



Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2013

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 2013

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
<hr/>		
Mercati internazionali dei prodotti energetici		pag. 3
Mercato internazionale del petrolio		pag. 4
Mercato internazionale del gas naturale		pag. 14
Mercato internazionale del carbone		pag. 23
Prezzo delle fonti fossili nel medio termine		pag. 27
<hr/>		
Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione		pag. 30
<hr/>		
Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea		pag. 35
Prezzi dell'energia elettrica		pag. 36
Prezzi del gas		pag. 41
<hr/>		
Domanda e offerta di energia in Italia		pag. 47
<hr/>		
Capitolo 2		
Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico		pag. 52
<hr/>		
Domanda e offerta di energia elettrica nel 2012		pag. 53
<hr/>		
Mercato e concorrenza		pag. 56
Struttura dell'offerta di energia elettrica		pag. 56
Infrastrutture elettriche		pag. 70
Mercato all'ingrosso		pag. 83
Mercati per l'ambiente		pag. 91
Mercato finale della vendita		pag. 94
<hr/>		
Prezzi e tariffe		pag. 115
Tariffe per l'uso delle infrastrutture		pag. 115
Prezzi del mercato al dettaglio		pag. 116
<hr/>		
Qualità del servizio		pag. 126
Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica		pag. 126
Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica		pag. 127
Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica		pag. 137

Capitolo 3		
Struttura, prezzi e qualità nel settore gas		pag. 142
<hr/>		
Domanda e offerta di gas naturale		pag. 143
<hr/>		
Mercato e concorrenza		pag. 147
	Struttura dell'offerta di gas	pag. 147
	Infrastrutture del gas	pag. 156
	Mercato all'ingrosso del gas	pag. 180
	Mercato finale al dettaglio	pag. 190
	Fornitura del GPL e altri gas a mezzo di reti locali	pag. 203
<hr/>		
Prezzi e tariffe		pag. 209
	Tariffe per l'uso delle infrastrutture	pag. 209
	Prezzi del mercato al dettaglio	pag. 214
	Condizioni economiche di riferimento	pag. 217
<hr/>		
Qualità del servizio		pag. 225
	Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale	pag. 225
	Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas	pag. 230
	Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale	pag. 234
	Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas	pag. 239
<hr/>		
Capitolo 4		
Stato dei servizi idrici		pag. 240
<hr/>		
Assetti istituzionali dei servizi idrici		pag. 241
	L'Autorità nel quadro di competenze settoriali	pag. 241
	Assetti istituzionali territoriali e locali	pag. 244
	Caratteristiche dimensionali degli Ambiti territoriali ottimali	pag. 248
<hr/>		
Aspetti tecnici e dimensionali delle gestioni		pag. 251
	Panel delle gestioni di riferimento: dati generali	pag. 251
	Acquedotto	pag. 254
	Fognatura	pag. 256
	Depurazione	pag. 257
	Focus sui consumi di energia elettrica	pag. 258
	Perdite di rete	pag. 260
	Fabbisogno di investimenti nelle infrastrutture idriche	pag. 261
	Evoluzione della domanda di acqua per usi domestici in Italia	pag. 262
<hr/>		
Tariffe applicate e costi riconosciuti		pag. 266
	Entropia della struttura dei corrispettivi	pag. 266
	Attuazione delle regole transitorie sui costi riconosciuti	pag. 269
	Water Outlook to 2050: previsioni internazionali sul trend della domanda idrica	pag. 274

