197	0,5%	314	0,9%
Acsm – Agam	329	0,9%	310	0,9%
Gas Rimini	327	0,9%	308	0,9%
Aimag	307	0,8%	302	0,9%
Altri	7.607	21,0%	6.915	20,3%
<b>TOTALE</b>	<b>36.216</b>	<b>100,0%</b>	<b>34.090</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

appena il caso di notare che la somma delle quote di F2i Reti Italia, E.On e Gaz de France Suez per il 2010 darebbe 17,5%, un valore di poco superiore alla quota registrata nel 2011.

Nel 2011 Hera si conferma al terzo posto con il 6,5%, superando

Iren la cui quota è rimasta ferma al 6,1%. Nel 2011, infatti, la quota di Iren è scesa di poco più di 2,5 punti percentuali rispetto allo scorso anno, mentre la quota del gruppo Hera ha registrato un lieve incremento. Segue, a poca distanza, anche il gruppo A2A,

### TAV. 3.21

Dimensione delle imprese che distribuiscono gas naturale per classi di addetti nel 2011  
Volumi in M(m<sup>3</sup>) e clienti in migliaia

### TAV. 3.22

Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2011

Volumi di gas naturale distribuito in M(m<sup>3</sup>)

con la quota del 5,9% in netta diminuzione rispetto al 2010, anno in cui registrava una quota del 6,2%.

Nel 2011 i primi venti gruppi hanno coperto quasi l'80% del mercato, mentre nel 2010 avevano il 77%. L'aumento della quota, tuttavia, è avvenuto in concomitanza di un calo dei volumi complessivamente da essi distribuiti e di un abbassamento generale dei consumi di gas. Di fatto, la riduzione dei volumi complessivamente distribuiti tende a incidere più sui piccoli operatori piuttosto che sui grandi gruppi, la cui forza consente loro di resistere maggiormente a periodi di crisi come quello che stiamo attraversando. L'innalzamento della quota dei primi venti gruppi è dunque più che altro da imputare all'uscita dal mercato di molti piccoli operatori.

### Connessioni

In questo paragrafo vengono riportati i dati relativi alle connessioni distinte a seconda che si tratti di connessioni di metanodotti alle reti di trasporto o connessioni di condotte presso la rete di distribuzione. All'interno della singola tipologia di impianto sono

evidenziati i dati relativi alla numerosità e il tempo medio per ottenere la connessione, inteso come periodo per la realizzazione del punto come previsto da contratto di allacciamento stipulato. I giorni di attesa medi sono cioè ottenuti come media dei tempi preventivati da Snam Rete Gas in risposta alla richiesta di connessione per singola tipologia di impianto. Come è possibile osservare dalla tavola 3.23 nel 2011 sono state realizzate 100 connessioni alla rete di trasporto nazionale, di cui 91 risultano in alta pressione e 9 in media pressione. Il tempo medio della realizzazione è di 40 giorni lavorativi, ovviamente il valore è maggiore per i metanodotti in alta pressione, in questo caso l'attesa media è di 54 giorni, mentre per le condotte in media pressione il tempo medio si riduce a 26 giorni.

Decisamente maggiore è il numero di connessioni alla rete di distribuzione (Tav. 3.24) che nel 2011 sono state appena poco inferiori a 385.000. La quasi totalità (circa il 99%) è in bassa pressione e i tempi di attesa sono ovviamente ridotti rispetto alle condotte connesse alla rete di trasporto, rispettivamente 8 giorni lavorativi per i metanodotti che esercitano in bassa pressione e quasi 14 giorni per quelli in media pressione.

#### TAV. 3.23

Connessioni alle reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2011  
Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	NUMERO	TEMPO MEDIO <sup>(A)</sup>
Alta pressione	91	54,1
Media pressione	9	25,9
<b>TOTALE</b>	<b>100</b>	<b>40,0</b>

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

#### TAV. 3.24

Connessioni alle reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2011  
Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	NUMERO	TEMPO MEDIO <sup>(A)</sup>
Bassa pressione	380.171	7,9
Media pressione	4.356	13,8
<b>TOTALE</b>	<b>384.527</b>	<b>-</b>

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

## Mercato all'ingrosso

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 431 società accreditate all'Anagrafica operatori che hanno dichiarato di svolgere attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2011. Di queste hanno risposto 380 imprese, di cui 32 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno (Tav. 3.25). Delle 348 attive, 40 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 205 hanno venduto gas solo a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 103 che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso, sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti. Quest'anno, quindi, è cambiata la classificazione degli operatori tradizionalmente usata in queste pagine<sup>8</sup>.

Nel 2011 il mercato totale della vendita ha movimentato 166,4 G(m<sup>3</sup>); di questi, 27,2 G(m<sup>3</sup>), pari al 16,4%, sono stati intermediati da grossisti puri, 15,3 G(m<sup>3</sup>), ovvero il 9,2%, sono stati intermediati da venditori puri. Il 74,4% del mercato (equivalente a 123,9 G(m<sup>3</sup>))

è stato quindi alimentato con gas proveniente da operatori misti. Il mercato all'ingrosso è stato fornito per il 27,7% da grossisti puri e per il 72,3% da operatori misti; il mercato finale della vendita è stato invece alimentato per il 22,5% con gas proveniente da venditori puri e per il 77,5% da operatori misti.

L'analisi delle attività che si sono svolte nel mercato all'ingrosso del gas è descritta nel resto di questo paragrafo, mentre l'andamento del mercato finale della vendita sarà illustrato più avanti in questo stesso Capitolo (vedi l'apposito paragrafo).

Nel 2011 il numero dei grossisti è leggermente aumentato, salendo a 143 unità contro le 140 dell'anno precedente (Tav. 3.26), ma all'interno delle varie classi nelle quali gli operatori sono stati suddivisi (in base al volume di vendita annuo) ci sono stati diversi avvicendamenti. Il numero dei grandi, cioè gli operatori che hanno superato la soglia dei 10 G(m<sup>3</sup>), è diminuito di una unità per l'uscita da questa categoria di Enel Trade, che è passata nei medi; questi ultimi, cioè i soggetti con vendite comprese tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>), sono cresciuti da 26 a 30 unità per l'ingresso di sette nuove ragioni sociali e l'uscita di tre. I piccoli, con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>), sono diminuiti di una unità e i piccolissimi, con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>), sono aumentati di una.

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	40	-	27.235	18.566	27.235
Venditore puro	205	15.294	-	-	15.294
Operatore misto	103	52.720	71.153	28.447	123.873
Inattivo	32	-	-	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>380</b>	<b>68.014</b>	<b>98.388</b>	<b>47.013</b>	<b>166.402</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

### TAV. 3.25

Numero di operatori e vendite nel 2011

M(m<sup>3</sup>)

<sup>8</sup> Fino allo scorso anno venivano classificati come "grossisti" gli operatori che avevano effettuato meno del 95% delle loro vendite a clienti finali e "venditori puri" i soggetti per i quali almeno il 95% dei volumi veniva venduto a clienti finali.

**TAV. 3.26**Mercato all'ingrosso  
nel periodo 2009-2011

OPERATORI	CLASSE DI VENDITA	2009	2010	2011
<b>NUMERO</b>		124	140	143
Eni	-	1	1	1
Grandi	Superiori a 10 G(m <sup>3</sup> )	0	2	1
Medi	Comprese tra 1 e 10 G(m <sup>3</sup> )	22	26	30
Piccoli	Comprese tra 0,1 e 1 G(m <sup>3</sup> )	51	57	56
Piccolissimi	Inferiori a 0,1 G(m <sup>3</sup> )	50	54	55
<b>VOLUME VENDUTO G(m<sup>3</sup>)</b>		68,1	87,6	98,4
Eni	-	16,0	15,3	14,6
Grandi	Superiori a 10 G(m <sup>3</sup> )	0,0	11,9	7,0
Medi	Comprese tra 1 e 10 G(m <sup>3</sup> )	40,0	47,1	64,1
Piccoli	Comprese tra 0,1 e 1 G(m <sup>3</sup> )	11,5	12,7	12,0
Piccolissimi	Inferiori a 0,1 G(m <sup>3</sup> )	0,6	0,7	0,8
<b>VOLUME MEDIO UNITARIO M(m<sup>3</sup>)</b>		549	626	688
Eni	-	15.961	15.304	14.586
Grandi	Superiori a 10 G(m <sup>3</sup> )	0	5.956	7.012
Medi	Comprese tra 1 e 10 G(m <sup>3</sup> )	1.816	1.810	2.136
Piccoli	Comprese tra 0,1 e 1 G(m <sup>3</sup> )	226	222	213
Piccolissimi	Inferiori a 0,1 G(m <sup>3</sup> )	12	13	14

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'insieme i grossisti hanno venduto 98,4 G(m<sup>3</sup>) al mercato intermedio (e 52,7 G(m<sup>3</sup>) al mercato finale). Nonostante il 2011 sia stato un anno di bassa domanda, il volume di gas complessivamente trattato nel mercato intermedio si è ampliato del 12,3% rispetto al 2010.

Artefici di questa crescita sono stati principalmente gli operatori medi che hanno venduto il 65% del gas complessivamente intermediato, registrando una crescita della propria attività del 36,2% rispetto al 2010. Anche i piccolissimi hanno evidenziato un aumento del 6,4% sull'anno precedente, benché partendo da un livello di vendita assai modesto, che non raggiunge il miliardo di metri cubi. La crescita dei medi è andata a scapito di Eni (-4,7%) e, soprattutto, delle vendite dei grandi operatori, che riducendosi dai quasi 12 G(m<sup>3</sup>) del 2010 agli attuali 7 G(m<sup>3</sup>), risultano diminuite

del 41%. Una discesa del 5,5% hanno registrato anche le attività dei piccoli.

Il volume unitario mediamente trattato sul mercato all'ingrosso è salito quasi del 10%, essendo passato da 626 a 688 M(m<sup>3</sup>), in conseguenza della maggiore crescita dei volumi trattati rispetto a quella del numero degli operatori, ma anche in questo caso con effetti non omogenei sulle varie classi di operatori. Un significativo aumento nel volume unitario di vendita si è manifestato, infatti, per i grandi e per i medi, mentre si è avuta una riduzione nel caso di Eni (-4,7%) e per i piccoli (-3,8%).

Le modalità di approvvigionamento delle imprese che operano sul mercato all'ingrosso evidenziano come queste società si procurano il gas prevalentemente attraverso le importazioni e gli acquisti al PSV (Tav. 3.27). Da queste due fonti, infatti, proviene

**TAV. 3.27**Approvvigionamento  
dei grossisti nel 2011

Quote percentuali

APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO <sup>(A)</sup>					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Produzione nazionale	14,0%	3,1%	0,2%	10,0%	5,5%	5,0%
Importazioni	76,9%	73,7%	28,8%	16,1%	1,6%	42,1%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	5,9%	5,1%	25,3%	46,5%	54,4%	22,1%
Acquisti in stoccaggio	1,3%	0,9%	1,6%	3,3%	6,7%	1,8%
Acquisti al PSV	1,9%	17,2%	43,6%	23,9%	31,7%	28,7%
Acquisti in Borsa	0,0%	0,0%	0,4%	0,2%	0,0%	0,2%
<b>TOTALE</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m<sup>3</sup>).Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>).Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>).Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

**TAV. 3.28**Impieghi di gas  
dei grossisti nel 2011

Quote percentuali

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO <sup>(A)</sup>					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	38,2%	43,9%	74,1%	54,0%	45,7%	59,9%
– di cui vendite in stoccaggio	4,3%	1,0%	2,9%	2,3%	0,9%	1,7%
– di cui vendite al PSV	47,3%	43,7%	49,6%	41,5%	62,4%	28,8%
Vendite in Borsa	0,6%	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%	0,3%
A clienti finali	46,5%	33,9%	23,1%	41,8%	41,8%	32,2%
– di cui collegati societariamente	3,8%	0,2%	43,6%	13,9%	40,2%	20,8%
Autoconsumi	14,7%	22,0%	2,6%	4,1%	12,5%	7,6%
<b>TOTALE</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m<sup>3</sup>).Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>).Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>).Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

## TAV. 3.29

Vendite dei principali  
grossisti nel 2011  
M(m<sup>3</sup>)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Eni	14.586	17.444	32.030	14,8%
Edison	7.012	5.400	12.412	7,1%
Sinergie Italiane	6.103	191	6.294	6,2%
Enel Trade	5.827	3.859	9.686	5,9%
GdF Suez	4.646	0	4.646	4,7%
GdF Suez Energia Italia	3.994	1.220	5.214	4,1%
GdF Suez Gas Supply Et Sales	3.697	0	3.697	3,8%
Plurigas	3.484	1.292	4.776	3,5%
Spigas	3.229	265	3.494	3,3%
A2A Trading	2.969	124	3.093	3,0%
Hera Trading	2.715	33	2.749	2,8%
Shell Italia	2.705	1.647	4.352	2,7%
Enoi	2.471	21	2.492	2,5%
Hb Trading	2.213	0	2.213	2,2%
Gas Plus Italiana	2.135	0	2.135	2,2%
Energy.Com	1.936	0	1.936	2,0%
Sonatrach Gas Italia	1.929	0	1.929	2,0%
Premiumgas	1.747	166	1.913	1,8%
Vitol	1.596	0	1.596	1,6%
Bp Italia	1.404	0	1.404	1,4%
Elettrogas	1.352	0	1.352	1,4%
Speia	1.337	146	1.483	1,4%
Egl Italia	1.214	89	1.302	1,2%
Ascotrade	1.135	801	1.936	1,2%
E.On Ruhrgas – Sede secondaria	1.011	0	1.011	1,0%
Energetic Source	1.009	143	1.152	1,0%
Italtrading	879	7	885	0,9%
Società Ionica Gas	824	0	824	0,8%
Energy Trade	774	12	785	0,8%
2B Energia	673	0	673	0,7%
E.On Energy Trading	667	484	1.152	0,7%
Begas Energy International	589	28	617	0,6%
Phlogas	583	66	649	0,6%
E.On Energy Trading Se	633	979	1.612	0,6%
Worldenergy	562	0	562	0,6%
Iren Mercato	552	2.286	2.838	0,6%
Shell Italia E&P	547	0	547	0,6%
Repower Italia	512	0	512	0,5%
Altri	7.138	16.016	23.154	7,3%
<b>TOTALE</b>	<b>98.388</b>	<b>52.720</b>	<b>151.108</b>	<b>100,0%</b>
Prezzo medio (c€/m <sup>3</sup> )	30,71	37,59	33,02	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

il 70,8% del gas ceduto da questi operatori (anche sul mercato finale). Il resto proviene quasi integralmente dagli acquisti da altri rivenditori sul territorio nazionale, sia alla frontiera, sia al *city gate*, essendo marginali le quote che arrivano dalla produzione nazionale (5%) e dagli acquisti effettuati sulle nuove piattaforme gas (M-GAS, P-GAS e PB-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 territorio nazionale e quelli al PSV; l'incidenza degli acquisti al PSV, tuttavia, è massima per le imprese di media dimensione, dove raggiunge il 43,6%.

La tavola 3.29 mostra il dettaglio dell'attività delle 38 società (nel 2010 erano 36) il cui venduto ha raggiunto almeno 500 M(m<sup>3</sup>) nel mercato all'ingrosso.

Negli ultimi anni il livello di concentrazione su tale mercato è costantemente diminuito e nel 2011 è sceso addirittura sotto la soglia del 30%. Nel 2011 la quota delle prime tre società Eni, Edison e Sinergie Italiane, è infatti scesa al 28,2% dal 31,1% del 2010 (era 39,2% nel 2009); quella delle prime cinque, che include anche Enel Trade e GdF Suez, si è abbassata al 38,7% dal 40,5% del 2010 (era appena sopra al 50% nel 2009).

L'indice di Herfindahl calcolato sul solo mercato all'ingrosso nel 2011 è risultato pari a 0,049, un valore abbondantemente sotto lo 0,1 ritenuto sintomo di bassa concentrazione. Peraltro era sotto tale soglia già da due anni: i valori per il 2010 e il 2009 erano, rispettivamente, dello 0,056 e dello 0,083.

L'ultima riga della tavola mostra i prezzi mediamente praticati dalle società che operano prevalentemente nel mercato all'ingrosso, che nel 2011 è risultato pari a 33,02 c€/m<sup>3</sup>. Più precisamente, il prezzo medio richiesto ad altri intermediari è risultato di 30,71 c€/m<sup>3</sup>, mentre quello praticato a clienti finali è risultato di 37,59 c€/m<sup>3</sup>. Il differenziale tra le due clientele, pari a 6,9 c€/m<sup>3</sup>, si è quindi lievemente ridotto rispetto ai 7,2 c€/m<sup>3</sup> rilevati nel 2010. In quell'anno, infatti, i clienti finali risultavano pagare 33,60 c€/m<sup>3</sup> contro i 26,37 c€/m<sup>3</sup> con cui il gas veniva mediamente ceduto ad altri rivenditori.

#### Punto di scambio virtuale

Secondo la normativa in vigore, gli operatori del gas possono effettuare cessioni e scambi di gas immesso nella rete nazionale, presso un punto virtuale concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della rete nazionale: il Punto di scambio virtuale (PSV). Esso offre loro un utile strumento di bilanciamento

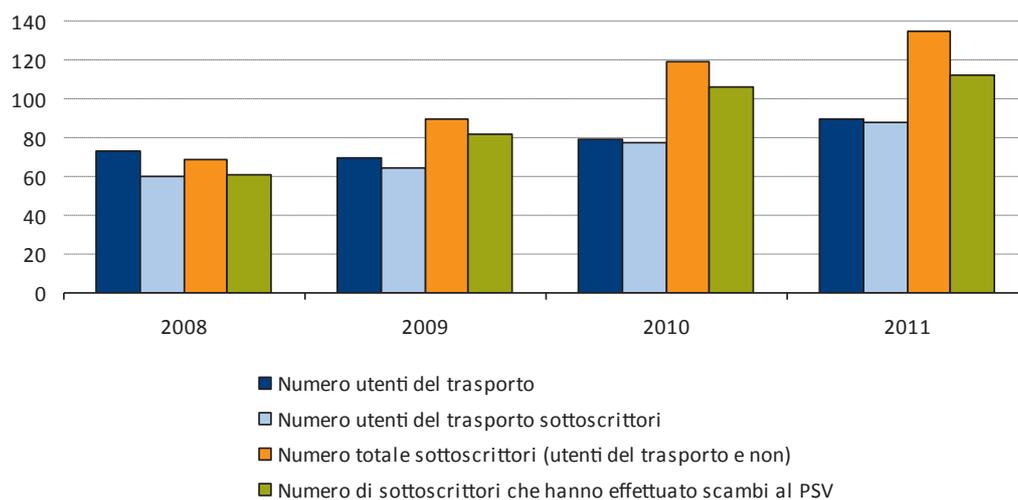


FIG. 3.7

Utenti del PSV dal 2008 al 2011

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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* (OTC), esso dunque non può essere assimilato a una Borsa gas, che in Italia è stata avviata il 10 maggio 2010 presso il GME (vedi oltre).

Negli ultimi anni, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero delle contrattazioni. Ciò è avvenuto anche grazie alla standardizzazione dei contratti sottostanti le transazioni e ad alcuni provvedimenti implementati. 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 2011, 112 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; di questi 27 sono risultati *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto (Fig. 3.7).

Anche nel 2011 i sottoscrittori che hanno effettuato scambi al PSV sono complessivamente aumentati da 106 del 2010 a 112, anche se assistiamo per la prima volta a una lieve diminuzione dei *trader* puri (cioè non utenti del sistema di trasporto) scesi da 32 a 27 unità, probabilmente legata alle prospettive meno vantaggiose del mercato del gas dovute alla fase di contrazione dei consumi.