Tav. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale	pag. 3
Tav. 1.2	Domanda mondiale di petrolio dal 2008 al 2012 e previsione per il 2013	pag. 5
Tav. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2008 al 2012 e previsione per il 2013	pag. 6
Tav. 1.4	Produzione trimestrale di greggio OPEC	pag. 7
Tav. 1.5	Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno	pag. 8
Tav. 1.6	Distribuzione mondiale di domanda e di offerta di prodotti della raffinazione nel 2012	pag. 11
Tav. 1.7	Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo dal 2007 al 2012	pag. 14
Tav. 1.8	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE	pag. 15
Tav. 1.9	Consumi di gas naturale nell'Unione europea	pag. 16
Tav. 1.10	Importazioni dei paesi OCSE per area di provenienza	pag. 17
Tav. 1.11	Vendite negli hub europei dal 2008 al 2012	pag. 21
Tav. 1.12	Produzione e consumo mondiale di carbone dal 2007 al 2012	pag. 23
Tav. 1.13	Commercio internazionale di carbone termico dal 2007 al 2012	pag. 25
Tav. 1.14	Produzione di acciaio d'altoforno nei principali paesi produttori	pag. 27
Tav. 1.15	Emissioni effettive e assegnazioni per gli anni 2011-2012 in Italia	pag. 33
Tav. 1.16	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici	pag. 37
Tav. 1.17	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali	pag. 39
Tav. 1.18	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici	pag. 42
Tav. 1.19	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali	pag. 45
Tav. 1.20	Bilancio energetico nazionale nel 2011 e nel 2012	pag. 47
Tav. 1.21	Andamento dei principali indicatori economici ed energetici nazionali dal 2006 al 2012	pag. 49
Tav. 1.22	Valore aggiunto e consumi energetici finali dei settori manifatturieri nel 2000 e nel 2011	pag. 50
Tav. 2.1	Bilancio provvisorio Terna dell'energia elettrica nel 2012	pag. 54
Tav. 2.2	Bilancio dell'energia elettrica 2012	pag. 55
Tav. 2.3	Produzione netta per fonte 2008-2012	pag. 56
Tav. 2.4	Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti	pag. 59
Tav. 2.5	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2012	pag. 60
Tav. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione rinnovabile per fonte nel 2012	pag. 61
Tav. 2.7	Presenza territoriale degli operatori nel 2012	pag. 61
Tav. 2.8	Risultati del Conto energia (dal I al V)	pag. 63
Tav. 2.9	Tariffe incentivanti per gli impianti solari termodinamici (DM 11/04/2008)	pag. 64
Tav. 2.10	Impianti che ricevono l'incentivo della tariffa fissa onnicomprensiva per tipo di fonte rinnovabile	pag. 64
Tav. 2.11	Energia ritirata dal GSE nel periodo 2007-2012	pag. 65
Tav. 2.12	Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti assimilate nel periodo 2007-2012	pag. 65
Tav. 2.13	Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti rinnovabili nel periodo 2007-2012	pag. 65
Tav. 2.14	Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2012	pag. 66
Tav. 2.15	Asset della RTN	pag. 70
Tav. 2.16	Progetti di interconnessione internazionali	pag. 73
Tav. 2.17	Attività dei distributori elettrici dal 2006	pag. 75
Tav. 2.18	Composizione societaria dei distributori al 31 dicembre 2012	pag. 76
Tav. 2.19	Ripartizione delle imprese che distribuiscono energia elettrica per classi di addetti	pag. 77
Tav. 2.20	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2012	pag. 77

Tav. 2.21	Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2012	pag. 78
Tav. 2.22	Distribuzione di energia elettrica per settore di consumo nel 2012	pag. 79
Tav. 2.23	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2012 per classe di potenza e di consumo	pag. 80
Tav. 2.24	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2012 per livello di tensione e di potenza	pag. 81
Tav. 2.25	Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2012	pag. 83
Tav. 2.26	Volumi scambiati sul Mercato a termine nel 2012	pag. 90
Tav. 2.27	Esiti della contrattazione dei certificati verdi nel 2012	pag. 91
Tav. 2.28	Esiti della contrattazione nel mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2012	pag. 94
Tav. 2.29	Imprese di vendita di energia elettrica nel 2012	pag. 94
Tav. 2.30	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente	pag. 95
Tav. 2.31	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2012	pag. 97
Tav. 2.32	Tassi di switching dei clienti finali nel 2012	pag. 98
Tav. 2.33	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente	pag. 98
Tav. 2.34	Servizio di maggior tutela nel 2012 per tipologia di cliente e tariffa applicata	pag. 99
Tav. 2.35	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2012	pag. 100
Tav. 2.36	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2012	pag. 100
Tav. 2.37	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2012	pag. 103
Tav. 2.38	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2012	pag. 104
Tav. 2.39	Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2012	pag. 105
Tav. 2.40	Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2012	pag. 105
Tav. 2.41	Attività dei venditori nel periodo 2000-2012 per classe di vendita	pag. 107
Tav. 2.42	Mercato libero per tipologia di cliente	pag. 108
Tav. 2.43	Mercato libero domestico nel 2012 per classe di consumo	pag. 108
Tav. 2.44	Mercato libero domestico nel 2012 per condizione contrattuale applicata	pag. 109
Tav. 2.45	Mercato libero non domestico nel 2012 per classe di consumo	pag. 109
Tav. 2.46	Mercato libero non domestico nel 2012 per livello di tensione	pag. 110
Tav. 2.47	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero nel 2012	pag. 110
Tav. 2.48	Principali venditori sul mercato libero nel 2012	pag. 111
Tav. 2.49	Ripartizione delle imprese che vendono energia elettrica per classi di addetti	pag. 112
Tav. 2.50	Servizio di salvaguardia nel 2012 per tipologia di cliente	pag. 113
Tav. 2.51	Servizio di salvaguardia nel 2012 per regione	pag. 114
Tav. 2.52	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura	pag. 115
Tav. 2.53	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente	pag. 115
Tav. 2.54	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente	pag. 116
Tav. 2.55	Prezzi medi finali (componente approvvigionamento) nel 2012	pag. 116
Tav. 2.56	Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2012	pag. 117
Tav. 2.57	Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per livello di tensione nel 2012	pag. 117
Tav. 2.58	Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2012	pag. 118