Le figure 3.7 e 3.8 mostrano lo storico delle transazioni di gas

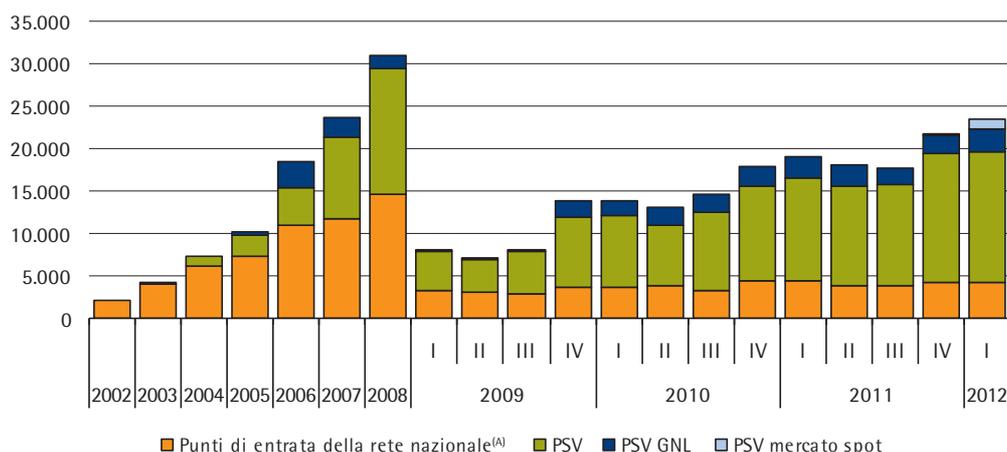
avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e gli scambi registrati al PSV sino a marzo 2012, sia in termini di volumi sia di numero di transazioni. Nel grafico vengono raggruppate distintamente le importazioni presso gli *entry point*, le riconsegne di gas liquefatto al PSV e gli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sul mercato spot e OTC. Le importazioni presso gli *entry point*, che comprendono gli scambi commerciali e doganali<sup>9</sup>, sono raggruppate in un'unica voce, che accoglie le cessioni registrate presso Tarvisio, Passo Gries, Mazara, Gorizia, Gela e Panigaglia, queste ultime sino a novembre 2005, perché poi inserite nella voce PSV GNL. Infatti, la categoria PSV GNL comprende le riconsegne di gas (in termini di volumi ceduti e di numero di riconsegne giornaliere) che avvengono presso il terminale di Panigaglia da parte della società GNL Italia e da ottobre 2009 anche quelle che avvengono presso il terminale di Porto Viro (Rovigo) da parte della società Terminale GNL Adriatico.

Con l'indicazione "PSV mercati spot" sono evidenziati i volumi scambiati sulle nuove piattaforme gestite dal GME per i mercati spot, che si aggiungono alle già esistenti PGAS e M-GAS. Con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11 (e sue successive implementazioni), è stata ufficializzata la nuova piattaforma per il bilanciamento "a mercato" del gas (PB-GAS) gestita dal GME, il cui avvio permetterà il graduale passaggio da un meccanismo di bilanciamento "a stoccaggio" a un meccanismo più coerente con

**FIG. 3.8**

Volumi delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale

M(m<sup>3</sup>) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente



(A) ) Nella rete nazionale sono comprese tutte le transazioni, commerciali e doganali.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

<sup>9</sup> Considerando le sole transazioni commerciali, il punto di ingresso di Gorizia diviene inattivo da ottobre 2004, quello di Gela risulta attivo da ottobre 2004 a novembre 2005 e da aprile 2010 sino a febbraio 2011; Mazara, invece, registra un'assenza di transazioni tra dicembre 2005 e settembre 2008.

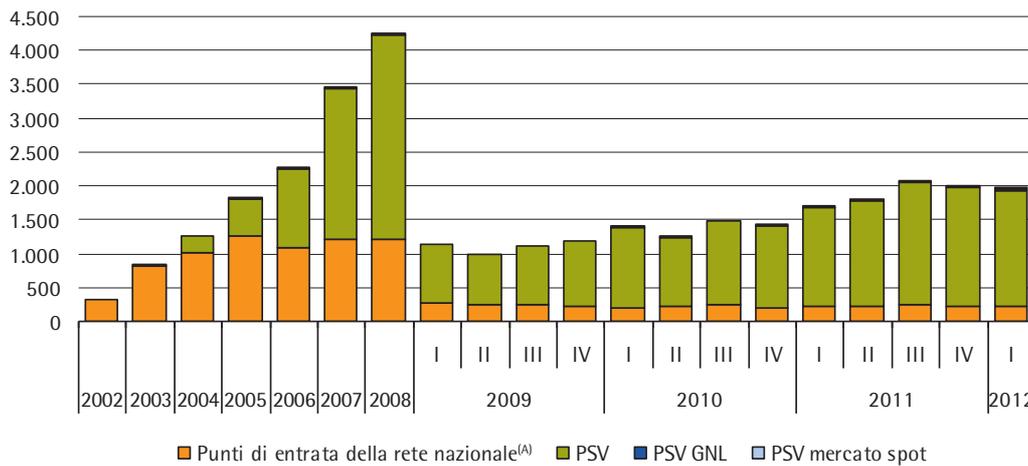


FIG. 3.9

Numero di transazioni nei punti di entrata della rete nazionale

(A) Nella rete nazionale sono comprese tutte le transazioni, commerciali e doganali.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

l'integrazione europea del mercato gas, quale il bilanciamento "a mercato". Grazie alla nuova PB-GAS il responsabile del servizio di bilanciamento e gli utenti possono approvvigionarsi delle risorse necessarie a effettuare il bilanciamento del sistema. La piattaforma è operativa da dicembre 2011, ma solo dall'1 aprile 2012 gli *shipper* possono formulare offerte di acquisto. Pertanto, per i primi quattro mesi di attività corrispondenti al periodo preso in esame nel grafico, il lato della domanda è basato unicamente sulle esigenze di Snam Rete Gas quale responsabile del servizio di bilanciamento.

Un confronto tra gli anni termici 2009-2010 e 2010-2011 (Fig.

3.10) mostra come – analogamente agli anni passati – il PSV si sia sviluppato a scapito degli altri punti di ingresso della rete nazionale, le cui quote si vanno costantemente riducendo nel tempo. Il 2011 ha confermato il trend crescente di PSV GNL (+7%), sebbene molto ridotto rispetto all'incremento registrato nel 2010, anno in cui è entrato gradualmente a regime il terminale di Rovigo. A oltre un anno dalla nascita della Borsa gas i volumi scambiati sul mercato spot sono ancora esigui: nell'anno termico 2010/2011 il PSV copre oltre il 64% delle transazioni in termini di volumi del mercato gas, la quota passa al 77% se a questa sommiamo gli scambi effettuati

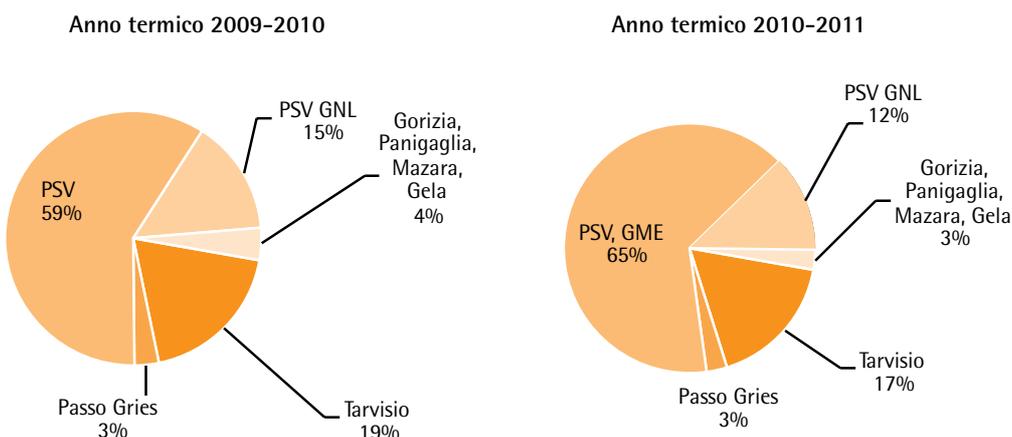


FIG. 3.10

Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero e PSV

Confronto tra gli anni termici 2009-2010 e 2010-2011

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

sul PSV-GNL. L'enorme sviluppo degli scambi presso il PSV (+42% nel 2011), nonché del PSV-GNL, è una misura delle potenzialità e dell'importanza dello sviluppo di una Borsa gas efficiente e in grado di far emergere i dovuti segnali di prezzo. Da ottobre 2010, data di avvio di M-GAS, sono stati oggetto di scambio poco meno di 18 M(m<sup>3</sup>) a fronte di quasi 1,4 G(m<sup>3</sup>) di volumi scambiati sulla nuova piattaforma per il bilanciamento. Il maggior peso della PB-GAS, in termini sia di volumi sia di scambi effettuati, deriva anche dal meccanismo implementato che prevede l'obbligo da parte degli *shipper* di formulare le offerte di acquisto e vendita su tale piattaforma. La scarsa liquidità della Borsa gas e la fase iniziale della nuova piattaforma per il bilanciamento, spiegano quindi come il ruolo principale sia ancora svolto dal PSV.

---

#### Borsa del gas

---

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso le mosse nel 2007 con il decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che ha stabilito l'obbligo:

- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato,
- per gli importatori di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità.

Le modalità di cessione delle aliquote sono state poi definite con provvedimenti successivi del Ministro dello sviluppo economico e dell'Autorità adottati tra il 2008 e il 2009. Con la legge 23 luglio 2009, n. 99, la gestione economica del mercato del gas è stata affidata in esclusiva al GME il quale, ai sensi della stessa legge ed entro sei mesi dalla sua entrata in vigore, 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 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 cosiddetto *comparto import*), ma che possono essere ammesse alla Piattaforma anche ulteriori offerte di volumi di gas effettuate da soggetti diversi da quelli tenuti agli obblighi imposti dal decreto legge n. 7/07. Sono ammessi a operare sulla P-GAS i soggetti abilitati a operare sul PSV.

I prodotti negoziati sono contratti con periodo di consegna pari a un mese o a un anno termico. Il GME svolge semplicemente il ruolo di gestore della piattaforma e non di controparte centrale: la gestione delle garanzie, della fatturazione e dei pagamenti viene quindi svolta direttamente dagli operatori che vendono il gas. La modalità di negoziazione delle quote di import cedute obbligatoriamente sulla P-GAS è continua.

Dal 10 agosto 2010, alle negoziazioni delle quote di gas importato si sono aggiunte quelle delle aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato, che vengono negoziate nel *comparto aliquote* della P-GAS. Anche in questo caso il GME non è controparte centrale e opera esclusivamente come organizzatore e gestore della piattaforma, ma la modalità di negoziazione è ad asta.

L'avvio del vero e proprio mercato spot del gas naturale con il GME che svolge il ruolo di controparte centrale è avvenuto, infine, nell'ottobre 2010, con la nascita della MGAS. Su tale mercato gli operatori, che siano stati abilitati a effettuare transazioni sul PSV, possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti. Esso si articola in:

- MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso.

Nel corso dell'anno 2011 sono state 125 le sessioni sull'MGP-GAS durante le quali si è realizzato almeno uno scambio in modalità continua, per un totale di 148.028 MWh scambiati. Il prezzo medio che si è registrato è stato di 27,68 €/MWh. La figura 3.11 mostra il confronto tra i prezzi al PSV per il contratto giornaliero e quelli risultanti dalle contrattazioni nella Borsa nel periodo considerato. Come si osserva, i prezzi che si sono affermati sulla Borsa sono sostanzialmente 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): il prezzo medio al PSV si è attestato sul valore medio di 28,21 €/MWh. Per quel che riguarda i volumi scambiati sull'MGP-GAS, si osserva un drastico calo dopo il mese di marzo 2011. Dal mese di luglio in poi, la tendenza è stata quella di una lenta ripresa.

Nella figura 3.12 si propone lo stesso confronto tra i prezzi MGP-GAS e PSV, per i periodi gennaio-aprile del 2011 e del 2012. L'andamento dei prezzi resta sostanzialmente coerente, con il prezzo sull'MGP-GAS lievemente inferiore a quello sul PSV. Di maggiore rilevanza è il confronto dei volumi scambiati sulla Borsa.

Mentre nei primi quattro mesi del 2011 il totale dei volumi scambiati

ammontava a 96.020 MWh, per lo stesso arco di tempo del 2012 tale valore si è ridotto considerevolmente, risultando pari a 24.005 MWh. Le ragioni di questo calo si possono riconoscere nel funzionamento del sistema obbligatorio del mercato di bilanciamento: si tratta di una sessione *ex post* finalizzata alla conclusione di scambi di gas contenuto negli stoccaggi, in cui Snam Rete Gas rappresenta la controparte centrale.

Tale piattaforma si è aggiunta nel mese di dicembre 2011; dal mese di aprile 2012 sono ammessi anche gli scambi *fra shipper* e non solo *fra shipper* e responsabile del bilanciamento. In virtù dell'entrata in funzione di questo sistema, i volumi scambiati sull'MGP-GAS risultano pertanto ridotti.

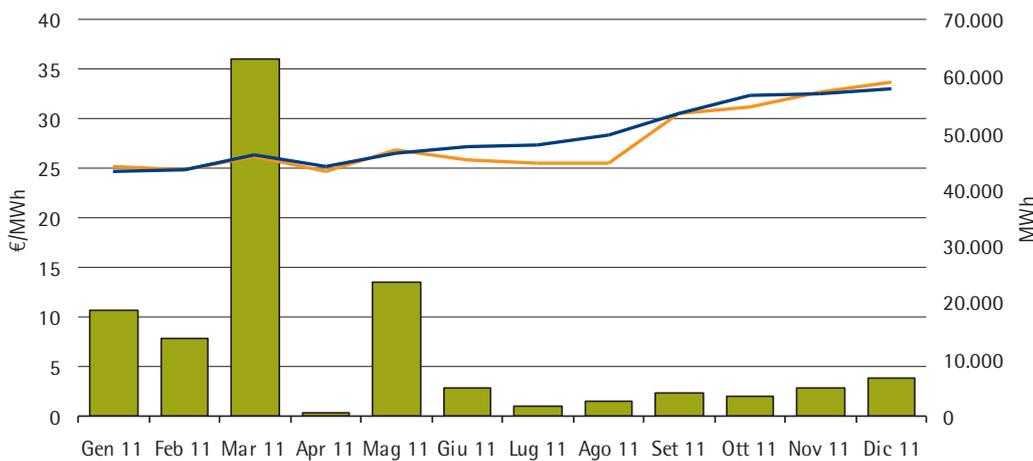


FIG. 3.11

Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS e volumi scambiati sull'MGP-GAS nel 2011

€/MWh, MWh

Fonte: Platts per il PSV, GME per il MGP-GAS.

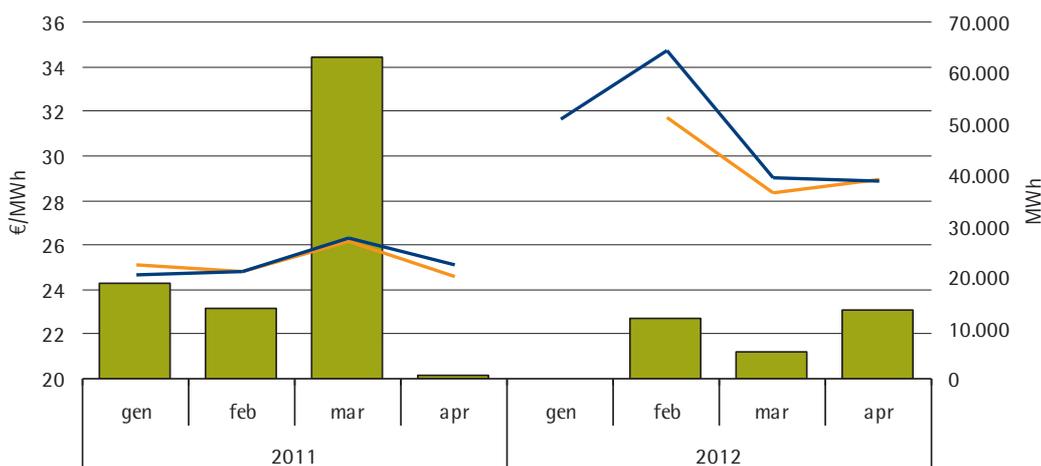


FIG. 3.12

Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS e volumi scambiati sull'MGP-GAS.

Confronto tra gennaio-aprile 2011 e gennaio-aprile 2012

€/MWh, MWh

Fonte: Platts per il PSV, GME per il MGP-GAS.

## Mercato finale al dettaglio

Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas 380 imprese sulle 431 che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2011. A parte le 32 che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 348 ve ne sono 40 che hanno venduto gas esclusivamente al mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati quindi 308.

In base ai primi e provvisori risultati dell'Indagine annuale, nel 2011 sono stati venduti al mercato finale 68 G(m<sup>3</sup>); di questi 15,3 G(m<sup>3</sup>) sono stati forniti da venditori puri e 52,7 G(m<sup>3</sup>) da operatori

"misti", che vendono cioè sia al mercato finale, sia al mercato all'ingrosso<sup>10</sup>.

Nel 2011 il numero di operatori sul mercato della vendita finale è cresciuto di tre unità rispetto all'anno precedente (Tav. 3.30), raggiungendo quota 308. Le quantità complessivamente vendute sono diminuite da 72,2 a 68 G(m<sup>3</sup>), tornando sui bassi livelli toccati nel 2009. Poiché le vendite totali sono diminuite al contrario del numero degli operatori, il volume medio unitario di vendita degli operatori globalmente considerati si è ridotto del 6,7%, passando da 237 a 221 M(m<sup>3</sup>). L'incremento del numero di operatori ha riguardato quasi tutte le classi di vendita, con l'eccezione dei medi (con vendite comprese tra 100 milioni e un miliardo di

### TAV. 3.30

Attività dei venditori nel periodo 2009-2011

OPERATORI	CLASSE DI VENDITA	2009	2010	2011
<b>NUMERO</b>		290	305	308
Grandi	Superiori a 1.000 M(m <sup>3</sup> )	22	23	25
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m <sup>3</sup> )	54	67	59
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m <sup>3</sup> )	121	107	114
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m <sup>3</sup> )	93	108	110
<b>VOLUME VENDUTO G(m<sup>3</sup>)</b>		66,7	72,2	68,0
Grandi	Superiori a 1.000 M(m <sup>3</sup> )	49,9	51,8	50,8
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m <sup>3</sup> )	12,1	16,1	12,8
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m <sup>3</sup> )	4,4	3,9	4,1
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m <sup>3</sup> )	0,3	0,4	0,3
<b>VOLUME MEDIO UNITARIO M(m<sup>3</sup>)</b>		230	237	221
Grandi	Superiori a 1.000 M(m <sup>3</sup> )	2.268	2.252	2.033
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m <sup>3</sup> )	224	240	217
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m <sup>3</sup> )	36	37	36
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m <sup>3</sup> )	4	3	3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

<sup>10</sup> Sulla nuova classificazione degli operatori adottata in questa *Relazione Annuale* si rimanda al paragrafo "Mercato all'ingrosso del gas".

metri cubi) che è diminuita di otto unità rispetto al 2010. Tale variazione è dovuta all'uscita di 19 operatori che è stata solo parzialmente compensata dall'ingresso in questa classe di 11 nuovi soggetti. La classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende quest'anno 25 operatori, contro i 23 dello scorso anno: a fronte dell'ingresso di quattro soggetti (A2A Energia, E.On Energy Trading Se, Egl Italia e GdF Suez Energia Italia) ne sono infatti usciti due (GdF Suez Energy Management e Sorigenia).

Nonostante la crescita del numero degli operatori, quasi tutte le classi hanno visto diminuire i propri quantitativi di vendita. L'unica eccezione è rappresentata dai piccoli (con vendite da 10 a 100 milioni di metri cubi), i cui volumi sono aumentati del 3,2% passando da 3,9 a 4,1 G(m<sup>3</sup>).

L'accrescimento del numero di venditori e soprattutto i loro movimenti all'interno delle classi in un anno di riduzione dei consumi, sono soprattutto 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 2011 sono da annoverare:

- l'acquisizione da parte di Energia Ambiente Servizi dell'attività di vendita a clienti finali da AICE, avvenuta in maggio;
- le incorporazioni di Travagliato Energia in Toscana Energia Clienti, di ATG in Energia Ambiente Servizi e di Sadori Reti in Hera Comm Marche, tutte nel mese di luglio;
- l'incorporazione, in agosto, di GdF Suez Energy Management in GdF Suez Energia Italia. Questa operazione è riconducibile alle numerose e complesse operazioni societarie che sono state avviate a seguito dello scioglimento della joint venture tra Acea e GdF Suez Energia Italia e che più che nel settore gas hanno inciso nel settore elettrico;
- l'incorporazione di Unogas Toscana in Unogas Energia in settembre;
- la cessione a Energia Ambiente e Servizi delle attività di vendita da parte di Genia Energia in ottobre.

L'approvvigionamento dei soggetti che operano nel mercato della vendita finale è ovviamente molto simile a quello già esposto per gli

operatori del mercato all'ingrosso poiché la gran parte delle imprese osservate è data dagli operatori misti che sono comuni a entrambi i segmenti. Più interessante è osservare l'approvvigionamento dei venditori puri (i soggetti cioè che vendono esclusivamente sul mercato finale). Si evidenzia in questo caso che il loro approvvigionamento è quasi esclusivamente basato sugli acquisti da altri rivenditori nazionali da cui ottengono il 93,3% del gas che rivendono; il resto del gas nella loro disponibilità proviene dal PSV (5,5%) e dagli acquisti in stoccaggio (2,2%). Gli acquisti al PSV rivestono una maggiore importanza per gli operatori di piccola e piccolissima dimensione che li ottengono, rispettivamente, il 20,3% e il 23,9% del gas che rivendono. Gli impieghi dei venditori puri mostrano, com'è ovvio, una totale prevalenza dei volumi venduti a clienti finali anche se, in media, l'1% del gas disponibile viene autoconsumato. Di tutto il gas alienato sul mercato finale, il 3,3% viene ceduto a clienti collegati societariamente.

La tavola 3.31 mostra il dettaglio delle 31 società (erano 31 anche nel 2010) le cui vendite a clienti finali nel 2011 hanno superato 300 M(m<sup>3</sup>). Analogamente alla tavola delle vendite dei grossisti (Tav. 3.29), anche quella sui venditori finali riporta il prezzo medio praticato da queste imprese nei due mercati. Il prezzo di vendita ad altri rivenditori risulta abbastanza in linea con quello praticato dai grossisti (31,15 contro 30,71 c€/m<sup>3</sup>); il prezzo medio offerto ai clienti finali è, come ci si poteva attendere, più elevato (39,13 contro 37,59 c€/m<sup>3</sup>), data la forte incidenza di clienti allacciati alle reti di distribuzione. Il prezzo offerto dai venditori ai clienti finali 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 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 occorre, tuttavia,

**TAV. 3.31**Vendite al mercato finale dei  
principali venditori nel 2011M(m<sup>3</sup>)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	14.586	17.444	32.030
Edison	7.012	5.400	12.412
Enel Energia	0	4.176	4.176
Enel Trade	5.827	3.859	9.686
Gdf Suez Energie	287	3.626	3.913
Iren Mercato	552	2.286	2.838
Edison Energia	0	1.933	1.933
Hera Comm	0	1.906	1.906
Shell Italia	2.705	1.647	4.352
A2A Energia	53	1.499	1.552
Plurigas	3.484	1.292	4.776
Gdf Suez Energia Italia	3.994	1.220	5.214
E.On Energia	25	1.093	1.118
E.On Energy Trading Se	633	979	1.612
Ascotrade	1.135	801	1.936
Toscana Energia Clienti	0	788	788
Gas Plus Vendite	7	687	693
Bg Gas Marketing Trading Italia	20	627	647
Estra Energie	57	563	620
Utilità	165	506	671
E.On Energy Trading	667	484	1.152
Gas Natural Vendita Italia	166	464	630
Linea Più	15	460	475
Estenergy	0	455	455
Sinergas	0	384	384
Erogasmet Vendita - Vivigas	4	384	389
Trenta	4	368	372
Enerxenia	0	358	358
Unogas Energia	267	353	620
Bluenergy Group	179	320	499
Gelsia Srl	0	302	302
Altri	29.310	11.346	40.656
<b>TOTALE</b>	<b>71.153</b>	<b>68.014</b>	<b>139.167</b>
<i>Prezzo medio (c€/m<sup>3</sup>)</i>	<i>31,15</i>	<i>39,13</i>	<i>34,96</i>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

GRUPPO	VOLUME	QUOTA
Eni	18.237	26,8%
Enel	8.035	11,8%
Edison	7.403	10,9%
Gdf Suez	4.847	7,1%
A2A	2.915	4,3%
E.On	2.708	4,0%
Iren	2.317	3,4%
Hera	2.607	3,8%
Royal Dutch Shell Plc	1.647	2,4%
Ascopiave	1.167	1,7%
Gas Plus	687	1,0%
Bg Group Plc	627	0,9%
Estra Spa	563	0,8%
Utilita' Progetti e Sviluppo	506	0,7%
Unogas	481	0,7%
Gas Natural Sdg	464	0,7%
Linea Group Holding	460	0,7%
Acegas - Aps	455	0,7%
Amga - Azienda Multiservizi	449	0,7%
Dolomiti Energia	408	0,6%
Altri	11.030	16,2%
<b>TOTALE</b>	<b>68.014</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

analizzare non l'operato delle singole ragioni sociali, bensì quello dei gruppi societari (Tav. 3.32).

Il mercato della vendita finale resta molto concentrato: i primi tre gruppi controllano il 49,5%. La loro quota, inoltre, per la prima volta da diversi anni, risulta in aumento: nel 2010 raggiungevano infatti il 47,8%. Anche a livello dei primi cinque la concentrazione rimane elevata: nel 2011 è scesa al 60,9% dal 61,2% del 2010.

Anche qui, come nel caso del mercato all'ingrosso l'incidenza dell'*incumbent* Eni si è accresciuta per la prima volta da molti anni a questa parte, essendo passata dal 24,7% del 2010 all'attuale

26,8%. Eni, peraltro, si conferma il gruppo dominante, ancora ben distanziato dal secondo operatore, il gruppo Enel, che possiede solo l'11,8%. Il divario tra i due si è in realtà ampliato dallo scorso anno (15 punti percentuali nel 2011 contro gli 11,5 del 2010) per effetto dell'aumento delle vendite al mercato finale di Eni (+2,4%) e della contemporanea drastica diminuzione di quelle di Enel (-15,2%). Con una crescita delle proprie vendite finali del 2,4%, il gruppo Edison ha mantenuto saldamente la terza posizione, accorciando, seppur di poco, la distanza da Enel. Rispetto al 2010, inoltre, si osserva che è salito di una posizione il gruppo A2A, così

### TAV. 3.32

Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2011

Volumi in M(m<sup>3</sup>)

come Iren ha scavalcato Hera. Degna di nota, infine, l'uscita del gruppo Sorigenia dalla classifica dei primi venti, che nel 2010 era in undicesima posizione.

Secondo quanto è emerso 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. Quasi un terzo delle aziende opera infatti con un numero di addetti compreso tra due e nove<sup>11</sup>.

Tre quarti delle imprese di vendita, inoltre, risultano possedere meno di nove 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 risulta che nel 2011 il mercato finale della vendita di gas

naturale comprende 20,6 milioni di clienti, il 92,5% dei quali sono domestici, l'1,2% sono condomini con uso domestico, il 5,1% appartengono al settore del commercio e dei servizi, l'1,2% al comparto industriale e meno dello 0,5% alla generazione termoelettrica (Tav. 3.33).

In termini di volumi, naturalmente, le proporzioni tendono a invertirsi: includendo anche gli autoconsumi, il settore domestico ha assorbito il 21% del gas complessivamente consumato, ovvero 16,9 G(m<sup>3</sup>), i condomini con uso domestico hanno acquisito il 4% del gas ovvero 3,2 G(m<sup>3</sup>), il commercio ne ha utilizzato l'8,2%, corrispondente a 6,6 G(m<sup>3</sup>), l'industria ne ha consumato il 25,8%, cioè 20,8 G(m<sup>3</sup>) e la generazione elettrica ne ha assorbito il 41,1%, equivalente a 33,1 G(m<sup>3</sup>). Come è facile prevedere, spostandosi da settori quale il domestico ai settori per cui 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

### TAV. 3.33

Mercato finale per settore di consumo nel 2011

Clienti in migliaia e volumi in M(m<sup>3</sup>)

	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
<b>CLIENTI</b>						
Autoconsumi	1	0	1	0,34	0,06	3
Mercato libero	1.927	65	479	101	0,66	2.573
Mercato tutelato	17.079	188	573	138	0,09	17.977
<b>TOTALE</b>	<b>19.007</b>	<b>253</b>	<b>1.053</b>	<b>239</b>	<b>0,82</b>	<b>20.554</b>
<b>VOLUMI</b>						
Autoconsumi	6	9	89	644	11.788	12.536
Mercato libero	1.930	1.216	4.695	19.458	21.314	48.613
Mercato tutelato	14.923	1.979	1.830	660	9	19.400
<b>TOTALE</b>	<b>16.858</b>	<b>3.204</b>	<b>6.613</b>	<b>20.762</b>	<b>33.111</b>	<b>80.549</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

<sup>11</sup> 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 2011 era complessivamente impiegato nelle attività regolate (stabilite dall'art. 4, lett. da a) a u) del *Testo integrato di unbundling* (allegato alla delibera 18 gennaio 2007, 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 sia del gas, sia 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.

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m <sup>3</sup> )						TOTALE
	< 5.000	5.000- 50.000	50.000- 200.000	200.000- 2.000.000	2.000.000- 20.000.000	> 20.000.000	
<b>MERCATO TUTELATO</b>	15.129	3.508	590	127	46	0	19.400
Domestico	14.211	679	25	5	4	0	14.923
Condominio uso domestico	230	1.496	222	31	0	0	1.979
Commercio e servizi	551	992	203	67	17	0	1.830
Industria	139	341	138	24	19	0	660
Generazione elettrica	0	0	2	1	6	0	9
<b>MERCATO LIBERO</b>	2.337	2.863	2.162	5.143	8.323	27.786	48.613
Domestico	1.680	152	45	35	18	0	1.930
Condominio uso domestico	47	681	380	102	5	0	1.216
Commercio e servizi	517	1.438	896	1.121	717	8	4.695
Industria	94	591	833	3.693	6.669	7.578	19.458
Generazione elettrica	0	1	7	191	915	20.200	21.314
<b>TOTALE</b>	17.467	6.371	2.751	5.270	8.369	27.786	68.014

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

infatti pari all'11,4% nel domestico, al 38% per i condomini, al 71% nel commercio e servizi, al 93,7% nell'industria e al 64,4% nel termoelettrico (valore che risente degli autoconsumi).

Rispetto al 2010, in termini di volumi venduti si assiste a un aumento nel domestico, nel condominio a uso domestico e nel terziario mentre calano nei settori produttivi. Nel domestico l'aumento è del 30%, nel condominio ad uso domestico del 2,2% e nel commercio e servizi del 3,7%.

Le riduzioni mostrate nel comparto produttivo sono rispettivamente del 7% per l'industria e del 3,4% per la generazione elettrica.

Per quest'ultimo settore il giudizio cambia se ragioniamo in termini di porzioni di consumi serviti all'interno dello stesso segmento. Infatti, fatta eccezione per il comparto industriale, la porzione di consumi soddisfatti sul mercato libero risulta cresciuta in tutti i settori.

In particolare nel domestico, nel condominio a uso domestico e nella generazione elettrica si evidenziano gli sviluppi più importanti. In particolare dal 2010 il domestico aumenta di oltre tre punti percentuali passando dall'8,1% al 11,4%, più marcata è la crescita del condominio ad uso domestico con una crescita di poco più di cinque punti percentuali, la generazione elettrica mostra un incremento in termini di punti percentuali pari a 2,5,

infine il settore del commercio e servizi registra un incremento piuttosto lieve e al di sotto di un punto percentuale.

Il dettaglio delle vendite al mercato finale per settore di consumo (al netto degli autoconsumi) e dimensione dei clienti (Tav. 3.34), 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 verrà analizzato in dettaglio nel paragrafo dedicato ai prezzi del mercato libero) nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m<sup>3</sup> 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. Mentre nel 2010 si era riscontrata una graduale diminuzione di queste classi di consumo sul tutelato, il 2011 si mostra invece in controtendenza: a fronte di 19,2 G(m<sup>3</sup>) venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi inferiori a 200.000 m<sup>3</sup>, i volumi venduti a condizioni tutelate per fasce di consumo superiori sono stati 173 M(m<sup>3</sup>) (di cui 134 M(m<sup>3</sup>) a clienti non domestici) contro i 110 M(m<sup>3</sup>) dell'anno precedente.

Come lo scorso anno, l'Indagine effettuata presso gli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale ha rivolto loro alcune

### TAV. 3.34

Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2011  
M(m<sup>3</sup>)

## TAV. 3.35

Tassi di switching dei clienti finali nel 2011

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	5,2	5,7
Condominio uso domestico	5,9	9,2
Altri usi	6,3	38,0
di cui:		
fino a 5.000 m <sup>3</sup>	5,3	6,5
5.000-200.000 m <sup>3</sup>	9,7	10,6
200.000-2.000.000 m <sup>3</sup>	15,3	15,9
2.000.000-20.000.000 m <sup>3</sup>	22,8	25,8
oltre 20.000.000 m <sup>3</sup>	36,3	39,1
Clienti non riconducibili a nessuna delle categorie indicate	44,4	45,3
<b>TOTALE</b>	<b>5,3</b>	<b>29,9</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

domande anche sullo *switching*, vale a dire sul numero di clienti<sup>12</sup> che hanno cambiato il proprio fornitore nell'anno solare 2011<sup>13</sup>. L'indagine ha evidenziato che la percentuale di clienti che nel 2011 hanno cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari al 5,3%, ovvero al 29,9% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio.

La tavola 3.36 mostra il dettaglio di questo dato distinguendo i clienti per settore e per fascia di consumo annuo. I dati indicano un cambiamento tendenziale del comportamento dei consumatori domestici. Questa tipologia di clienti, che tradizionalmente mostra un'elevata prudenza a spostarsi sul mercato libero, nel 2011 ha espresso una maggiore reattività alle offerte di cambio rispetto agli anni precedenti: la percentuale che ha scelto un nuovo fornitore è salita infatti al 5,2% ancora in crescita rispetto al 4,4% del 2010, 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 5,7% nel 2011, al 4,8% nel 2010, al 2,4% nel 2009 e all'1,3% nel 2008. Una maggiore dinamicità

caratterizza i condomini con uso domestico e gli altri usi. Nel 2011 i condomini che hanno cambiato fornitore sono stati il 5,9% del totale (il 9,2% in termini di consumi), mentre gli "altri usi" che si sono spostati sul mercato libero sono stati complessivamente il 6,3% del totale in termini di clienti e il 38% 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. Un confronto temporale tra i tassi di *switching* evidenziati dai consumatori che destinano il gas per altri usi indica un diverso andamento tra le classi di consumo. In particolare i clienti con consumi annui fino a 2 M(m<sup>3</sup>) hanno rivelato una mobilità maggiore rispetto al 2010 mentre i clienti di maggiore dimensione hanno evidenziato una minore vivacità rispetto all'anno precedente.

<sup>12</sup> Per comodità di scrittura nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

<sup>13</sup> Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. È stato quindi replicato il questionario già proposto negli scorsi anni per la rilevazione dell'attività di *switching*, intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

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

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

**TAV. 3.36**

Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2011  
M(m<sup>3</sup>)

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
Valle d'Aosta	1.456	621	715	2.333	3.151	8.275
Piemonte	14	9	14	55	2	94
Lombardia	4.425	1.014	1.851	4.438	3.998	15.725
Trentino Alto Adige	240	48	211	446	38	982
Veneto	2.225	203	826	2.020	226	5.500
Friuli Venezia Giulia	593	82	191	778	224	1.867
Liguria	420	203	113	305	706	1.747
Emilia Romagna	2.030	267	1.042	3.162	2.363	8.863
Toscana	1.235	130	391	1.306	1.992	5.054
Umbria	226	27	75	477	318	1.122
Marche	505	38	174	511	53	1.281
Lazio	960	379	307	870	1.277	3.793
Abruzzo	406	35	103	597	551	1.693
Molise	74	6	30	94	554	759
Campania	579	43	181	547	1.354	2.704
Puglia	697	28	156	807	786	2.475
Basilicata	123	20	45	158	302	648
Calabria	171	15	42	72	694	996
Sicilia	455	20	81	1.145	2.733	4.435
<b>ITALIA</b>	<b>16.833</b>	<b>3.188</b>	<b>6.549</b>	<b>20.121</b>	<b>21.323</b>	<b>68.014</b>
NORD	11.402	2.447	4.961	13.537	10.707	43.054
CENTRO	3.405	615	1.081	3.854	4.746	13.702
SUD E ISOLE	2.025	126	507	2.730	5.869	11.258

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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 acquista infatti

il 63% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 43 G(m<sup>3</sup>); il 20% dei consumi, 13 G(m<sup>3</sup>), è localizzato nell'area del Centro e il restante 17% viene venduto al Sud e Isole (solo la Sicilia in quanto la Sardegna non è ancora metanizzata).

Per quanto riguarda il settore domestico, nel 2010 circa 11,4 G(m<sup>3</sup>), più di due terzi dei quantitativi consumati dalle famiglie italiane,

sono stati venduti al Nord; il Centro ha assorbito 3,4 G(m<sup>3</sup>), vale a dire il 20% dei consumi domestici, mentre circa 2 G(m<sup>3</sup>) sono stati venduti al Sud e Isole. La regione con i consumi più elevati è risultata la Lombardia che da sola ha acquistato il 26,3% dei consumi delle famiglie nazionali (il 27% se nella categoria dei domestici si includono anche i condomini con uso domestico). Altre regioni in cui i consumi domestici superano 1 G(m<sup>3</sup>) sono l'Emilia Romagna con 2 G(m<sup>3</sup>), il Veneto con 2,2 G(m<sup>3</sup>), il Piemonte con quasi 1,5 G(m<sup>3</sup>) e la Toscana con 1,2 G(m<sup>3</sup>). Queste tre aree contano per il 12% l'Emilia Romagna, per l'8,6% il Piemonte, per il 13,2% il Veneto e per il 7,3% la Toscana.

Un ordine d'importanza delle regioni piuttosto simile 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: 28,3% nel commercio e nei servizi, 22% nell'industria e 18,7% nella generazione elettrica. Seguono:

- nel commercio: Emilia Romagna, Veneto e Piemonte, con quote rispettivamente pari a 16%, 12,6% e 11%;
- nell'industria: Emilia Romagna, Piemonte e Veneto, con quote rispettivamente pari a 15,7%, 11,6% e 10%;
- nella generazione elettrica: Piemonte, Emilia Romagna e Sicilia, con quote rispettivamente pari a 14,8%, 11% e 12,8%.
- Interessante è anche osservare il livello di *switching* a livello territoriale, osservando i tassi per regione e per tipologia di cliente (Tav. 3.37).

I clienti domestici mostrano tassi territorialmente abbastanza omogenei in tutte le regioni d'Italia, sebbene quelli collocati nel centro rivelino una vivacità leggermente maggiore, con tassi di *switching* che mediamente sono del 6,4% in termini di clienti e 7,2% in termini di volumi, contro una media nazionale del 5,2% (clienti) e 5,7% (volumi).

Lo *switch* dei condomini con uso domestico è decisamente concentrato al Centro Nord; analizzando i dati, infatti, appare un po' superiore al Centro in termini di clienti (6,2% contro il 5,9% della media nazionale), mentre risulta più alto al Nord se consideriamo i volumi (9,3% contro il 9,2% della media nazionale). Quest'ultimo dato è diverso da quello dell'anno precedente, quando il tasso di *switching* per questo tipo di usi era sostanzialmente concentrato al Nord; sembra quindi che vi sia

un allineamento territoriale dei comportamenti dei consumatori circa il cambio del fornitore. Anche per quanto riguarda gli altri usi le zone interessate cambiano a seconda si tratti di clienti o di volumi. Per questo settore di consumo, in termini di clienti il Nord risulta la macroarea con il più alto tasso di *switching* (6,7%); sorprende invece il dato relativo ai volumi, in quanto è il Sud a detenere la percentuale maggiore con il 42%, a fronte di un tasso di *switching* sul numero dei clienti del 4,9%, praticamente il valore più basso degli aggregati territoriali.

Quest'ultimo dato mostra che al Sud sono i clienti di maggiore dimensione ad avere una certa vivacità nel mercato del gas. I volumi movimentati dai grandi consumatori del sud influenzano, infine, le percentuali di *switching* complessive. Mentre il Centro risulta la zona più attiva, con un tasso medio di *switching* del 6,3% (in termini di clienti, di un punto superiore alla media nazionale), è il Sud a detenere la percentuale di cambio fornitore complessiva più elevata con il 35,9%.

Vediamo alcuni dettagli regionali. Nel settore domestico la regione che risulta avere i tassi di *switching* più elevati è il Lazio (7,5% sui clienti e 9,1% sui volumi). Per il settore condominio a uso domestico la percentuale più elevata si registra in Lombardia e nel Lazio (entrambe con il 7,3% in termini di clienti); è il Molise invece a detenere la percentuale più alta per questo settore in tema di volumi con il 55,9%.

Nella categoria di consumo "altri usi" è la Liguria ad avere il tasso di *switching* più elevato dei volumi con il 70%, mentre spetta alle Marche la percentuale più alta in merito ai clienti con il 7,7%. Vale la pena sottolineare la differenza notevole dei tassi di *switching* tra i diversi settori in Liguria.

Diversamente da quanto appena detto per la categoria "altri usi", questa regione è caratterizzata da percentuali di cambio del fornitore (in termini sia di volumi sia di clienti) nel domestico e nel condominio a uso domestico piuttosto bassi; si evidenzia quindi una certa mobilità solo da parte dei grossi consumatori. Un simile fenomeno è riscontrabile, anche se in misura meno marcata, in Campania. Considerando i tassi di *switching* complessivi, invece, si può notare che nel Lazio si registra il tasso più elevato in termini di clienti mentre è la Campania, come anticipato, ad avere il tasso più alto per i volumi.