Tav. 2.59	Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2012	pag. 118
Tav. 2.60	Quantità assegnate ai contratti Virtual Power Plant nel 2013	pag. 119
Tav. 2.61	Quantità assegnate ai contratti fisici bilaterali (baseload) nel 2013	pag. 119
Tav. 2.62	Quantità assegnate ai contratti fisici bilaterali (peakload) nel 2013	pag. 120
Tav. 2.63	Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per l'anno 2013	pag. 120
Tav. 2.64	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica	pag. 121
Tav. 2.65	Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2012	pag. 125
Tav. 2.66	Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti	pag. 126
Tav. 2.67	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti	pag. 126
Tav. 2.68	Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN	pag. 127
Tav. 2.69	Durata (minuti persi) delle interruzioni e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per cliente in bassa tensione nel 2012	pag. 131
Tav. 2.70	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione dovute a furti registrate da Enel Distribuzione	pag. 132
Tav. 2.71	Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione	pag. 132
Tav. 2.72	Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati	pag. 133
Tav. 2.73	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. 134
Tav. 2.74	Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	pag. 135
Tav. 2.75	Indicatori relativi ai buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	pag. 135
Tav. 2.76	Standard in vigore sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e media tensione	pag. 136
Tav. 2.77	Indennizzi automatici erogati ai clienti in bassa e media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni	pag. 136
Tav. 2.78	Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici	pag. 136
Tav. 2.79	Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2012	pag. 138
Tav. 2.80	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione (domestici e non domestici) negli anni 2011 e 2012	pag. 140
Tav. 2.81	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori negli anni 2011 e 2012	pag. 141
Tav. 3.1	Bilancio del gas naturale 2012	pag. 144
Tav. 3.2	Produzione di gas naturale in Italia nel 2012	pag. 148
Tav. 3.3	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2012	pag. 151
Tav. 3.4	Gasdotti in progetto	pag. 155
Tav. 3.5	Reti delle società di trasporto nel 2012	pag. 157
Tav. 3.6	Attività di trasporto per regione nel 2012	pag. 158
Tav. 3.7	Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2012-2013	pag. 159
Tav. 3.8	Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2013-2014 al 2018-2019	pag. 160

Tav. 3.9	Concessioni di stoccaggio in Italia	pag. 161
Tav. 3.10	Disponibilità di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2011-2012	pag. 161
Tav. 3.11	Distribuzione dello spazio di stoccaggio negli anni termici 2012-2013 e 2013-2014	pag. 162
Tav. 3.12	Istanze di concessione di stoccaggio al marzo 2013	pag. 164
Tav. 3.13	Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al marzo 2013	pag. 166
Tav. 3.14	Attività dei distributori nel periodo 2006-2012	pag. 169
Tav. 3.15	Attività di distribuzione per regione nel 2012	pag. 170
Tav. 3.16	Livelli di concentrazione nella distribuzione	pag. 171
Tav. 3.17	Composizione societaria dei distributori nel 2012	pag. 172
Tav. 3.18	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2012	pag. 173
Tav. 3.19	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2012	pag. 174
Tav. 3.20	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo	pag. 175
Tav. 3.21	Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2012	pag. 176
Tav. 3.22	Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2012	pag. 177
Tav. 3.23	Dimensione delle imprese che distribuiscono gas naturale per classi di addetti nel 2011	pag. 178
Tav. 3.24	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2012	pag. 178
Tav. 3.25	Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2012	pag. 179
Tav. 3.26	Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2012	pag. 179
Tav. 3.27	Numero di operatori e vendite nel 2012	pag. 180
Tav. 3.28	Mercato all'ingrosso nel periodo 2009-2012	pag. 181
Tav. 3.29	Approvvigionamento dei grossisti nel 2012	pag. 182
Tav. 3.30	Impieghi di gas dei grossisti nel 2012	pag. 182
Tav. 3.31	Vendite dei principali grossisti nel 2012	pag. 183
Tav. 3.32	Attività dei venditori nel periodo 2009-2012	pag. 191
Tav. 3.33	Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2012	pag. 193
Tav. 3.34	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2012	pag. 194
Tav. 3.35	Distribuzione delle imprese che vendono gas naturale per classi di addetti nel 2011	pag. 195
Tav. 3.36	Mercato finale per settore di consumo nel 2012	pag. 196
Tav. 3.37	Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2012	pag. 197
Tav. 3.38	Tassi di switching dei clienti finali nel 2012	pag. 198
Tav. 3.39	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2012	pag. 199
Tav. 3.40	Tassi di switching per regione e per tipologia di clienti nel 2012	pag. 201
Tav. 3.41	Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2012	pag. 202
Tav. 3.42	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	pag. 203
Tav. 3.43	Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	pag. 205
Tav. 3.44	Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2012	pag. 206
Tav. 3.45	Ripartizione delle imprese che distribuiscono gas diversi dal gas naturale per classi di addetti nel 2011	pag. 207
Tav. 3.46	Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2011 e nel 2012	pag. 207
Tav. 3.47	Tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2013	pag. 210
Tav. 3.48	Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali di Panigaglia e Rovigo per il periodo ottobre 2012 - dicembre 2013	pag. 212

Tav. 3.49	Corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio per l'anno 2013	pag. 212
Tav. 3.50	Articolazione della quota fissa $\tau 1$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2013	pag. 213
Tav. 3.51	Articolazione della quota variabile $\tau 3$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2013	pag. 214
Tav. 3.52	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale	pag. 215
Tav. 3.53	Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2012	pag. 217
Tav. 3.54	Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale"	pag. 218
Tav. 3.55	Imposte sul gas	pag. 222
Tav. 3.56	Rete sottoposta a sorveglianza e ispezione nel periodo 2010-2012	pag. 225
Tav. 3.57	Protezione catodica delle reti nel periodo 2010-2012	pag. 225
Tav. 3.58	Emergenze di servizio nel periodo 2010-2012	pag. 226
Tav. 3.59	Interruzioni di servizio con e senza adeguato preavviso nel periodo 2010-2012	pag. 226
Tav. 3.60	Interruzioni di servizio che hanno coinvolto uno stesso punto di riconsegna (PdR) nel periodo 2010-2012	pag. 227
Tav. 3.61	Mancato rispetto dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna (PdR) nel periodo 2010-2012	pag. 227
Tav. 3.62	Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel periodo 2010-2012	pag. 228
Tav. 3.63	Prestazioni non soggette a indennizzo automatico nel periodo 2010-2012	pag. 229
Tav. 3.64	Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate	pag. 231
Tav. 3.65	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi	pag. 232
Tav. 3.66	Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale	pag. 235
Tav. 3.67	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6	pag. 237
Tav. 3.68	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori	pag. 238
Tav. 3.69	Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori	pag. 239
Tav. 3.70	Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori di gas in funzione della dimensione del distributore	pag. 239
Tav. 4.1	Riparto di competenze previsto dalla normativa vigente	pag. 242
Tav. 4.2	Leggi regionali per la riattribuzione delle funzioni delle AATO	pag. 245
Tav. 4.3	Numero e caratteristiche degli ATO	pag. 249
Tav. 4.4	Distribuzione geografica del panel di gestori di riferimento	pag. 252
Tav. 4.5	Statistiche descrittive delle gestioni del panel	pag. 253
Tav. 4.6	Servizio di acquedotto: grandezze tecniche e dimensionali del panel	pag. 255
Tav. 4.7	Servizio di acquedotto: grandezze tecniche e dimensionali del panel, ripartite per regione (valori medi per gestore)	pag. 255
Tav. 4.8	Servizio di fognatura: grandezze tecniche e dimensionali del panel	pag. 256
Tav. 4.9	Servizio di fognatura: grandezze tecniche e dimensionali del panel, ripartite per regione (valori medi per gestore)	pag. 256
Tav. 4.10	Servizio di depurazione: grandezze tecniche e dimensionali del panel	pag. 257
Tav. 4.11	Servizio di depurazione: grandezze tecniche e dimensionali del panel, ripartite per regione (valori medi per gestore)	pag. 258
Tav. 4.12	Consumo di energia elettrica dei gestori del panel, ripartiti per regione (valori assoluti)	pag. 259