Considerati gli elevati livelli di acquisto (Tav. 3.36), la Lombardia è anche la regione in cui risulta operare il numero più rilevante di

**TAV. 3.37**

Tassi di swiching per regione e tipologia di clienti nel 2011

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Valle d'Aosta	4,8	4,9	7,0	11,6	6,6	55,9	5,0	42,9
Piemonte	0,9	1,0	0,6	0,7	4,2	5,7	1,3	4,7
Lombardia	4,8	5,6	7,3	9,4	7,0	44,3	5,0	33,7
Trentino Alto Adige	3,5	3,5	2,7	4,5	2,4	26,5	3,4	20,8
Veneto	4,9	5,4	4,2	6,4	7,6	26,6	5,1	19,3
Friuli Venezia Giulia	5,9	6,5	5,4	8,5	6,6	19,8	5,9	17,1
Liguria	3,7	4,5	5,1	11,1	4,7	70,0	3,7	45,2
Emilia Romagna	5,0	5,4	4,5	7,1	6,6	21,6	5,1	18,0
Toscana	5,7	6,4	5,8	7,4	5,6	41,1	5,7	32,3
Umbria	6,9	8,1	6,7	7,4	6,5	4,6	6,9	5,3
Marche	5,3	5,2	3,0	2,3	7,7	15,5	5,5	11,0
Lazio	7,5	9,1	7,3	9,2	5,4	39,3	7,4	27,6
Abruzzo	4,9	6,3	4,2	10,3	4,8	31,4	4,9	25,6
Molise	4,3	7,0	3,5	55,9	7,2	53,6	4,8	47,5
Campania	5,4	5,5	2,9	2,1	5,3	64,6	5,3	49,8
Puglia	4,3	4,7	2,7	9,8	5,2	38,0	4,3	32,5
Basilicata	4,4	5,0	3,5	13,5	7,6	33,0	4,6	25,2
Calabria	6,3	7,8	3,4	1,7	5,9	42,3	6,3	38,4
Sicilia	4,5	5,1	2,6	1,7	2,9	34,2	4,4	30,9
<b>ITALIA</b>	<b>5,2</b>	<b>5,7</b>	<b>5,9</b>	<b>9,2</b>	<b>6,3</b>	<b>38,0</b>	<b>5,3</b>	<b>29,9</b>
NORD	4,8	5,4	6,0	9,3	6,7	37,8	4,9	29,1
CENTRO	6,4	7,2	6,2	9,2	5,7	34,3	6,3	26,4
SUD E ISOLE	4,9	5,3	2,9	4,8	4,9	42,0	4,9	35,9

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

imprese di vendita, pari a 169, come si vede dalla tavola 3.38, per la quale è opportuno specificare a tal proposito 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 (118), in Veneto (103) e in Emilia Romagna (104). Da rilevare infine che rispetto al 2010 il numero degli operatori è cresciuto praticamente in tutte le regioni italiane. I venditori che vendono gas sull'intero territorio nazionale sono tredici e in costante crescita rispetto agli anni precedenti; risultavano nove nel 2010 e sei nel 2009.

Circa i livelli di concentrazione sul territorio, è possibile effettuare un'analisi attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote di mercato (calcolate sui volumi venduti) dei primi tre operatori e dalla quota di clienti da questi serviti, già utilizzato anche relativamente alla distribuzione.

Il livello del coefficiente C3 risulta molto elevato quasi ovunque, con punte superiori all'80% in Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Calabria e Lazio. Da notare anche che la presenza di un elevato numero di imprese non garantisce bassi livelli di concentrazione, come dimostra il caso del Lazio in cui a fronte di 90 venditori

## TAV. 3.38

Livelli 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	118	61,3	70,8	42,5	55,0
Piemonte	21	97,7	98,7	93,9	98,1
Lombardia	169	45,6	50,7	34,6	50,1
Trentino Alto Adige	55	91,0	91,2	68,5	80,4
Veneto	103	61,2	56,0	51,4	56,0
Friuli Venezia Giulia	67	69,6	64,0	54,2	63,5
Liguria	63	74,5	81,8	72,9	81,6
Emilia Romagna	104	75,8	79,5	55,6	52,3
Toscana	87	80,0	79,9	43,8	42,3
Umbria	51	71,7	73,5	56,4	19,5
Marche	73	63,4	62,8	62,3	62,5
Lazio	90	83,8	88,3	70,3	78,8
Abruzzo	93	62,3	60,8	46,9	26,7
Molise	43	65,6	65,6	77,7	20,2
Campania	82	74,1	76,4	77,3	71,1
Puglia	63	74,5	70,6	72,8	70,4
Basilicata	49	78,1	76,7	77,6	47,1
Calabria	46	85,4	87,4	72,1	63,4
Sicilia	49	76,8	72,7	76,3	37,3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

presenti, i primi tre possiedono una quota dell'83,8% e servono l'88,3% dei clienti domestici della regione. Nonostante un'inversione di tendenza rispetto al 2010, con un incremento della concentrazione di quasi dieci punti percentuali, il livello più basso del C3 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 45,6% e una percentuale di clienti domestici serviti pari al 50,7%. 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. Rispetto al 2010 migliorano le regioni in cui si registrava il livello di concentrazione più elevato. Fatta eccezione per la Valle d'Aosta, si assiste a un forte decremento della quota detenuta

dai primi tre operatori in Calabria (da 84,5% nel 2010 a 72,1% nel 2011) e in Puglia (da 81,8% nel 2010 a 72,8% nel 2011). Vale la pena di sottolineare la diminuzione del C3 anche in Toscana e in Abruzzo; nel 2011 entrambe le regioni scendono sotto la soglia del 50%. In particolare la Toscana passa dal 51,5% del 2010 al 43,8% del 2011 e l'Abruzzo dal 51,6% del 2010 al 46,9% del 2011. A differenza del settore domestico, dove solo in sei regioni si assiste a un incremento della concentrazione, sul mercato totale il C3 risulta in aumento rispetto al 2010 in 13 regioni su 19. Rispetto al 2010, fatte le dovute eccezioni per le regioni più piccole, la quota dei clienti serviti risulta in linea di massima allineata al livello di concentrazione sui volumi, dunque, in linea generale si può affermare che le imprese di maggiori dimensioni si sono riappropriate del *mass market* che negli anni precedenti era stato concesso ad altri operatori.

## Fornitura del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

Una specifica sezione dell'Indagine annuale svolta dall'Autorità sui settori regolati è da diversi anni dedicata alla fornitura di gas diversi dal gas naturale distribuiti attraverso reti secondarie. Come di consueto, ai distributori di tali gas è stato chiesto di fornire dati pre-consuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2011 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno relativamente al 2010, che sono quindi da ritenersi definitivi. Per questo motivo i dati riguardanti il 2010 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 100 operatori. Di questi, 71 svolgono in modo integrato sia l'attività di distribuzione sia quella di vendita (cosa tuttora possibile, diversamente da quanto accade nel settore del gas naturale), 10 svolgono soltanto la vendita, 14 solo la distribuzione; 5 operatori sono risultati inattivi, in quanto nel corso del 2011 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 2011, le più

rilevanti hanno riguardato l'incorporazione di Gas Service Abruzzo in Beyfin. Coingas ha conferito il ramo d'azienda relativo ai gas diversi dal gas naturale a Estra che a sua volta l'ha ceduta a Estra GPL; sono proseguite quindi anche lo scorso anno le operazioni che dal 2008 vanno costruendo il gruppo toscano Estra. Prealpina Gas e Cristoforetti Servizi Energia hanno cessato l'attività e hanno ceduto gli impianti rispettivamente a Servizi Et Impianti Reti Gas e a Crisgas. Metano Nord e Fontenergia 7, invece, hanno avviato l'attività nel 2011.

Nell'insieme i 95 operatori attivi rispondenti all'Indagine sul 2011 risultano aver distribuito 38,3 M(m<sup>3</sup>), quattro in meno di quanto era stato distribuito nel 2010. Il numero di clienti (gruppi di misura) serviti, poco meno di 156.000, è invece cresciuto rispetto allo scorso anno di 5.000 unità (Tav. 3.39). Il servizio appare quindi in lieve espansione in termini di copertura di clienti (+3,3%), e – come vedremo tra breve – geografica, ma i consumi si sono ridotti del 9,6% rispetto all'anno precedente, per via di un inverno tendenzialmente più mite, ma anche probabilmente per il permanere della crisi economica.

### TAV. 3.39

Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M (m<sup>3</sup>) e numero di clienti

TIPO DI GAS	ANNO 2010		ANNO 2011		VAR. % 2011-2010	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	24,0	117.323	21,4	121.023	-10,8	3,2
Aria propanata	12,7	30.456	12,2	31.707	-4,0	4,1
Altri gas	5,6	2.919	4,7	2.968	-16,7	1,7
<b>TOTALE</b>	<b>42,4</b>	<b>150.698</b>	<b>38,3</b>	<b>155.698</b>	<b>-9,6</b>	<b>3,3</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La riduzione media del 9,6% appena vista non è stata uniforme nei tre comparti: il calo maggiore si è osservato in quello degli altri gas, dove i consumi sono scesi quasi del 17%; un'ampia riduzione si è avuta anche nel caso del GPL (-10,8%), mentre l'aria propanata ha registrato una diminuzione del 4%.

Come conseguenza dell'aumento dei clienti e della riduzione dei volumi distribuiti, nel 2011 il consumo medio unitario è sceso intorno ai 250 m<sup>3</sup> (-12,5% rispetto al 2010), sebbene vi siano marcate differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 180 m<sup>3</sup> è infatti il più basso, se confrontato con i 380

m<sup>3</sup> dell'aria propanata e con i circa 1.600 m<sup>3</sup> degli altri gas.

Tra i gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo rete quello più diffuso è il GPL che copre il 56% circa dei volumi complessivamente erogati e il 78% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano poco meno di un terzo dei volumi distribuiti. Una quota ridotta del gas complessivamente distribuito (12%) viene da altri tipi di gas.

La distribuzione regionale (Tav. 3.40) mostra, come sempre, al primo posto la Sardegna, regione ancora non metanizzata, sia per quantitativi erogati, sia per numero di clienti serviti: da sola essa

ha assorbito il 35% dei volumi distribuiti, necessari a soddisfare la richiesta di una quota quasi altrettanto ampia di clienti (il 31,3%). Il servizio rimane ancora concentrato in pochi comuni: 92 sui 377 istituiti sul territorio della regione, ma nel 2010 i comuni serviti erano 82. 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 12% dei volumi distribuiti e per il 16% dei clienti serviti. In questa regione il servizio raggiunge poco più della metà dei comuni esistenti nel territorio (145 su 287).

### TAV. 3.40

Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M (m<sup>3</sup>) e numero di operatori, clienti e comuni serviti

REGIONE	2010				2011			
	OPERATORI <sup>(A)</sup>	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	OPERATORI <sup>(A)</sup>	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Valle d'Aosta	3	0,12	401	6	3	0,13	482	6
Piemonte	11	2,35	7.990	81	12	1,85	8.401	84
Liguria	15	2,44	12.880	72	15	2,27	12.664	73
Lombardia	17	8,20	11.294	60	17	6,88	11.719	61
Trentino Alto Adige	1	0,24	679	7	2	0,26	880	8
Veneto	3	0,15	677	13	4	0,18	1.047	14
Friuli Venezia Giulia	3	1,15	2.009	9	3	1,07	2.047	9
Emilia Romagna	18	2,75	10.259	51	18	2,40	10.188	51
Toscana	19	5,64	25.052	147	18	4,71	25.375	145
Lazio	14	2,20	15.568	52	13	1,97	16.005	52
Marche	13	0,82	3.111	37	13	0,83	3.194	37
Umbria	11	0,75	4.400	36	11	0,71	4.795	38
Abruzzo	8	0,47	4.184	15	8	0,46	4.160	13
Molise	2	0,07	241	2	2	0,07	253	2
Campania	5	0,70	3.559	13	5	0,40	2.352	11
Puglia	1	0,04	129	1	1	0,04	125	1
Basilicata	3	0,36	1.409	5	3	0,34	1.020	4
Calabria	2	0,25	2.023	6	2	0,24	1.995	6
Sicilia	3	0,06	252	4	3	0,06	263	4
Sardegna	7	13,62	44.581	82	8	13,42	48.733	92
<b>ITALIA</b>	-	<b>42,37</b>	<b>150.698</b>	<b>699</b>		<b>38,32</b>	<b>155.698</b>	<b>711</b>

(A) In questa colonna gli operatori sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il servizio di distribuzione dei gas diversi dal gas naturale risulta importante anche in Lombardia, la cui incidenza valutata in termini di volumi distribuiti a livello nazionale (18%) è superiore a quella espressa in termini di clienti serviti (7,5%), 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: Piemonte, Friuli Venezia Giulia e Trentino Alto Adige. Quote relativamente importanti di gas diversi

dal gas naturale distribuiti a mezzo rete sono utilizzate anche in Emilia Romagna, Liguria, Lazio e Piemonte.

Il dettaglio della distribuzione geografica mostra come la crescita del numero di clienti serviti sia prevalentemente dovuta all'espansione della copertura geografica del servizio di distribuzione/vendita. Infatti nel 2011 il numero di comuni serviti è salito di 12 unità, passando da 699 a 711 (cui corrispondono 15 nuove località tariffarie create nel 2011).

L'estensione delle reti e il loro assetto proprietario sono illustrati nella tavola 3.37, che mostra come nel complesso siano in esercizio

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Valle d'Aosta	0	15,5	0,0	90,6	9,4
Piemonte	0	185,6	79,4	96,4	3,6
Liguria	0	178,4	84,4	96,9	0,4
Lombardia	0	121,0	109,9	86,7	11,3
Trentino Alto Adige	0	21,9	0,0	100,0	0,0
Veneto	0	31,1	2,6	100,0	0,0
Friuli Venezia Giulia	0	1,2	52,6	80,5	19,5
Emilia Romagna	0	131,3	140,0	82,9	0,0
Toscana	5,1	264,1	346,0	106,5	0,0
Lazio	0	111,4	284,7	99,4	0,0
Marche	0	43,3	57,6	76,8	18,4
Umbria	0	66,9	97,6	89,0	11,0
Abruzzo	0	57,2	14,8	79,8	20,2
Molise	0	2,3	4,2	100,0	0,0
Campania	0	62,7	32,0	100,0	0,0
Puglia	0	6,8	0,0	100,0	0,0
Basilicata	0	3,6	23,5	100,0	0,0
Calabria	0	60,6	0,0	100,0	0,0
Sicilia	0	9,4	0,0	100,0	0,0
Sardegna	7,5	981,3	845,7	67,3	1,9
<b>ITALIA</b>	<b>12,6</b>	<b>2.355,7</b>	<b>2.175,1</b>	<b>84,0</b>	<b>2,9</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

### TAV. 3.41

Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2011

Estensione in km e quote percentuali di proprietà

in Italia 4.500 km circa di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale (di cui 3.800 km alimentati a GPL).

Il confronto con i dati relativi al 2010 evidenzia una crescita dell'estensione delle reti di circa 200 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 del 2,9% (la somma delle quote proprietarie può non risultare pari al 100% per la presenza in alcune regioni di altri soggetti proprietari).

La forma giuridica più adottata tra le imprese di vendita è quella della Società a responsabilità limitata (38 casi su 81); la seconda forma giuridica più utilizzata tra i venditori, con o senza distribuzione, è la Società per azioni (36 casi su 81). Spa e Srl sono le forme prevalenti anche tra i distributori "puri", i soggetti cioè che non operano nella vendita: 10 casi di Spa e 8 casi di Srl su 19.

La dimensione delle imprese che effettuano la distribuzione e/o la

vendita di gas diversi dal gas naturale è mediamente piuttosto ridotta (Tav. 3.42). 61 imprese del settore, ovvero il 74% delle 82 società che nell'Indagine hanno risposto alla domanda sulla consistenza del personale dedicato alle attività regolate dall'Autorità<sup>14</sup>, impiegano meno di 10 addetti e tra queste ve ne sono ben 35 che risultano operare con uno o addirittura con zero addetti.

Si tratta di imprese che hanno completamente appaltato all'esterno le proprie attività di erogazione di gas diversi dal gas naturale, che spesso operano in altri *business*, più o meno contigui all'attività in esame. Sono solo 11 le imprese che impiegano più di 50 persone (nel 2010 erano 10). Le classi di imprese più rilevanti sono quelle con zero addetti e quelle con un numero di addetti compreso tra 2 e 9; esse distribuiscono, rispettivamente, il 40% e il 17% dei volumi complessivi al 33% e al 27% dei clienti serviti.

La distribuzione dei gas diversi dal gas naturale non risulta complessivamente molto concentrata (Tav. 3.43) anche se il livello

### TAV. 3.42

Dimensione delle imprese che distribuiscono gas diversi dal gas naturale per classi di addetti

Volumi in M(m<sup>3</sup>)

CLASSE DI ADDETTI	NUMERO SOGGETTI	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	VOLUMI EROGATI	CLIENTI SERVITI
0	15	0	15,0	50.110
1	20	1	2,8	12.878
2 - 9	26	4	6,6	41.169
10 - 19	3	15	2,2	12.484
20 - 49	7	29	4,9	11.327
50 - 249	4	134	0,7	3.232
Oltre 249	7	1.657	5,7	22.735
<b>TOTALE</b>	<b>82</b>	<b>98</b>	<b>37,9</b>	<b>153.935</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

della concentrazione sta lentamente aumentando nel tempo. La quota dei primi tre operatori nel 2011 è salita al 37,9% dei volumi complessivamente erogati dal 36,9% nel 2010. Le prime cinque imprese contano per il 56,8% (55,6% nel 2010). Occorre sommare le quote dei primi 12 operatori per superare il 70% dei volumi distribuiti in totale. Nel 2011, come nel 2010, il primo operatore

è Isgas, che conta per il 14% dell'intero mercato; con l'11,6% il secondo operatore risulta essere il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, in provincia di Pavia, dove è presente un'importante raffineria che produce gas destinato all'alimentazione di una vicina centrale termoelettrica di proprietà di EniPower. Il terzo operatore è Mediterranea Energia Ambiente (o Medea), mentre Eni è scesa al

<sup>14</sup> 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 2011 era complessivamente impiegato nelle attività regolate (stabilite dall'art. 4, lett. da a) a u) del *Testo integrato di unbundling* (allegato alla delibera 18 gennaio 2007, n. 11/07), eventualmente riproporzionato per tener conto del personale condiviso tra più attività. Se, per ipotesi, una certa impresa svolge sia l'attività di distribuzione di gas, sia quella 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.

quarto posto con il 10,5%. 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, ma anch'essa in crescita rispetto al 2010. I primi tre operatori (nell'ordine Liquigas con il 14,8%, Eni con l'11,9% ed Estra GPL con il 5,7%)

hanno distribuito il 32,4% del totale; i primi cinque (che si ottengono aggiungendo Fontenergia e Sarda Reti Gas) il 40,4%, mentre la quota dei primi quindici è pari al 66,1%. Nel 2010 la quota dei primi tre operatori corrispondeva al 30,6%, quella dei primi cinque era pari al 39%, mentre i primi quindici contavano per il 63,3%.

SOCIETÀ	2010	2011	QUOTA %
Isgas	5,9	5,8	14,0
Comune di Sannazzaro de' Burgondi	4,9	4,1	11,6
Mediterranea Energia Ambiente (Medea)	4,8	4,6	11,4
Eni	4,4	4,1	10,5
Liquigas	3,4	3,2	8,1
Fontenergia	1,1	1,0	2,6
Estra GPL	1,0	1,2	2,4
Carbotrade Gas	1,0	0,7	2,3
Beyfin	0,8	0,7	1,9
G.P. Gas	0,8	0,6	1,8
Goldengas	0,7	0,6	1,6
Società Italiana Per il Gas – Italgas	0,6	0,6	1,4
Lunigas	0,6	0,5	1,4
Totalgaz Italia	0,6	0,6	1,4
Sarda Reti Gas	0,5	0,7	1,3
Enel Rete Gas	0,5	0,4	1,3
Socogas	0,5	0,5	1,3
Società Italiana Gas Liquidi	0,5	0,5	1,1
Magigas	0,4	0,4	1,0
Liguria Gas	0,4	0,3	1,0
Altri	8,7	7,2	20,6
<b>TOTALE</b>	<b>42,4</b>	<b>38,3</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

### TAV. 3.43

Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2010 e nel 2011

Volumi in M(m<sup>3</sup>)

---

# Prezzi e tariffe

---

## Tariffe per l'uso delle infrastrutture

---

---

### Trasporto e GNL

---

Con la delibera 6 dicembre 2011, ARG/gas 178/11, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, nonché il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas in vigore per l'anno solare 2012. I nuovi livelli delle tariffe di trasporto (e misura) sulla rete nazionale e su quella regionale (Tab. 3.44) sono stati determinati a seguito della verifica delle proposte tariffarie che le imprese di trasporto hanno sottoposto all'Autorità ai sensi della delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09.

Dall'1 gennaio 2011 l'impresa di trasporto applica ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale le componenti tariffarie  $GS_T$  e  $RE_T$ , istituite dalla delibera 25 giugno 2010, ARG/com 93/10, a partire dall'1 luglio 2010.