Tav. 4.13	Consumo di energia elettrica dei gestori del panel, ripartiti per regione (media per gestore e incidenza del consumo del servizio di depurazione)	pag. 259
Tav. 4.14	Trend dei consumi pro capite nel decennio 2000-2009	pag. 263
Tav. 4.15	Volumi domestici e consumi pro capite nel 2011 (per i gestori del panel in cui il dato è disponibile)	pag. 265
Tav. 4.16	Numerosità degli scaglioni applicati per le quote fisse della tariffa del servizio idrico integrato (usi domestici)	pag. 267
Tav. 4.17	Numerosità degli scaglioni applicati per le quote variabili della tariffa di acquedotto (usi domestici)	pag. 268
Tav. 4.18	Numerosità degli scaglioni applicati alla tariffa dei servizi di fognatura e depurazione (usi domestici)	pag. 268
Tav. 4.19	Struttura dei consumi per scaglioni tariffari (usi domestici)	pag. 269
Tav. 4.20	Elaborazioni tariffarie pervenute per regione (dati riferiti al numero di ATO pre-esistenti)	pag. 271
Tav. 4.21	Elaborazioni tariffarie pervenute per regione (dati riferiti al numero di ATO previsti dalle vigenti leggi regionali)	pag. 272

Indice delle figure

Fig. 1.1	Produzione di petrolio negli Stati Uniti	pag. 7
Fig. 1.2	Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai dal 2008	pag. 9
Fig. 1.3	Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio	pag. 9
Fig. 1.4	Prezzo dei principali prodotti petroliferi al netto delle tasse	pag. 12
Fig. 1.5	Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione	pag. 13
Fig. 1.6	Margine di raffinazione complessivo	pag. 13
Fig. 1.7	Confronto internazionale dei prezzi del gas	pag. 19
Fig. 1.8	Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento	pag. 19
Fig. 1.9	Prezzo alla frontiera per paese importatore	pag. 20
Fig. 1.10	Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere	pag. 20
Fig. 1.11	Prezzo del gas naturale negli hub europei	pag. 21
Fig. 1.12	Prezzi del gas naturale liquefatto nell'area asiatica	pag. 22
Fig. 1.13	Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali	pag. 26
Fig. 1.14	Prezzo dei principali carboni esportati nel mercato Atlantico	pag. 26
Fig. 1.15	Prezzo dei principali carboni esportati nel mercato del Pacifico	pag. 26
Fig. 1.16	Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2012	pag. 32
Fig. 1.17	Andamento dei prezzi spot della CO ₂ nella borsa Bluenext nel 2011-2012	pag. 34
Fig. 1.18	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici	pag. 38
Fig. 1.19	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali paesi europei	pag. 38
Fig. 1.20	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali	pag. 39
Fig. 1.21	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali paesi europei	pag. 41
Fig. 1.22	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici	pag. 43
Fig. 1.23	Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali paesi europei	pag. 43
Fig. 1.24	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali	pag. 46