In particolare:

- la componente  $GS_T$ , destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico;
- la componente  $RE_T$ , destinata a finanziare il Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

Il valore delle componenti  $GS_T$  e  $RE_T$  è stabilito trimestralmente dall'Autorità. Per il primo trimestre 2012 il valore della componente  $GS_T$  è pari a 0,1135 c€/m<sup>3</sup>, quello per la componente  $RE_T$  è pari a 0,2000 c€/m<sup>3</sup>. Dall'1 gennaio 2012 viene inoltre applicata dall'impresa di trasporto la componente tariffaria  $S_D$  per quantitativi di gas riconsegnati agli utenti del servizio di trasporto nei punti che alimentano le reti di distribuzione. Tale componente, di segno negativo<sup>15</sup>, è finalizzata a non far gravare sui clienti finali allacciati alla rete di distribuzione i costi delle misure realizzate per l'ampliamento della capacità di stoccaggio di cui al decreto legislativo n. 130/10.

---

<sup>15</sup> Per il I trimestre 2012 il valore fissato del corrispettivo (c€/S(m<sup>3</sup>)) è nullo.

**TAV. 3.44**

Tariffe di trasporto,  
dispacciamento e misura  
per l'anno 2012

Corrispettivi unitari variabili  
(commodity); €/S(m<sup>3</sup>)

Corrispettivi unitari di capacità sulla rete  
nazionale; €/anno/S(m<sup>3</sup>)/giorno

**CORRISPETTIVO UNITARIO VARIABILE**

CV 0,003167

**CP<sub>E</sub> – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA****6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione**

Mazara del Vallo	2,989504	Tarvisio	0,908209
Gela	2,738260	Gorizia	0,754398
Passo Gries	0,451774		

**2 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione**

GNL Panigaglia	0,650370	GNL Cavarzere	0,484285
----------------	----------	---------------	----------

**Hub stoccaggio**

Stoccaggi Stogit/ Edison Stoccaggio	0,173288		
-------------------------------------	----------	--	--

**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	0,066435	Casalborsetti, Collalto, Medicina, Muzza, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido Adriano, Santerno, Spilamberto B.P., Vittorio V. (S. Antonio)	0,210065
Rubicone	0,234231	Falconara, Fano	0,365766
Calderasi/Monteverdese, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	1,133172	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Reggente, Santo Stefano Mare	0,428280
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, Capparuccia, San Benedetto del Tronto, Settefinestre-Passatempo	0,376781	Candela, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,533830
Crotone, Hera Lacinia	1,632848	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	2,543381

**CP<sub>U</sub> – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA****5 punti di interconnessione con le esportazioni**

Bizzarone	2,729586	Passo Gries	1,733014
Gorizia	0,938093	Tarvisio	0,360866
Repubblica di San Marino	1,853189		

**Hub stoccaggio**

Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,389855		
------------------------------------	----------	--	--

**6 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale**

Nord occidentale	NOC	1,251817	Centro-Sud orientale	SOR	0,894593
Nord orientale	NOR	1,006802	Centro-Sud occidentale	SOC	0,731627
Centrale	CEN	0,991722	Meridionale	MER	0,634498

**TAV. 3.44 SEGUE**

Tariffe di trasporto,  
dispacciamento e misura  
per l'anno 2012

Corrispettivo unitario di capacità  
sulla rete regionale; €/anno/S(m<sup>3</sup>)/  
giorno

Corrispettivo transitorio per il servizio  
di misura; €/anno/S(m<sup>3</sup>)/giorno

Corrispettivi GS<sub>T</sub> e RE<sub>T</sub> per i clienti  
finali direttamente allacciati alla rete;  
c€/S(m<sup>3</sup>)

CRr						
Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale						1,264429
CM <sup>T</sup>						
Corrispettivo transitorio per il servizio di misura						0,060030
COMPONENTI	I TRIM 2011	II TRIM 2011	III TRIM 2011	IV TRIM 2011	I TRIM 2012	II TRIM 2012
GS <sub>T</sub>	0,1714	0,1714	0,1714	0,1714	0,1135	0,1135
RE <sub>T</sub>	0,5138	0,5138	0,2788	0,4088	0,2000	0,6420

Per il servizio di rigassificazione di GNL l'anno termico in corso 2011-2012 è l'ultimo 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 28 luglio 2011, ARG/gas 107/11) la tariffa per il servizio di rigassificazione relativa all'anno termico 2011-2012 per le società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico (Tav. 3.45). 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 inerenti ai servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio, al pari di quelle relative ai 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 2011-2012, che è stata fissata in 163.836,87 €/approdo (delibera ARG/gas 107/11).

CORRISPETTIVO	PANIGAGLIA		ROVIGO	
	SERVIZIO CONTINUATIVO <sup>(A)</sup>	SERVIZIO SU BASE SPOT <sup>(B)</sup>	SERVIZIO CONTINUATIVO <sup>(A)</sup>	SERVIZIO SU BASE SPOT <sup>(B)</sup>
Cqs – Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL (€/m <sup>3</sup> liquido)	4,991963	3,494374	36,036125	25,225287
Cna – Corrispettivo unitario associato agli approdi (€/approdo)	33.896,048384	33.896,048384	630.325,123481	630.325,123481
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati (€/GJ)				
CVL	0,027605	0,027305	0,204820	0,204820
CVL <sup>P</sup>	-	-	-	-
CVL <sup>U</sup>	-0.0066433	-0.0066433	-0.049246	-0.049246
Quota a copertura dei consumi e delle perdite corrisposte dall'utente del terminale per metro cubo consegnato	1,6%	1,6%	0,7%	0,7%

(A) Il servizio di rigassificazione continuativo prevede la consegna del GNL secondo la programmazione mensile delle consegne.

(B) Il servizio di rigassificazione spot è erogato con riferimento a una singola scarica, da effettuarsi in data prestabilita, individuata dall'impresa di rigassificazione a seguito della programmazione mensile delle consegne.

### Stoccaggio

Con 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 28 luglio 2011, ARG/gas 106/11, 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 2012 (Tav. 3.46), ai sensi della delibera ARG/gas 119/10.

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio $f_s$	€/GJ/anno	0,181976
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione $f_{PI}$	€/GJ/giorno	9,988803
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione $f_{PE}$	€/GJ/ giorno	13,175051
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas CVS	€/GJ	0,084665
Corrispettivo unitario di stoccaggio strategico $f_D$	€/GJ/anno	0,154329
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	0,002578

### TAV. 3.45

Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali di Panigaglia e Rovigo per l'anno termico 2011-2012

### TAV. 3.46

Corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio per l'anno 2012

## 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 2012 sono state fissate con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/gas 195/11.

Ai sensi di quanto previsto dalla RTDG, la società di distribuzione ha l'obbligo di 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. 3.47), scomposta nei tre elementi relativi alla distribuzione ( $\tau 1$  dis), alla misura ( $\tau 1$  mis) e alla commercializzazione ( $\tau 1$  cot) e da una quota variabile  $\tau 3$  (Tav. 3.48), differenziata per scaglione di consumo. Vi sono poi altre componenti aggiuntive, espresse in  $\text{c}\text{€}/\text{m}^3$ , che variano trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel primo trimestre 2012), quali:

- UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli (0,2474);
- 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 (0,2000);
- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,0100).

### TAV. 3.47

Articolazione della quota fissa  $\tau 1$  della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2012

€/punto di riconsegna/anno

COMPONENTI	AMBITO					
	NORD- OCCIDENTALE	NORD- ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
$\tau 1$ (dis)	50,72	42,44	46,23	40,73	47,29	57,60
$\tau 1$ (mis)	15,31	12,98	12,56	11,88	13,85	14,57
$\tau 1$ (cot)	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75

### TAV. 3.48

Articolazione della quota variabile  $\tau 3$  della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2011

$\text{c}\text{€}/\text{m}^3$ ; scaglioni di consumo in  $\text{m}^3/\text{anno}$

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	7,4777	5,9560	8,3679	11,5093	13,7731	20,9854
481 – 1.560	6,8442	5,4514	7,6590	10,5342	12,6062	19,2074
1.561 – 5.000	6,8442	5,4514	7,6590	10,5342	12,6062	19,2074
5.001 – 80.000	5,1163	4,0752	5,7254	7,8748	9,4237	14,3584
80.001 – 200.000	2,5918	2,0644	2,9003	3,9891	4,7737	7,2736
200.000 – 1.000.000	1,3439	1,0704	1,5039	2,0684	2,4753	3,7714
Oltre 1.000.000	0,3744	0,2982	0,4189	0,5762	0,6895	1,0506

## Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'indagine svolta dall'Autorità sul 2011 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 39,24 c€/m<sup>3</sup> (Tav. 3.49).

Lo stesso prezzo nel 2010 era risultato pari a 34,85 c€/m<sup>3</sup>. Complessivamente, dunque, il costo del gas è aumentato in Italia del 12,6%, tornando a valori del 2008, ma con notevoli differenze tra i prezzi del mercato libero e di quello tutelato.

I clienti del mercato tutelato hanno pagato il gas in media

**TAV. 3.49**

Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale

c€/m<sup>3</sup>; classi di consumo annuo espresse in m<sup>3</sup>

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2007	2008	2009	2010	2011
<b>MERCATO TUTELATO</b>	43,15	47,36	48,84	44,62	50,43
Inferiori a 5.000	44,59	48,57	49,49	46,44	52,59
Tra 5.000 e 50.000 <sup>(A)</sup>	-	-	-	-	43,14
Tra 50.000 e 200.000 <sup>(A)</sup>	-	-	-	-	42,63
Tra 5.000 e 200.000 <sup>(A)</sup>	39,16	43,55	46,57	38,27	43,07
Tra 200.000 e 2.000.000	33,75	38,90	46,30	34,71	37,87
Tra 2.000.000 e 20.000.000	33,28	38,89	36,04	29,00	30,66
Superiori a 20.000.000	-	-	-	-	-
<b>MERCATO LIBERO</b>	28,13	36,01	30,89	30,56	34,78
Inferiori a 5.000	41,01	44,62	43,77	46,97	53,08
Tra 5.000 e 50.000 <sup>(A)</sup>	-	-	-	-	44,78
Tra 50.000 e 200.000 <sup>(A)</sup>	-	-	-	-	40,55
Tra 5.000 e 200.000 <sup>(A)</sup>	37,10	42,19	42,17	38,70	42,96
Tra 200.000 e 2.000.000	30,86	37,39	32,99	31,23	34,38
Tra 2.000.000 e 20.000.000	27,85	35,11	29,70	27,61	30,67
Superiori a 20.000.000	26,39	34,90	27,89	28,95	33,06
<b>TOTALE</b>	32,29	39,25	36,59	34,85	39,24

(A) Fino al 2010 il prezzo veniva rilevato in un'unica classe di clienti con consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m<sup>3</sup>.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

50,43 c€/m<sup>3</sup>, mentre 34,78 c€/m<sup>3</sup> è risultato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero; il differenziale di prezzo sui due mercati è dunque stimabile in circa 16 c€/m<sup>3</sup>, poco distante dal valore massimo registrato nel 2009 di 18c€/m<sup>3</sup>. Poiché il prezzo sul mercato tutelato in valore assoluto è aumentato, rispetto

all'anno precedente, in misura maggiore in rapporto a quanto non sia cresciuto il prezzo sul mercato libero, il confronto con i dati relativi al 2010 mostra che la forbice di prezzo tra i due mercati si è allargata, riportandosi intorno ai livelli registrati nel 2007. L'andamento dei prezzi pagati sui due mercati è tendenzialmente

imputabile alle variazioni intervenute sul mercato finale che ha rimodellato la composizione dei volumi di vendita nei due mercati tra le diverse classi di consumo. La dimensione media dei clienti, come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato finale (Tav. 3.34), sul mercato libero è più elevata, inoltre sul mercato libero si avverte maggiormente la presenza di clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto<sup>16</sup> che non pagano le componenti di distribuzione e stoccaggio, e alla presenza, sul mercato libero, di un sistema di prezzi, nel quale le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni dei combustibili internazionali, mentre il meccanismo di tutela utilizzato dall'Autorità (legato alla variazione di una media mobile di nove mesi di un paniere di prezzi e rivisto nel 2011 in senso ancor più calmierante) è in grado di attenuare gli aumenti in periodi di forte crescita della materia prima. Nel 2011 si è verificato un aumento dei clienti di minori dimensioni nel mercato libero diversamente da quanto accaduto ai consumatori di maggior peso. Questo fenomeno ha così ridotto il peso, nel calcolo del prezzo medio, delle condizioni più favorevoli di cui tipicamente possono beneficiare i consumatori di maggiore dimensione approvvigionandosi sul mercato libero. A fronte di un prezzo medio inferiore pagato dai consumatori sul mercato libero si evidenzia, già dal 2010, che per le classi di consumo più basse il mercato libero presenta prezzi leggermente più alti. In linea generale si può affermare che la capacità di ottenere condizioni di fornitura e contrattuali più convenienti sia direttamente proporzionata alle dimensioni del cliente, probabilmente grazie alla maggiore consapevolezza del mercato e alla maggiore attenzione alle condizioni di fornitura. I clienti più piccoli del mercato tutelato, con consumi inferiori a 5.000 m<sup>3</sup>/anno, risultano pagare mediamente 52,59 c€/m<sup>3</sup>. Questo prezzo è simile al valore delle condizioni economiche di fornitura calcolate per un cliente domestico che consuma 1.400 m<sup>3</sup>/anno, che nel 2011 era pari a 50,20 c€/m<sup>3</sup> (e, comprensivo di imposte, pari a 78,82 c€/m<sup>3</sup>). 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 9,45 sino a 21,93 c€ in corrispondenza della classe di consumo 2.000.000-20.000.000 m<sup>3</sup>. La classe di clienti in assoluto più elevata, quella con consumi superiori a 20 M(m<sup>3</sup>), 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<sup>3</sup> 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.

Analogamente al mercato tutelato anche nel mercato libero la dimensione del cliente incide in misura maggiore sul prezzo di offerta: i clienti di più piccole dimensioni risultano infatti pagare 22,41 c€/m<sup>3</sup> in più dei grandi consumatori, differenziale del tutto analogo a quello visto per il mercato tutelato. 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 correlazione con l'andamento climatico 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 3.50.

Anche per questa elaborazione dei dati (sempre provvisori, come i precedenti) valgono le considerazioni di cui sopra. Si confermano, con l'eccezione dei consumi più bassi (praticamente al di sotto dei 50.000 m<sup>3</sup>/anno), 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

<sup>16</sup> Il 96,5% dei consumi del settore "domestico + condominio uso domestico + commercio e servizi" è viene prelevato dalle reti di distribuzione, mentre nel caso di "industria + generazione elettrica" l'81,5% dei consumi è prelevato direttamente dalla rete di trasporto nazionale o regionale.

maggiore nel caso dei clienti liberi. Per quanto riguarda il confronto generale tra i prezzi medi si ricorda che nel mercato tutelato è determinante il peso dei piccoli utenti che hanno pagato 52,59

c€/m<sup>3</sup> contro la media del tutelato pari a 50,43 c€/m<sup>3</sup>, mentre nel mercato libero il prezzo medio corrisponde a quello pagato da clienti con consumo compreso tra 200.000 e 2.000.000 m<sup>3</sup>/anno.

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO						TOTALE
	< 5.000	5.000- 50.000	50.000- 200.000	200.000- 2.000.000	2.000.000- 20.000.000	> 20.000.000	
<b>MERCATO TUTELATO</b>	52,59	43,14	42,63	37,87	30,66	-	50,43
Domestico	52,74	39,47	41,24	36,85	31,67	-	52,11
Condominio uso domestico	51,03	44,95	43,98	39,74	49,81	-	45,46
Commercio e servizi	49,76	42,23	41,28	38,24	32,16	-	44,15
Industria	50,96	45,13	42,72	34,74	29,92	-	45,04
Generazione elettrica	30,03	44,44	39,23	34,57	27,64	-	31,31
<b>MERCATO LIBERO</b>	53,08	44,78	40,55	34,38	30,67	33,06	34,78
Domestico	53,95	42,83	41,26	37,10	36,53	-	52,31
Condominio uso domestico	51,37	46,74	43,54	41,34	37,32	-	45,42
Commercio e servizi	51,00	44,70	40,76	35,71	31,65	35,12	40,49
Industria	49,59	43,21	38,93	33,70	30,08	32,03	32,40
Generazione elettrica	45,42 <sup>(A)</sup>	44,51	40,89	35,50	34,06	33,45	33,50
<b>TOTALE</b>	52,65	43,88	41,00	34,47	30,67	33,06	39,24

(A) Il dato esclude un prezzo straordinariamente elevato, ma relativo a quantitativi del tutto irrisori.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

**TAV. 3.50**

Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2011

c€/m<sup>3</sup>; classi di consumo annuo espresse in m<sup>3</sup>

---

## Condizioni economiche di riferimento

---

---

### Prezzo del gas e inflazione

---

Come ampiamente descritto nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, a partire da gennaio 2011 l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha apportato un'ampia revisione al paniere nazionale di rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC) utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione. Nell'ambito di tale revisione, l'Istat ha enucleato il segmento di consumo gas di città e gas naturale che contiene il "prodotto" regolato dall'Autorità assegnandogli una notevole incidenza, pari all'1,92% dell'intero paniere. Nel 2012, a seguito della consueta revisione della ponderazione dei vari prodotti nel paniere NIC, l'incidenza del segmento gas di città e gas naturale è ulteriormente salita al 2,46%. Tale segmento, inoltre, è inserito nella tipologia di prodotto beni energetici regolamentati, che comprende l'insieme dei due segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire l'energia elettrica e il gas di città e gas naturale. Poiché anche

il peso del segmento energia elettrica è aumentato nel 2012 (come si vede nel Capitolo 2 di questo volume), l'incidenza della tipologia beni energetici regolamentati è passata dal 3,14% del 2011 al 3,95% del 2012.

A fronte di un prezzo del petrolio in forte e continua ascesa (per i dettagli si rimanda al Capitolo 1 di questo volume), il prezzo del segmento gas di città e gas naturale rilevato dall'Istat è notevolmente cresciuto nel 2011 e l'ascesa è tuttora in corso. Come si vede dalla tavola 3.48, significativi aumenti si sono registrati in quasi tutti i mesi dell'anno e specialmente – com'è logico attendersi – nei mesi di inizio trimestre (gennaio, aprile, luglio e ottobre), cioè quando l'indice registra anche gli aggiornamenti trimestrali delle condizioni economiche di riferimento stabilite dall'Autorità.

In media d'anno, nel 2011 il prezzo del gas risulta cresciuto del 9,1%. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è salito del 2,8%, se valutato in termini reali l'aumento del prezzo del gas risulta inferiore e pari al 6,2%.

	GAS	VARIAZIONE PERCENTUALE	INDICE GENERALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	GAS REALE <sup>(A)</sup>	VARIAZIONE PERCENTUALE
Gennaio 2011	103,5	-	101,2	-	102,3	-
Febbraio	104,0	0,5	101,5	0,3	102,5	0,2
Marzo	104,1	0,1	101,9	0,4	102,2	-0,3
Aprile	106,1	1,9	102,4	0,5	103,6	1,4
Maggio	106,3	0,2	102,5	0,1	103,7	0,1
Giugno	106,3	0,0	102,6	0,1	103,6	-0,1
Luglio	110,2	3,7	102,9	0,3	107,1	3,4
Agosto	110,4	0,2	103,2	0,3	107,0	-0,1
Settembre	110,5	0,1	103,2	0,0	107,1	0,1
Ottobre	115,8	4,8	103,8	0,6	111,6	4,2
Novembre	116,3	0,4	103,7	-0,1	112,2	0,5
Dicembre	116,3	0,0	104,1	0,4	111,7	-0,4
<b>ANNO 2011</b>	<b>109,2</b>	<b>9,1</b>	<b>102,8</b>	<b>2,8</b>	<b>106,2</b>	<b>6,2</b>
Gennaio 2012	120,1	3,3	104,4	0,3	115,0	3,0
Febbraio	120,2	0,1	104,8	0,4	114,7	-0,3
Marzo	120,3	0,1	105,3	0,5	114,2	-0,4

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

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

Con un ulteriore incremento del 3,3% registrato a gennaio di quest'anno rispetto a dicembre 2011 (cui sono seguiti due lievissimi ritocchi, entrambi dello 0,1%), il livello di inflazione del gas ha raggiunto a marzo di quest'anno la notevole quota del 15,6%, che si confronta con un tasso di inflazione complessivo pari al 3,3%. Considerando il livello raggiunto dall'indice di prezzo (120,3), l'inflazione acquisita<sup>17</sup> per il 2012 da questo segmento di consumo è già pari al 10,2%.

L'andamento del gas appena visto ha certamente contribuito a innalzare l'inflazione dei beni energetici regolamentati, che a marzo

2012 è arrivata al 13,9% e la cui inflazione acquisita per il 2012 alla stessa data è pari all'8,9%.