Fig. 1.25	Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali paesi europei	pag. 46
Fig. 1.26	Intensità energetica del PIL dal 1980	pag. 51
Fig. 1.27	Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1980	pag. 51
Fig. 2.1	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda	pag. 57
Fig. 2.2	Disponibilità di capacità lorda dei maggiori gruppi nel 2012	pag. 58
Fig. 2.3	Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2012	pag. 58
Fig. 2.4	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione di energia elettrica destinata al consumo nel 2012	pag. 59
Fig. 2.5	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti assimilate nel 2012	pag. 67
Fig. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti rinnovabili nel 2012	pag. 67
Fig. 2.7	Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2011 e nel 2012	pag. 68
Fig. 2.8	Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2011 e nel 2012	pag. 69
Fig. 2.9	Composizione della domanda di energia elettrica nel 2012	pag. 84
Fig. 2.10	Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2012	pag. 85
Fig. 2.11	Andamento del Prezzo unico nazionale e volumi scambiati nel 2011 e nel 2012	pag. 86
Fig. 2.12	Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2012	pag. 86
Fig. 2.13	Valori dell'indice HHI nel 2012	pag. 87
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. 88
Fig. 2.15	Andamento dei prezzi e delle quantità sul Mercato infragiornaliero nel 2012	pag. 88
Fig. 2.16	Quantità sul Mercato del servizio di dispacciamento ex ante nel 2012	pag. 89
Fig. 2.17	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2012	pag. 90
Fig. 2.18	Vendite al mercato finale nel 2012 per regione	pag. 96
Fig. 2.19	Vendite al mercato finale nel 2012 per regione e per tipologia di mercato	pag. 96
Fig. 2.20	Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2012	pag. 102
Fig. 2.21	Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2012	pag. 104
Fig. 2.22	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi quattro anni	pag. 122
Fig. 2.23	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei	pag. 122
Fig. 2.24	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. 123
Fig. 2.25	Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW	pag. 124
Fig. 2.26	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione	pag. 128
Fig. 2.27	Durata (minuti persi) delle interruzioni per utente in bassa tensione per regione	pag. 128
Fig. 2.28	Durata (minuti persi) delle interruzioni eccezionali in periodi di condizioni perturbate per utente in bassa tensione registrate da Enel Distribuzione	pag. 129
Fig. 2.29	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	pag. 129
Fig. 2.30	Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	pag. 129
Fig. 2.31	Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione	pag. 130
Fig. 2.32	Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	pag. 130
Fig. 2.33	Percentuale di utenti peggio serviti rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2012	pag. 133

Fig. 2.34	Utenti in media tensione con impianti adeguati	pag. 134
Fig. 2.35	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale per gli utenti in bassa tensione domestici e non domestici	pag. 139
Fig. 2.36	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in bassa tensione domestici e non domestici nel 2012	pag. 139
Fig. 3.1	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980	pag. 147
Fig. 3.2	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2012	pag. 148
Fig. 3.3	Immissioni in rete nel 2011 e nel 2012	pag. 149
Fig. 3.4	Importazioni lorde di gas nel 2012 secondo il punto di entrata	pag. 150
Fig. 3.5	Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2012, secondo la durata intera	pag. 152
Fig. 3.6	Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2012, secondo la durata residua	pag. 152
Fig. 3.7	Utenti del PSV dal 2008	pag. 185
Fig. 3.8	Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale	pag. 186
Fig. 3.9	Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale	pag. 186
Fig. 3.10	Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero e PSV	pag. 187
Fig. 3.11	Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sul MGP-GAS e volumi scambiati sul MGP-GAS	pag. 189
Fig. 3.12	Prezzi e volumi sul MI-GAS	pag. 189
Fig. 3.13	Prezzi e volumi su PB-GAS	pag. 190
Fig. 3.14	Variazioni del mercato finale del gas naturale	pag. 196
Fig. 3.15	Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2012	pag. 200
Fig. 3.16	Inflazione generale e dei beni energetici a confronto dal 2008 al 2012	pag. 219
Fig. 3.17	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei	pag. 220
Fig. 3.18	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	pag. 220
Fig. 3.19	Composizione percentuale all'1 aprile 2013 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	pag. 221
Fig. 3.20	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	pag. 224
Fig. 3.21	Composizione percentuale all'1 aprile 2013 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	pag. 224
Fig. 3.22	Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2012	pag. 230
Fig. 3.23	Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2012	pag. 231
Fig. 3.24	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti	pag. 233
Fig. 3.25	Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti	pag. 233
Fig. 3.26	Percentuale di sostituzione della rete in ghisa con giunto canapa e piombo	pag. 234
Fig. 3.27	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi)	pag. 236
Fig. 3.28	Confronto tra tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino a G6	pag. 236
Fig. 4.1	Confronto, per popolazione servita, tra vecchi e nuovi bacini di domanda	pag. 250
Fig. 4.2	Confronto, per estensione territoriale, tra vecchi e nuovi bacini di domanda	pag. 250
Fig. 4.3	Gestori del panel per classi di popolazione residente servita	pag. 253
Fig. 4.4	Gestori del panel per classi di comuni serviti	pag. 254
Fig. 4.5	Investimenti per la gestione delle acque reflue e delle risorse idriche	pag. 262
Fig. 4.6	Dinamica dei consumi domestici per area geografica	pag. 264