Più in generale, tuttavia, negli ultimi due anni l'inflazione dei prodotti energetici (Fig. 3.13) è stata spinta verso l'alto anche dagli "altri energetici" (non regolamentati), che comprendono benzina, gasolio, combustibili solidi e altri carburanti, sia perché questi beni hanno registrato una dinamica inflattiva maggiore (14,6% nel 2011 e 16,6% a marzo 2012), sia perché essi possiedono un'incidenza maggiore nel paniere (5,18% contro il 3,85% degli energetici regolamentati).

**TAV. 3.51**

Numeri indice e variazioni del prezzo del gas di città e gas naturale

Numeri indice 2010=100 e variazioni percentuali

<sup>17</sup> L'inflazione acquisita rappresenta la variazione media dell'indice nell'anno indicato, che si avrebbe ipotizzando che l'indice stesso rimanga al medesimo livello dell'ultimo dato mensile disponibile nella restante parte dell'anno.



FIG. 3.13

Inflazione generale e dei beni energetici a confronto dal 2008 al 2012

Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo

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

La crescita del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere valutata anche in confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 3.14).

Quest'analisi mostra come nel 2011, a fronte di un aumento del 40% del prezzo del petrolio, quello del gas ha registrato in Italia uno degli incrementi più contenuti. Il rincaro dell'8,9% italiano appare infatti, nettamente inferiore alla media dei paesi dell'Unione europea (9,3%) e di quelli registrati in Francia (9,3%), nel Regno

Unito (10,9%) e in Spagna (16,2%). L'unico paese a ottenere un dato più basso è stata la Germania con il 4,7%.

Un profilo analogo si osserva per le variazioni del prezzo del gas negli ultimi tre anni. Fatta eccezione per la Germania, dove il costo del gas risulta addirittura diminuito del 5,7% nel triennio 2009-2011, l'incremento del 4,6% del gas italiano appare il meno consistente rispetto a quanto si è verificato negli altri paesi considerati, e comunque decisamente al di sotto della media dell'Unione europea, pari al 7,2%, mentre il costo del Brent risulta rincarato quasi del 15%.

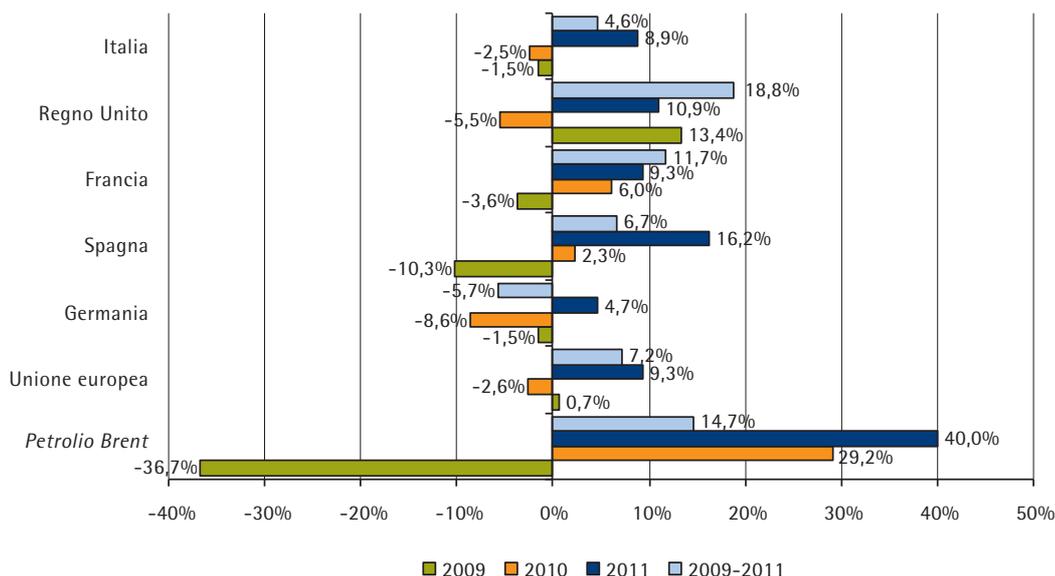


FIG. 3.14

Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2009-2011

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

### Prezzo del gas naturale per il consumatore domestico tipo

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo per il consumatore domestico tipo (Fig. 3.15). Più precisamente si tratta dell'andamento delle condizioni economiche di fornitura<sup>18</sup> che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie (accanto alle condizioni da

loro definite per il mercato libero), valorizzate per un consumatore caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m<sup>3</sup> e un impianto di riscaldamento autonomo. Tale prezzo è calcolato 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.

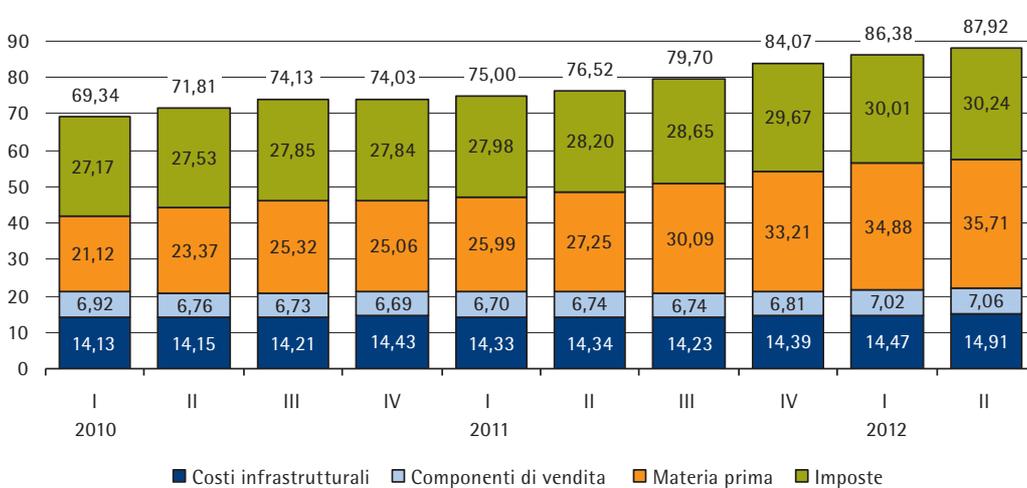


FIG. 3.15

Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo  
c€/m<sup>3</sup>; famiglia con riscaldamento  
individuale e consumo annuo di 1.400 m<sup>3</sup>

A partire dal primo trimestre 2011 il prezzo del gas per il consumatore domestico tipo risulta in costante aumento e nel secondo trimestre 2012 ha raggiunto un valore di 87,92 c€/m<sup>3</sup> con un incremento del 15% sullo stesso trimestre dell'anno precedente. Il sentiero di crescita iniziato nel 2011 è sostanzialmente guidato dalla componente a copertura dei costi della materia prima che ha fatto registrare un incremento medio trimestrale del 6,6% dal primo trimestre 2011 al secondo trimestre 2012, a cui si sono aggiunti, nell'ordine, gli incrementi dovuti agli aggiornamenti per i bonus elettricità e gas (terzo trimestre 2011) e all'IVA (quarto trimestre 2011).

Il costante rincaro della materia prima ha progressivamente vanificato l'impatto positivo fatto registrare dalla precedente riforma del meccanismo di aggiustamento della QE, introdotto per trasferire tempestivamente ai consumatori finali i benefici emergenti

dai ridotti prezzi internazionali rilevati sui mercati spot del gas. Tale meccanismo prevede che i prezzi di riferimento del gas vengano aggiornati sulla base di indicatori legati alle quotazioni medie sui mercati internazionali di petrolio, oli combustibili e gasolio nei nove mesi precedenti, fatto salvo l'ultimo mese. Nel 2011 l'incremento del costo della materia prima è stato complessivamente del 33% su base annua, con punte del 10,4% nel terzo e nel quarto trimestre 2011.

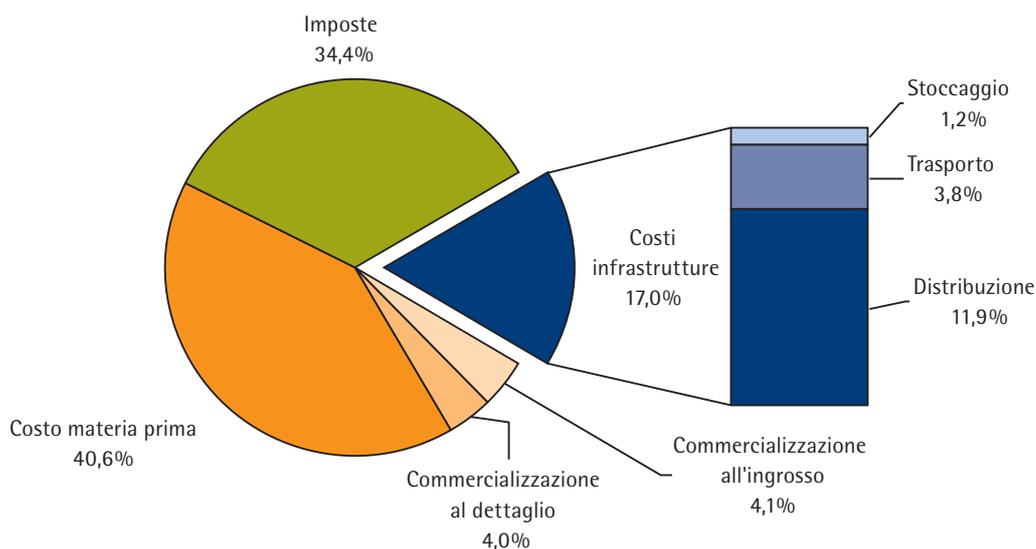
Il forte incremento è stato però parzialmente attenuato dalla riduzione dei costi di rete nel primo e nel terzo trimestre, che si è prodotta grazie a una diminuzione delle componenti aggiuntive che nel primo trimestre 2011 hanno subito una decurtazione del 39,8%, per poi mantenersi costanti nel secondo trimestre e infine ridursi ulteriormente del 25,5% nel terzo trimestre 2011.

<sup>18</sup> Definite con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138/03.

FIG. 3.16

Composizione percentuale all'1 aprile 2012 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m<sup>3</sup>



Essendo la componente QE ancorata a contratti di lungo periodo, non è stata in grado di beneficiare delle riduzioni di prezzo registrate sui mercati spot internazionali, da tempo caratterizzati da una condizione di *oversupply*, essenzialmente dovuta all'utilizzo del gas non convenzionale.

Con la delibera 23 giugno 2011, ARG/gas 77/11, a decorrere dall'1 ottobre 2012, l'Autorità ha definito un nuovo meccanismo per ridefinire le condizioni economiche a copertura della componente QE agganciandola, almeno in parte, alle quotazioni registrate sulla nuova piattaforma per il bilanciamento.

In attuazione di quanto previsto dall'art. 13 del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito in legge 24 marzo 2012 n. 27, è stato anticipato in via transitoria il meccanismo descritto poc'anzi e, per il semestre aprile-settembre 2012, nella formula per il calcolo della componente QE si è stabilito che una quota venga agganciata alle quotazioni a termine dei mercati europei. Grazie a questo tipo di intervento l'incremento nel secondo trimestre 2012 è

stato contenuto all'1,8% a fronte di un 2,2% che sarebbe risultato secondo la precedente formulazione. L'implementazione dei nuovi meccanismi di calcolo della componente QE permetterà in futuro di beneficiare delle riduzioni di prezzo del mercato spot e di superare l'attuale rigidità dei contratti di lungo periodo.

All'1 aprile 2011 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m<sup>3</sup> e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.16) risulta composto per il 66% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 34% 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 40,6%, i costi di commercializzazione per l'8,1% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 17%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione locale, che incide per l'11,9% sul valore complessivo; il peso dei costi di trasporto è pari al 3,8%, mentre quello della componente per lo stoccaggio è dell'1,2%.

TAV. 3.52

## Imposte sul gas

1 gennaio - 31 dicembre 2012;  
c€/m<sup>3</sup> per le accise e aliquote  
percentuali per l'IVA

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
	Fascia di consumo annuo	< 120 m <sup>3</sup>	120-480 m <sup>3</sup>	480-1.560 m <sup>3</sup>	> 1.560 m <sup>3</sup>	< 1,2 M(m <sup>3</sup> )
<b>ACCISA</b>						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno <sup>(A)</sup>	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
<b>ADDIZIONALE REGIONALE<sup>(B)</sup></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
<b>Liguria</b>						
- 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
<b>Lazio</b>						
- territori ex Cassa del Mezzogiorno <sup>(A)</sup>	1,90000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
- altre zone	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
<b>Abruzzo</b>						
- zone climatiche E e F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62490	0,51600
- altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62490	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	2,58200	2,58200	2,58200	0,62490	0,51646
<b>ALIQUOTA IVA (%)</b>	10	10	21	21	10 <sup>(C)</sup>	10 <sup>(C)</sup>

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

(B) L'addizionale regionale si applica sui consumi nelle regioni a statuto ordinario; non si applica nelle regioni a statuto speciale. Hanno disapplicato l'addizionale anche la Regione Lombardia dal 2002 (L.R. 18/12/2001, n.27) e la Regione Basilicata dal 2008 (L.R. 28/12/2007, n. 28).

L'addizionale regionale e l'imposta sostitutiva non si applicano inoltre ai consumi per: autotrazione; produzione e autoproduzione di energia elettrica; forze armate per gli usi consentiti; ambasciate, consolati e altre sedi diplomatiche; organizzazioni internazionali riconosciute e ai membri di tali organizzazioni, nei limiti ed alle condizioni fissate dalle relative convenzioni o accordi; impieghi considerati fuori campo di applicazione dalle accise.

(C) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota sale al 21%.

La tavola 3.52 mostra infine il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale. Il valori dell'accisa ordinaria riportati nella tavola per le varie fasce di consumo annuo sono quelli in vigore per l'anno 2012. Si tratta delle aliquote, pressoché 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.

#### Prezzo del GPL per il consumatore domestico tipo

Come stabilisce il titolo III del TIVG (adottato con la delibera ARG/gas 64/09 e successive modificazioni), gli esercenti la vendita di gas diversi devono applicare le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità anche ai clienti finali con riferimento alla fornitura di GPL e gas manifatturati.

Le condizioni economiche di fornitura dei GPL si articolano in quattro componenti unitarie: quella relativa all'approvvigionamento, quella relativa al servizio di trasporto, quella relativa al servizio di distribuzione e misura e, infine, quella relativa alla vendita al dettaglio.

Sino a ottobre 2011 la componente a copertura dei costi della materia prima veniva aggiornata trimestralmente sulla base dell'andamento delle quotazioni del propano registrate nel trimestre precedente e applicando una soglia di invarianza del 5% entro la quale non si determinava alcuna modifica.

Nell'ambito di una consultazione degli operatori, è emerso tuttavia che tale metodologia determinava un disallineamento tra i prezzi da applicare ai clienti finali e i costi sostenuti dagli esercenti in ciascun mese del trimestre. Pertanto, in accordo con quanto emerso nella consultazione, a partire da ottobre 2011 l'Autorità (delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11) ha reso mensile l'aggiornamento della componente e ha rimosso la soglia di invarianza precedentemente applicata con lo scopo di rendere i prezzi applicati ai clienti finali maggiormente in linea con i costi sostenuti dagli esercenti.

Più precisamente, in base ai nuovi criteri di aggiornamento dell'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento della materia prima, a partire da ottobre 2011 l'Autorità aggiorna all'inizio di ogni mese tale componente sulla base dell'andamento delle quotazioni internazionali del propano relative al mese precedente.

Con lo stesso provvedimento l'Autorità ha anche modificato il valore della componente a copertura dei costi di vendita al dettaglio. In particolare, è stato stabilito che nel caso di vendita di GPL tale

componente sia articolata in una quota variabile, espressa in €/m<sup>3</sup> standard, e abbia una validità biennale, periodo al termine del quale sarà opportuna una verifica dell'evoluzione del mercato e una sua eventuale revisione. L'attuale valore, fissato in 0,176 €/m<sup>3</sup> standard, è entrato in vigore l'1 gennaio 2012 e resterà quindi immutato sino al 31 dicembre 2013.

Anche le modalità di aggiornamento della componente a copertura dei costi di trasporto sono state rinnovate alla fine del 2011. Infatti, con la delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11, l'Autorità ha disposto che il valore di tale componente venga legato:

- al valore della medesima componente in vigore nell'anno precedente l'aggiornamento;
- al tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti l'aggiornamento, composto dalla somma del 50% del tasso di variazione dei prezzi al consumo per famiglie di operai e impiegati e del 50% del tasso di variazione del prezzo del gasolio per mezzi di trasporto, entrambi rilevati dall'Istat;
- al tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

I criteri per la fissazione della componente a copertura dei costi di distribuzione e misura sono stati determinati nell'ambito della RTDG. Ai sensi dell'art. 86 della RTDG, ciascuna impresa distributrice applica opzioni tariffarie, che devono essere approvate dall'Autorità, differenziate per ambito tariffario. L'ambito tariffario è costituito dall'insieme delle località alimentate a gas diversi appartenenti alla medesima regione e servite dalla stessa impresa distributrice.

L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL, caratterizzato da un consumo annuo di 286 m<sup>3</sup>, è illustrato nella figura 3.17.

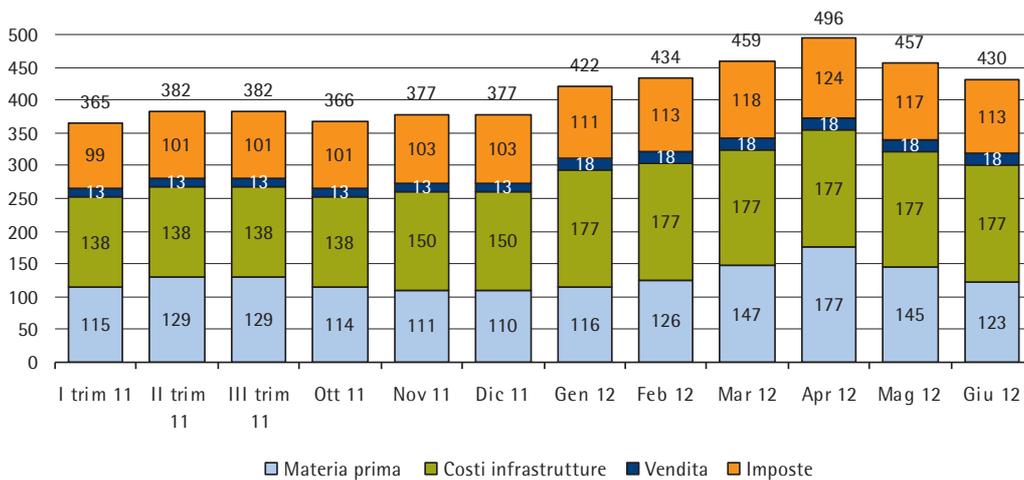


FIG. 3.17

Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo

c€/m<sup>3</sup>; famiglia con consumo annuo di 286 m<sup>3</sup>

La volatilità dei costi internazionali del propano si riflette nella componente materia prima, che è cresciuta dalla fine del 2011 sino a maggio 2012, quando ha registrato la prima variazione in diminuzione (-18%) rispetto al mese precedente, dopo quattro variazioni in aumento consecutive. A gennaio 2012, per effetto dell'aggiornamento annuale delle varie componenti strutturali, si sono registrati importanti incrementi sia della parte della tariffa a copertura dei costi infrastrutturali, sia di quella a copertura dei costi di vendita. La prima ha evidenziato un aumento del 17,8% rispetto a dicembre 2011, dovuto alla crescita della componente a copertura dei costi di trasporto (+21,8%) e a quella dei costi di distribuzione e misura (+15,7%). Un balzo del 35,4% rispetto a dicembre 2011 ha

invece interessato la componente che ripaga i costi di vendita.

Sul prezzo pagato dal consumatore tipo incidono infine, in misura molto rilevante, anche le imposte che nel caso del GPL sono date dall'imposta di fabbricazione e dall'IVA. Più precisamente, l'accisa che grava sul GPL per uso combustione per riscaldamento è un'imposta di fabbricazione (che viene quindi applicata alla materia prima fatturata all'uscita dalla raffineria o dal deposito) unica a livello nazionale e pari a € 189,94458 per 1.000 kg, fissata dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 15 gennaio 1999. L'aliquota dell'IVA è quella ordinaria, pari al 21%.

La figura 3.20 mostra la composizione del prezzo medio pagato dal cliente tipo per la fornitura di GPL all'1 giugno 2012.

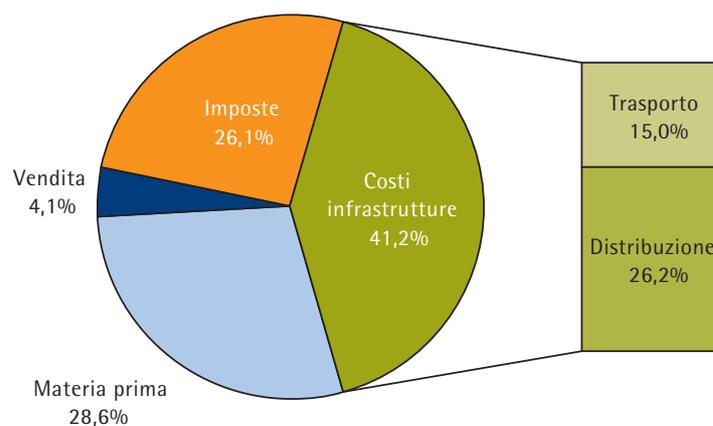


FIG. 3.18

Composizione percentuale all'1 giugno 2012 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con consumo annuo di 286 m<sup>3</sup>

All'1 giugno 2011 il prezzo per una famiglia italiana che consuma 286 m<sup>3</sup> di GPL ha raggiunto 430,41 c€/m<sup>3</sup> e risulta composto per il 74% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 26% dalle imposte. Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del GPL per il 29%, (nel gas naturale l'incidenza è del 36% circa), i costi di commercializzazione pesano per il 4% (nel

gas naturale invece raggiungono quasi il 9%) e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 41% (mentre nel gas naturale sono del 19% scarso). Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione locale, che incide per il 26% sul valore complessivo, mentre il peso dei costi di trasporto è pari al 15%.

# Qualità del servizio

## Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

La delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 (*Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 – RQDG*), disciplina alcune attività che riguardano la sicurezza del servizio di distribuzione del gas.

Le attività regolamentate sono il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni, sia a seguito di ispezione che di segnalazione da parte di terzi, l'attività di protezione catodica delle reti e l'odorizzazione del gas. Le norme introdotte sui diversi temi convergono verso un unico obiettivo: la minimizzazione del rischio di esplosioni, di scoppi e di incendi provocati dal gas distribuito, e dunque hanno come fine la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti.

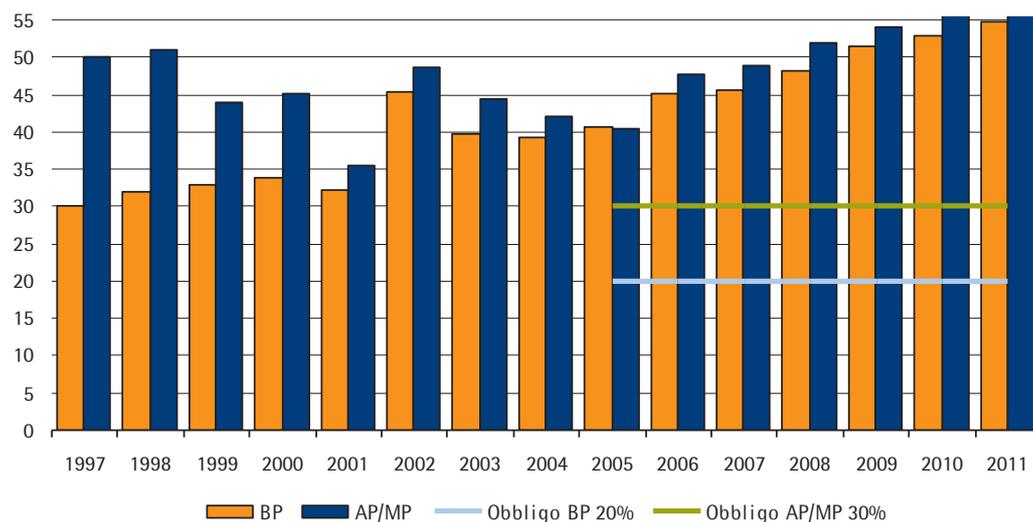
I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas, alcuni a partire dal 1997, altri con stretto riferimento all'attività svolta nell'ultimo anno.

La figura 3.19 mostra i dati relativi all'ispezione della rete. Il trend di crescita si conferma anche per il 2011.

Infatti l'ispezione sia della rete in bassa pressione sia della rete in alta e media pressione si attestano su valori prossimi al 60%, ampiamente al di sopra dei livelli minimi previsti dall'attuale regolazione (20% per la bassa pressione e 30% per la media e l'alta pressione). L'attività di ispezione della rete può intercettare il fenomeno delle dispersioni della rete favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas.

**FIG. 3.19**

Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2011

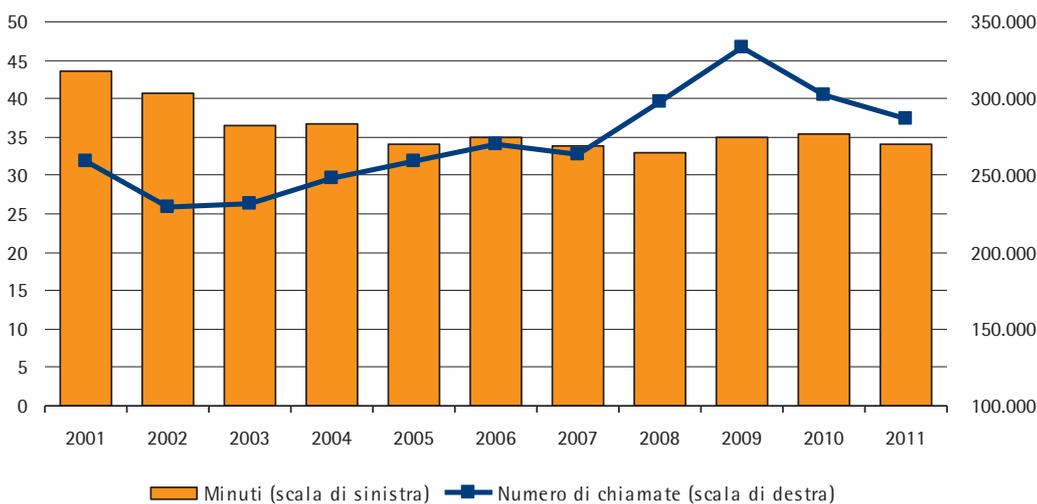


Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Passando all'attività di pronto intervento la figura 3.20 evidenzia che a fronte di una diminuzione delle chiamate sull'impianto di distribuzione, si registra un tempo di arrivo sul luogo di chiamata pari a un valore medio nazionale di circa 35 minuti. Il tempo medio effettivo si attesta su valori di molto inferiori al tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti. Rispetto all'anno 2010 si registra una lieve diminuzione. L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate, introdotto dalla RQDG a partire dall'1 luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende, attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in modo sempre più preciso. Inoltre va aggiunto che la platea delle aziende

obbligate a partecipare ai recuperi di sicurezza sta progressivamente aumentando e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei recuperi di sicurezza dell'intero ambito provinciale cui appartiene l'impianto di distribuzione.

Nonostante i segnali di miglioramento l'attenzione dell'Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta. Infatti il servizio di pronto intervento gas è 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. 3.20**

Chiamate di pronto intervento su impianti di distribuzione negli anni 2001-2011

Tempo medio effettivo (in minuti) e numero di chiamate

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Le tavole 3.53 e 3.54 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2010 e 2011, suddivise per localizzazione ovvero a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione e ripartite in base all'impulso 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. 3.53

Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	Totale
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 su parte aerea	895	191	436	721	2.243
Su gruppo di misura	37	29	302	323	691
<b>TOTALE ANNO 2010</b>	<b>2.203</b>	<b>1.765</b>	<b>2.404</b>	<b>2.490</b>	<b>8.862</b>
Su rete	949	1.249	1.230	1.214	4.642
Su impianto di derivazione di utenza parte interrata	201	184	406	406	1.197
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	678	161	580	557	1.976
Su gruppo di misura	1.355	5	53	397	1.810
<b>TOTALE ANNO 2011</b>	<b>3.183</b>	<b>1.599</b>	<b>2.269</b>	<b>2.574</b>	<b>9.625</b>

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

### TAV. 3.54

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	Totale
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 su 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
<b>TOTALE ANNO 2010</b>	<b>49.983</b>	<b>13.455</b>	<b>15.685</b>	<b>61.173</b>	<b>140.296</b>
Su rete	2.358	743	817	847	4.765
Su impianto di derivazione di utenza parte interrata	3.654	1.231	1.176	1.680	7.741
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	20.484	5.670	6.452	28.568	61.174
Su gruppo di misura	21.289	4.570	4.832	30.681	61.372
<b>TOTALE ANNO 2011</b>	<b>47.785</b>	<b>12.214</b>	<b>13.277</b>	<b>61.776</b>	<b>135.052</b>

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

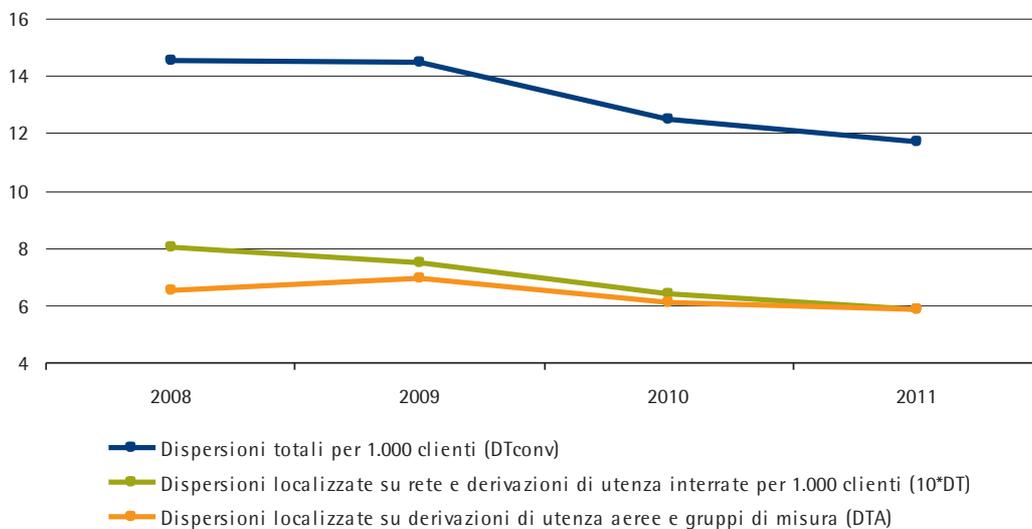
Esaminando i dati risulta che dal 2010 al 2011:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sono passate da 8.862 a 9.625; rimane pressoché invariato il numero delle dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose (pari a 5.800 circa) e aumentano significativamente le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (passano da 2.934 a 3.786);
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi sono diminuite, passando da 140.296 a 135.052; le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata di norma più pericolose sono diminuite passando da 13.918 a 12.506; 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 126.378 a 122.546);
- disaggregando queste ultime, le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi relative a impianti di derivazione di utenza su parte aerea sono aumentate, passando da 57.695

a 61.174, mentre quelle relative ai gruppi di misura sono diminuite, passando da 68.683 a 61.372.

Va evidenziato che l'attuale regolazione spinge il sistema verso livelli di sicurezza del servizio di distribuzione del gas sempre maggiori. Più nello specifico il fenomeno è da ricondurre all'effetto combinato prodotto dall'attività di vigilanza effettuata dall'Autorità, ma anche, da un sistema di incentivi e penalità che, tra l'altro, ha l'obiettivo di ridurre le dispersioni di gas sulle reti. Le dispersioni più pericolose, A1, sono diminuite di un ulteriore 4% rispetto al calo già registrato dal 2009 al 2010 (pari al 17%).

La figura 3.21 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti per gli ambiti provinciali soggetti alla regolazione incentivante: si evidenzia un significativo trend decrescente, pressoché costante per le dispersioni localizzate su rete interrata (10\*DT), con un lieve rimbalzo nel 2009 per quelle su rete aerea (DTA); nel 2011 entrambi i parametri 10\*DT e DTA si sono attestati a circa sei dispersioni per migliaio di clienti finali.



**FIG. 3.21**

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti

Ambiti provinciali soggetti a regolazione incentivante – Periodo 2008-2011

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

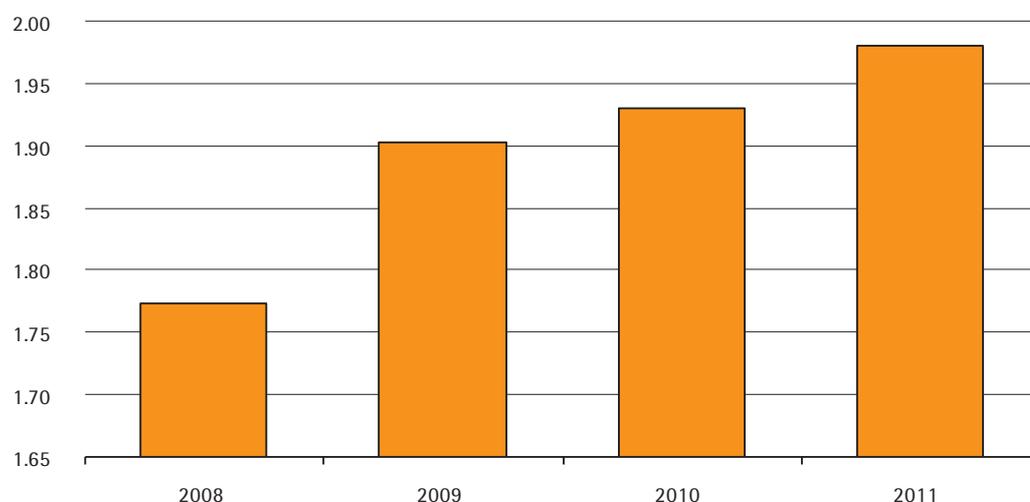
La figura 3.22 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaia di clienti. Si evidenzia come il numero dei controlli del grado di odorizzazione per migliaia di clienti finali sia in crescita. L'aumento è da ricondurre sia alle campagne dei controlli qualità del gas svolte già a partire dal 2004 sia al

meccanismo incentivante l'aumento del numero di odorizzazioni rispetto a quello minimo fissato dalla stessa RQDG. Quest'ultimo riconosce incentivi alle imprese che effettuano un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità.

**FIG. 3.22**

Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti

Ambiti provinciali soggetti a regolazione incentivante – Periodo 2008-2011



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Passando alle *performance* per l'anno 2011 relative alle grandi imprese di distribuzione (con più di 100.000 clienti finali) le tavole 3.55, 3.56, 3.57 e 3.58 descrivono in sintesi quanto accaduto sui temi del pronto intervento, delle ispezioni della rete effettuate, delle dispersioni registrate e dell'attività di protezione catodica.

La tavola 3.55 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento. Il numero di chiamate per migliaia di clienti relativo all'impianto è di un ordine di grandezza superiore al numero di chiamate relative agli impianti di utenza. Si registra, infatti, un numero di chiamate ogni mille clienti finali rispettivamente pari a 13,81 per le chiamate sull'impianto di distribuzione, e a 1,35 per le chiamate a valle del punto di consegna.

La tavola 3.56 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete per l'anno 2011, relative ai grandi distributori. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione gestiti. I valori aggregati per impresa sono tutti maggiori dei minimi previsti dagli obblighi di servizio, che prevedono rispettivamente il 20% per la rete in bassa pressione e il

30% per la rete in alta e media pressione.

La tavola 3.57 illustra il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2011. L'estensione di rete per cliente finale è passata dal valore registrato lo scorso anno pari a 10,88, all'attuale 10,93. A fronte di un aumento della rete ispezionata, si evidenzia un aumento delle dispersioni da rete ispezionata e una contestuale diminuzione del numero di dispersioni segnalate da terzi. Infatti il numero di dispersioni per km di rete ispezionata è passato da 0,06 all'attuale 0,07 e il numero di dispersioni per km segnalate da terzi diminuisce passando da 0,65 del 2010 a 0,61 del 2011.

La tavola 3.58 illustra il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2011. Anche la rete in acciaio con protezione catodica efficace risulta in aumento rispetto allo scorso anno.

La rete complessivamente messa in protezione catodica efficace è passata dal 95,6% del 2010 a quasi il 97%. Si registra, quindi, un'apprezzabile diminuzione dell'estensione delle rete in acciaio non protetta.

TAV. 3.55

Pronto intervento  
delle grandi imprese  
distributrici nel 2011

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	5.153.510	64.934	12,70	6.435	1,26	71.369
Enel Rete Gas	2.233.686	30.761	14,11	1.374	0,63	32.135
A2A Reti Gas	1.226.308	17.756	14,51	3.111	2,54	20.867
Hera	1.106.587	18.149	16,26	1.115	1,00	19.264
G6 Rete Gas	1.005.276	16.784	16,93	1.597	1,61	18.381
Napoletana Gas	743.079	13.627	18,51	912	1,24	14.539
Toscana Energia	702.015	10.754	15,40	858	1,23	11.612
2lgas Infrastruttura Italiana Gas	568.221	8.956	15,05	622	1,05	9.578
Azienda Energia e Servizi	471.644	4.521	9,57	743	1,57	5.264
Estra Reti Gas	438.652	5.543	18,59	773	2,59	6.316
Gas Natural Distribuzione Italia	428.055	5.862	13,94	964	2,29	6.826
Iren Emilia	397.139	5.683	14,41	634	1,61	6.317
Ascopiave	342.385	3.645	10,74	332	0,98	3.977
Genova Reti	327.627	3.890	11,85	204	0,62	4.094
Acegas-Aps	265.300	2.111	7,97	399	1,51	2.510
Linea Distribuzione	253.513	3.164	12,58	431	1,71	3.595
Gelsia Reti	186.473	2.108	11,53	409	2,24	2.517
Sgr Reti	171.439	2.068	12,21	351	2,07	2.419
Acsn-Agam Reti Gas Acqua	159.664	1.316	9,16	193	1,34	1.509
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	149.269	2.334	15,88	104	0,71	2.438
Amg Energia	146.203	4.177	29,03	255	1,77	4.432
Edison D.G.	145.686	2.085	14,18	243	1,65	2.328
Dolomiti Reti	144.564	701	4,95	389	2,75	1.090
Agsm Distribuzione	139.078	2.245	16,18	428	3,08	2.673
Amga - Azienda Multiservizi	138.056	1.106	8,11	208	1,52	1.314
Erogasmet	128.279	2.355	18,34	215	1,67	2.570
As Retigas	124.336	1.323	10,69	202	1,63	1.525
Azienda Municipale Del Gas	118.095	1.647	13,88	29	0,24	1.676
Multiservizi	117.599	2.127	18,21	46	0,39	2.173
Acam Gas	111.227	1.658	14,93	153	1,38	1.811
Molteni	104.282	1.725	18,14	87	0,91	1.812
Aemme Linea Distribuzione	100.443	1.337	13,35	213	2,13	1.550
<b>TOTALE</b>	<b>17.847.690</b>	<b>246.452</b>	<b>13,81</b>	<b>24.029</b>	<b>1,35</b>	<b>270.481</b>

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

## TAV. 3.56

Rete ispezionata dalle grandi imprese distributrici nel 2011

km e valori percentuali

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE RETE <sup>(A)</sup>	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE RETE <sup>(A)</sup>	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	% RETE ISPEZIONATA
Società Italiana Per il Gas	26.731	9.192	34,4	20.180	7.012	34,7
Enel Rete Gas	19.839	11.817	59,6	12.784	9.747	76,2
A2A Reti Gas	5.720	3.714	64,9	1.884	1.654	87,8
Hera	5.045	3.704	73,4	8.289	5.929	71,5
G6 Rete Gas	7.854	4.235	53,9	7.183	3.892	54,2
Napoletana Gas	3.345	1.393	41,6	1.641	754	46,0
Toscana Energia	4.037	1.771	43,9	2.841	1.310	46,1
2lgas Infrastruttura Italiana Gas	5.256	2.816	53,6	3.328	1.754	52,7
Azienda Energia e Servizi	1.112	359	32,3	208	62	30,0
Estra Reti Gas	3.174	3.081	97,1	2.205	2.116	96,0
Gas Natural Distribuzione Italia	3.406	1.701	49,9	2.686	1.434	53,4
Iren Emilia	2.921	1.825	62,5	2.930	2.389	81,5
Ascopiave	4.411	4.337	98,3	2.247	2.220	98,8
Genova Reti	1.260	498	39,5	427	145	34,0
Acegas - Aps	1.699	1.455	85,6	445	404	90,8
Linea Distribuzione	2.035	1.225	60,2	825	503	61,0
Gelsia Reti	1.253	1.000	79,8	278	267	96,2
Sgr Reti	1.260	670	53,2	1.404	606	43,1
Acsn - Agam Reti Gas Acqua	935	447	47,8	285	144	50,5
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	1.730	1.686	97,4	713	698	97,8
Amg Energia	570	526	92,4	319	287	90,0
Edison D.G.	1.394	1.288	92,4	1.129	1.012	89,7
Dolomiti Reti	1.457	621	42,6	738	324	43,9
Agsm Distribuzione	943	663	70,3	358	222	62,1
Amga - Azienda Multiservizi	1.559	511	32,8	594	199	33,5
Erogasmet	1.067	1.067	100,0	455	455	100,0
As Retigas	983	343	34,9	1.148	460	40,1
Azienda Municipale Del Gas	453	185	40,8	125	40	32,3
Multiservizi	608	193	31,7	648	294	45,4
Acam Gas	1.123	272	24,3	296	109	37,0
Molteni	356	292	82,0	936	919	98,2
Aemme Linea Distribuzione	782	439	56,2	192	192	100,0
<b>TOTALE</b>	<b>114.316</b>	<b>63.325</b>	<b>55,4</b>	<b>79.720</b>	<b>47.556</b>	<b>59,7</b>