Fig. 4.7	Variazione dei consumi pro capite tra il 2000 e il 2009	pag. 264
Fig. 4.8	Consumo pro capite nel 2011 per area geografica	pag. 265
Fig. 4.9	Elaborazioni tariffarie pervenute e proposte tariffarie approvate dagli Enti di ambito	pag. 273
Fig. 4.10	Domanda globale di acqua: scenari base, 2000 e 2050	pag. 274
Fig. 4.11	Variazione della domanda di acqua tra il 2000 e il 2050 per tipologia di impiego	pag. 275
Fig. 4.12	Domanda di acqua per usi nei paesi OECD di responsabilità delle imprese distributrici	pag. 275

1.

Contesto
internazionale
e nazionale

Mercati internazionali dei prodotti energetici

Economia internazionale

Il tasso di crescita dell'economia mondiale ha subito un nuovo calo nel corso del 2012, sebbene inferiore rispetto all'anno precedente e con notevoli differenze tra le grandi aree mondiali (Tav. 1.1). Nelle economie avanzate, una ripresa si è vista negli Stati Uniti, sostenuta dal risveglio della domanda interna, nonostante la

stretta fiscale, e soprattutto in Giappone, stimolata da decise politiche monetarie e fiscali dopo molti anni di deflazione e bassa crescita. Per contro, l'Unione europea nel suo insieme ha visto una significativa decrescita dell'attività economica. La crisi dell'euro, acuita lungo la prima metà del 2012 e tutt'ora irrisolta, ha complicato la ripresa, drenando liquidità dai paesi più deboli dell'area e riducendo ulteriormente le loro capacità di crescita.

AGGREGATO MONDIALE	2008	2009	2010	2011	2012	PREVISIONE OTT. 2012		PREVISIONE APR. 2013	
						2013	2014	2013	2014
Mondo	2,8	-0,6	5,2	4,0	3,2	3,6	4,1	3,3	4,0
Economie avanzate	0,1	-3,5	3,0	1,6	1,2	1,5	2,3	1,2	2,2
Stati Uniti	-0,3	-3,1	2,4	1,8	2,2	2,1	2,9	1,9	3,0
Unione europea	0,5	-4,2	2,0	1,6	-0,2	0,5	1,5	0,0	1,3
Giappone	-1,0	-5,5	4,7	-0,6	2,0	1,2	1,1	1,6	1,4
Comunità Stati indipendenti	5,3	-6,4	4,9	4,8	3,4	4,1	4,2	3,4	4,0
Paesi asiatici in via di sviluppo	7,9	6,9	10,0	8,1	6,6	7,2	7,5	7,1	7,3
Cina	9,6	9,2	10,4	9,3	7,8	8,2	8,5	8,0	8,2
India	6,2	5,0	11,2	7,7	4,0	6,0	6,4	5,7	6,2
Asean-5	4,8	1,7	7,0	4,5	6,1	5,8	5,7	5,9	5,5
America Latina e Caraibi	4,2	-1,5	6,1	4,6	3,0	3,9	4,1	3,4	3,9
Medio Oriente e Nord Africa	5,2	3,0	5,5	4,0	4,8	3,6	3,8	3,1	3,7
Africa sub sahariana	5,6	2,7	5,4	5,3	4,8	5,7	5,5	5,6	6,1

Fonte: FMI, *World Economic Outlook Database*, ottobre 2012 e aprile 2013.