(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: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

TAV. 3.57

Individuazione di dispersioni  
nelle reti delle grandi imprese  
distributrici nel 2011

ESERCENTE	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGH. RETE (km)	LUNGH. RETE ISPEZIO- NATA (km)	NUMERO DISPERSIONI			
				DA RETE ISPEZIO- NATA	PER km DI RETE ISPEZIONATA	SEGNA- LATE DA TERZI	PER km SU SEGNALAZIONE DI TERZI
Società Italiana per Il Gas	9,11	46.910	16.204	1.013	0,06	28.571	0,61
Enel Rete Gas	14,91	32.623	21.564	397	0,02	14.205	0,44
A2A Reti Gas	6,21	7.604	5.368	1.649	0,31	11.263	1,48
Hera	11,97	13.334	9.633	571	0,06	10.255	0,77
G6 Rete Gas	14,96	15.036	8.127	78	0,01	7.585	0,50
Napoletana Gas	6,71	4.986	2.147	95	0,04	7.507	1,51
Toscana Energia	9,80	6.878	3.080	74	0,02	4.247	0,62
2lgas Infrastruttura Italiana Gas	15,11	8.585	4.570	118	0,03	4.316	0,50
Azienda Energia e Servizi	2,80	1.320	422	18	0,04	2.229	1,69
Estra Reti Gas	12,34	5.378	5.197	160	0,03	1.812	0,34
Gas Natural Distribuzione Italia	14,35	6.092	3.135	13	0,00	2.721	0,45
Iren Emilia	14,78	5.851	4.214	77	0,02	3.130	0,53
Ascopiave	19,69	6.658	6.557	145	0,02	1.649	0,25
Genova Reti	5,15	1.687	644	2.511	3,90	2.105	1,25
Acegas – Aps	8,08	2.144	1.859	146	0,08	1.082	0,50
Linea Distribuzione	11,31	2.860	1.728	83	0,05	1.329	0,46
Gelsia Reti	8,29	1.530	1.267	12	0,01	1.104	0,72
Sgr Reti	15,54	2.664	1.275	11	0,01	1.197	0,45
Acsn – Agam Reti Gas Acqua	8,45	1.220	591	8	0,01	540	0,44
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	16,60	2.444	2.384	23	0,01	1.121	0,46
Amg Energia	6,12	889	813	0	-	2.282	2,57
Edison D.G.	17,33	2.524	2.301	100	0,04	1.140	0,45
Dolomiti Reti	15,18	2.194	945	8	0,01	309	0,14
Agsm Distribuzione	9,36	1.301	885	75	0,08	790	0,61
Amga – Azienda Multiservizi	15,59	2.153	710	21	0,03	333	0,15
Erogasmet	11,86	1.522	1.522	61	0,04	1.171	0,77
As Retigas	17,13	2.130	803	4	0,00	808	0,38
Azienda Municipale Del Gas	4,87	578	225	15	0,07	589	1,02
Multiservizi	10,68	1.256	487	4	0,01	956	0,76
Acam Gas	12,88	1.419	382	40	0,10	569	0,40
Molteni	13,81	1.291	1.211	14	0,01	570	0,44
Aemme Linea Distribuzione	9,70	974	631	147	0,23	571	0,59
<b>TOTALE</b>	<b>10,93</b>	<b>194.036</b>	<b>110.881</b>	<b>7.691</b>	<b>0,07</b>	<b>118.056</b>	<b>0,61</b>

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

## TAV. 3.58

Protezione catodica delle  
reti delle grandi imprese  
distributrici nel 2011

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	46.910	35.142	34.861	281	99,2%
Enel Rete Gas	32.623	28.440	28.269	171	99,4%
A2A Reti Gas	7.604	4.259	3.659	600	85,9%
Hera	13.334	11.329	10.706	622	94,5%
G6 Rete Gas	15.036	11.560	11.308	252	97,8%
Napoletana Gas	4.986	3.654	3.513	141	96,1%
Toscana Energia	6.878	5.534	5.276	258	95,3%
2lgas Infrastruttura Italiana Gas	8.585	7.674	7.663	11	99,9%
Azienda Energia e Servizi	1.320	502	494	9	98,2%
Estra Reti Gas	5.378	4.575	4.309	265	94,2%
Gas Natural Distribuzione Italia	6.092	4.890	4.890	-	100,00%
Iren Emilia	5.851	5.591	5.400	192	96,6%
Ascopiave	6.658	6.480	6.480	-	100,0%
Genova Reti	1.687	487	165	323	33,8%
Acegas - Aps	2.144	686	495	191	72,1%
Linea Distribuzione	2.860	2.497	2.329	168	93,3%
Gelsia Reti	1.530	1.498	1.144	354	76,3%
Sgr Reti	2.664	2.633	2.633	-	100,0%
Acsn - Agam Reti Gas Acqua	1.220	1.191	1.191	-	100,0%
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	2.444	2.372	2.372	-	100,0%
Amg Energia	889	313	313	-	100,0%
Edison D.G.	2.524	1.531	1.531	-	100,0%
Dolomiti Reti	2.194	1.990	1.990	-	100,0%
Agsm Distribuzione	1.301	976	944	32	96,8%
Amga - Azienda Multiservizi	2.153	1.727	1.725	2	99,9%
Erogasmet	1.522	1.522	1.522	-	100,0%
As Retigas	2.130	2.002	2.002	-	100,0%
Azienda Municipale Del Gas	578	539	493	47	91,3%
Multiservizi	1.256	1.061	661	400	62,3%
Acam Gas	1.419	1.331	964	367	72,4%
Molteni	1.291	1.288	1.224	64	95,0%
Aemme Linea Distribuzione	974	949	930	19	98,0%
<b>TOTALE</b>	<b>194.036</b>	<b>156.223</b>	<b>151.455</b>	<b>4.768</b>	<b>96,9%</b>

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

## Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

La regolazione della qualità commerciale prevede, fra l'altro, per un insieme di prestazioni commerciali un tempo massimo entro cui la prestazione deve essere erogata e l'eventuale indennizzo automatico che l'impresa deve corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo stabilito dall'Autorità.

L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili alla impresa di distribuzione e per ogni singola prestazione erogata fuori tempo massimo. Generalmente i livelli specifici di qualità commerciale vengono fissati secondo il criterio della tipologia di utenza, attraverso il calibro del gruppo di misura, così come gli indennizzi automatici da corrispondere in caso di mancato rispetto. La disciplina degli indennizzi automatici, prevede l'aumento dell'importo base

in ragione del ritardo nella esecuzione della prestazione, tranne che per la fascia di puntualità, per la quale non è indicata alcuna *escalation*.

La tavola 3.59 contiene l'andamento dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso e il numero di rimborsi effettivamente pagati nell'anno. Il 2011 registra un aumento del 20% circa, rispetto al 2010, dei casi di mancato rispetto e dei rimborsi effettivamente pagati. L'aumento è comunque più contenuto di quello riscontrato nel biennio 2009-2010, pari al 36%.

A fronte di 25.463 casi di mancato rispetto di standard specifici sono stati corrisposti ai clienti finali 23.846 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a € 1.075.415,80.

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	NUMERO DI RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO
<b>CARTA DEI SERVIZI</b>		
1997	14.265	1.237
1998	12.366	707
<b>REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE</b>		
1999	11.212	1.640
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
2011	25.463	23.846

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

### TAV. 3.59

Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Anni 1997-2011; imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali

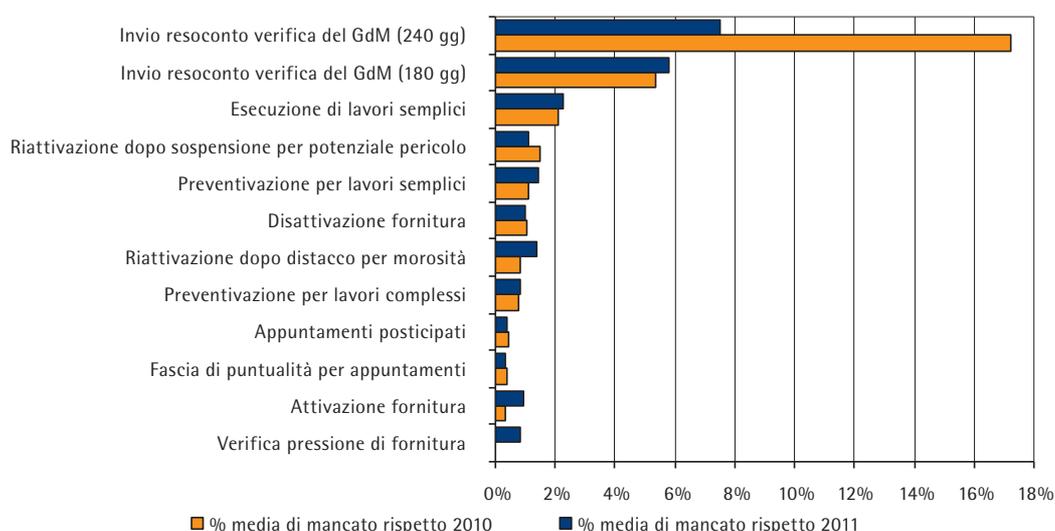
Passando ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.23) si osserva che la percentuale di mancato rispetto della prestazione di invio al venditore del resoconto della verifica del gruppo di misura (7,49%) è in netta diminuzione rispetto a quella rilevata lo scorso anno (17%).

La prestazione relativa alla fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (la più numerosa) registra un mancato rispetto pari allo 0,35%. La meno numerosa, la verifica di pressione di fornitura,

registra un mancato rispetto pari allo 0,83%. Quest'ultimo risulta in netto aumento rispetto a quello registrato nel 2010. Nel 2011 i casi di mancato rispetto della riattivazione in caso di morosità sono aumentati rispetto al 2010, mostrando per il 2011 un valore pari all'1,38%. Anche se i dati, nel loro complesso, evidenziano un tendenziale incremento dei fuori standard, va osservato che rispetto al numero totale di prestazioni erogate, pari a 3.407.365, il numero di fuori standard rilevato è pari a 25.463, ovvero lo 0,75%.

**FIG. 3.23**

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi), anni 2010-2011  
Imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

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. 3.24) è nettamente inferiore allo standard stabilito dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico.

A eccezione delle prestazioni di preventivazione per lavori complessi e di esecuzione di lavori semplici, per le rimanenti prestazioni può essere osservato che i tempi medi si attestano su valori pari a circa la

metà dello standard fissato. Per esempio la verifica della pressione di fornitura viene mediamente erogata in 4,9 giorni lavorativi rispetto ai 10 fissati dalla RQDG.

La prestazione preventivazione esecuzione lavori semplici, viceversa, viene mediamente erogata in 9,1 giorni lavorati rispetto allo standard specifico pari a 10 giorni lavorativi.

Passando alla preventivazione per lavori complessi questa viene erogata in un quarto del tempo fissato, pari a 40 giorni lavorativi.

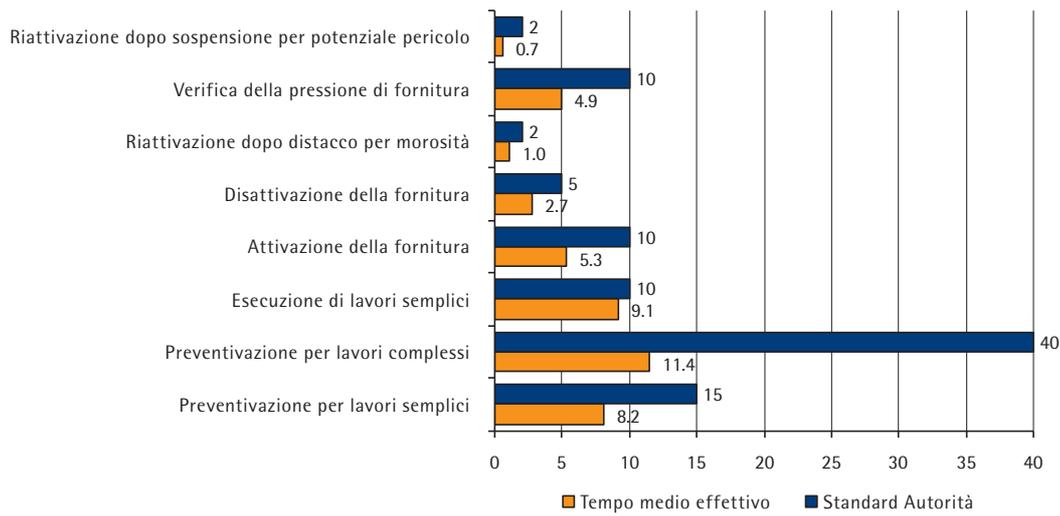


FIG. 3.24

Confronto tra tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino a G6

Anno 2011; distributori con più di 5.000 clienti finali; giorni lavorativi

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

La tavola 3.60 confronta i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6.

Il numero complessivo di prestazioni è in lieve crescita rispetto al 2010. Le prestazioni che aumentano in termini di richieste del cliente sono: la disattivazione della fornitura, la riattivazione in caso di distacco per morosità, gli appuntamenti personalizzati e quelli posticipati. Anche nel 2011 la prestazione più numerosa è quella relativa agli appuntamenti posticipati. Da sola rappresenta il 45% del totale delle prestazioni erogate. Segue l'attivazione della fornitura, che registra il 21%.

Mettendo a confronto i due anni, 2010 e 2011, può essere osservato un generale aumento dei tempi medi effettivi, pur attestandosi su

valori ampiamente al di sotto degli standard fissati. Un incremento si registra per la verifica della pressione di fornitura. A fronte di un numero di richieste diminuito, il tempo registrato passa da 4,1 giorni lavorativi del 2010 a 4,9 del 2011. Anche per l'attivazione della fornitura si rileva un aumento del tempo medio effettivo, che passa da 3,7 giorni lavorativi del 2010 a 5,3 giorni lavorativi del 2011.

La prestazione che determina il maggior numero di indennizzi automatici è l'attivazione della fornitura. Gli indennizzi automatici corrisposti a causa del mancato rispetto dello standard fissato pari a 10 giorni lavorativi, sono quasi raddoppiati se confrontati allo scorso anno (5.986 contro i 2.277 del 2010). Seguono per numerosità gli indennizzi automatici erogati per mancata puntualità agli appuntamenti personalizzati.

**TAV. 3.60**

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6

Anni 2010-2011

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	224.867	5,6	2.249
Preventivazione per lavori complessi	40 giorni lavorativi	7.626	10,8	36
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	168.340	6,4	3.019
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	720.808	3,7	2.277
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	419.831	2,7	3.779
Riattivazione fornitura dopo distacco per morosità	2 giorni feriali	95.151	0,9	706
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	374	4,1	0
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.432.362	-	4.895
Riattivazione della fornitura dopo distacco per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	20.144	0,6	248
Appuntamenti posticipati	2 ore	174.307	-	697
<b>TOTALE 2010</b>		<b>3.263.810</b>	<b>-</b>	<b>17.906</b>
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	214.984	8,2	2.383
Preventivazione per lavori complessi	40 giorni lavorativi	7.338	11,4	32
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	162.883	9,1	3.203
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	697.957	5,3	5.986
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	428.435	2,7	4.189
Riattivazione fornitura dopo distacco per morosità	2 giorni feriali	102.512	1,0	883
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	311	4,9	3
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.487.213	-	5.092
Riattivazione della fornitura dopo distacco per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	17.673	0,7	236
Appuntamenti posticipati	2 ore	193.546	-	696
<b>TOTALE 2011</b>		<b>3.312.852</b>	<b>-</b>	<b>22.703</b>

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Con lo scopo di assicurare la coerenza con le disposizioni previste dal Testo integrato della qualità della vendita, sono stati individuati due standard specifici concernenti la messa a disposizione – da parte dell'impresa distributtrice – 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. La tavola 3.61 riporta i dati

relativi al numero di richieste, al numero di indennizzi corrisposti ai venditori e al relativo ammontare, con riferimento agli anni 2010 e 2011. I dati si riferiscono a tutti i clienti finali alimentati in bassa pressione. Mettendo a confronto i due anni si osserva che il numero complessivo di richieste è aumentato, soprattutto le richieste relative ad altri dati tecnici. Di conseguenza anche gli indennizzi hanno registrato un significativo incremento. Entrambe le prestazioni vengono effettuate con ritardo. In particolare la richiesta dei dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura nel 2011 viene mediamente erogata in 15,6 giorni lavorativi, a fronte di 7,75 giorni lavorativi nel 2010.

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO RICHIESTE	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI	AMMONTARE INDENNIZZI AUTOMATICI	TEMPO MEDIO EFFETTIVO
Richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10	21.976	1.139	65.620,00	7,75
Richiesta di altri dati tecnici	15	13.748	1.517	105.290,00	14,15
<b>TOTALE 2010</b>	-	35.724	2.656	170.910,00	-
Richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10	26.287	4.774	241.023	15,6
Richiesta di altri dati tecnici	15	31.349	5.756	306.203	18,4
<b>TOTALE 2011</b>	-	57.636	10.530	547.226,20	-

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

### TAV. 3.61

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori

Imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali; standard e tempo medio effettivo in giorni lavorativi; ammontare in €

## 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 2010 - 30 settembre 2011, settimo anno di attuazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40/04, il numero degli impianti di utenza nuovi accertati diminuisce rispetto a quelli registrati nell'anno termico precedente (pari a 350.056). Le tavole 3.62

e 3.63 danno conto degli accertamenti effettuati. La prima contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica. La seconda tavola 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.

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 34,8 kW	280.705	4.764	3.953
> 34,8 kW e ≤ 116 kW	41.821	975	757
> 116 kW	4.657	186	149
<b>TOTALE</b>	327.183	5.925	4.859

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

### TAV. 3.62

Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori

Anno termico 2010-2011

**TAV. 3.63**

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

Anno termico 2010-2011

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grandi	260.516	4.265	3.280
Medi	55.065	1.344	1.315
Piccoli	11.602	316	264
<b>TOTALE</b>	<b>327.183</b>	<b>5.925</b>	<b>4.859</b>

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

**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 forniti dai trasportatori di gas naturale si rileva che risultano installati 262 gascromatografi, di cui 215 nei punti di misura dell'area omogenea di prelievo e 47 nei punti di ingresso della rete di trasporto. Relativamente alla proprietà degli apparati i dati comunicati dai trasportatori evidenziano che 179 appartengono alle stesse imprese e 83 appartengono a terzi.

# Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

L'indagine effettuata dall'Istat (vedi l'analogo paragrafo nel Capitolo 2 di questo volume) per l'anno 2011 ha monitorato a livello regionale la soddisfazione dei clienti domestici relativamente ad aspetti oggetto di regolazione<sup>19</sup>.

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'indagine è stata svolta coinvolgendo un campione di circa 24.000 famiglie. Nel 2011 il livello generale di soddisfazione della clientela è ulteriormente diminuito rispetto all'anno precedente (Tav. 3.64). Relativamente alla

differenziazione della soddisfazione dal punto di vista geografico, si può osservare che il grado di soddisfazione del Nordest ha registrato, in assoluto, il valore più basso. Il Sud e le Isole registrano la soddisfazione più alta insieme al Nordovest.

Coerentemente a quanto osservato per la soddisfazione complessiva, anche per i singoli fattori (frequenza della lettura, comprensibilità della bolletta, informazioni sul servizio) va evidenziata una sensibile diminuzione della soddisfazione (Tav. 3.65). In particolare si osserva un minor gradimento rispetto all'anno precedente relativamente al fattore "comprensibilità della bolletta".

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
2011	91,9	87,7	90,5	92,1	92,4	90,8

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2011.

## TAV. 3.64

Soddisfazione complessiva per il servizio gas

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

<sup>19</sup> 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.

**TAV. 3.65**

Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio gas

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

ANNO	FREQUENZA LETTURA	COMPRESIBILITÀ 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
2011	73,7	64,7	65,5	90,8

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2011.

---

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Relazione annuale sullo stato dei servizi  
e sull'attività svolta

---

*Redazione*

Autorità per l'energia elettrica e il gas  
Direzione strategie e studi  
Piazza Cavour, 5 - 20121 Milano  
Tel. 02655651  
e-mail: [info@autorita.energia.it](mailto:info@autorita.energia.it)

Allea S.r.l.

---

*Impaginazione*

Pomilio Blumm S.r.l.

---

*Stampa*

Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato

---