TAV. 1.1

Tassi di crescita dell'economia mondiale

Valori percentuali

I principali fattori che frenano la crescita nelle economie avanzate, soprattutto nei paesi europei, sono l'elevato e crescente debito sovrano e regimi finanziari ancora inefficaci rispetto alle esigenze di sviluppo. Lo sforzo di molti governi di ridurre il deficit di bilancio e il debito pubblico gravano sulla domanda con effetti che inevitabilmente impattano sulla crescita. Le banche sono ancora deboli e la bassa crescita dell'economia aggrava ulteriormente la loro capacità di introdurre liquidità nel sistema e pertanto di aiutare la crescita, in una spirale negativa di cui non si vede ancora la fine. La bassa crescita e l'incertezza nelle economie avanzate condizionano pesantemente le economie dei paesi emergenti e in via di sviluppo attraverso il commercio internazionale e i canali finanziari, aggravando ulteriormente i problemi di origine interna

di molti tra questi paesi. Nel gruppo dei paesi asiatici in via di sviluppo, escludendo il focolaio di ripresa nei paesi dell'ASEAN-5, vi è stato un significativo calo della crescita delle economie maggiori, in Cina e soprattutto in India, che ha visto una crescita quasi dimezzata rispetto al 2010. Una significativa crescita si è verificata nel Medio Oriente, per effetto del rimbalzo dal crollo del 2011 in concomitanza con le primavere arabe, ma anche aiutata dalle entrate petrolifere ai massimi livelli.

Una nota positiva riguarda l'attenuazione nel calo delle aspettative per una ripresa nel 2013-2014. Sebbene le previsioni della crescita economica effettuate dal Fondo monetario internazionale (FMI) siano continuate a calare tra ottobre 2012 e aprile 2013 per quasi tutte le aree mondiali, il calo è generalmente contenuto.

Mercato internazionale del petrolio

Domanda di petrolio

Nel 2012, nonostante il deludente andamento dell'economia, il consumo mondiale di petrolio ha continuato a crescere a tassi significativi, semmai in leggero aumento rispetto agli anni precedenti: 1,1% nel 2012 contro lo 0,8% medio annuo nel periodo 2008-2011 (Tav. 1.2). In termini assoluti l'incremento è stato di 1,0 milioni di barili/giorno nel 2012 contro 0,7 milioni di barili/giorno nel 2011. Tuttavia, tale andamento si scompone in un calo della domanda, pari a 0,4 milioni di barili/giorno nelle economie avanzate dei paesi OCSE, e in un aumento di 1,4 milioni di barili/giorno nelle economie prevalentemente emergenti e in via di sviluppo dei paesi non OCSE nel loro insieme. Mentre l'incremento nel 2012 è stato sostanzialmente simile in tutte le aree non OCSE (tra il 3 e il 4%), nei paesi OCSE è evidente una importante divaricazione tra l'area del Pacifico, caratterizzata da

un'importante crescita dei consumi (4,4%), quella del Nord America da un calo contenuto (-1,0%) e quella dell'Europa, contraddistinta da un vero e proprio crollo (-3,4%).

L'andamento nel 2012 e le previsioni dell'Agenzia internazionale dell'energia (AIE) per il 2013 si inseriscono nella tendenza storica di lungo periodo che ha visto un costante aumento dei consumi di petrolio nei paesi non OCSE, a fronte di un continuo calo nei paesi OCSE nel loro insieme. Solo negli ultimi cinque anni i consumi dei paesi OCSE sono calati di 1,6 milioni di barili/giorno, contro un incremento nei paesi non OCSE non OPEC di 4,9 milioni di barili/giorno. Tale andamento ha già portato a una sostanziale equivalenza dei consumi di queste due aree ed è destinato a continuare nel futuro in concomitanza, da una parte, con la crescita economica più veloce dei paesi emergenti e in via di sviluppo e, dall'altra, con il risparmio e la sostituzione con altre fonti di energia nei paesi a economia avanzata.

TAV. 1.2

Domanda mondiale di petrolio dal 2008 al 2012 e previsione per il 2013

Milioni di barili/giorno

	2008	2009	2010	2011	2012	PREVISIONE 2013
Paesi OCSE	47,6	46,3	46,9	46,4	46,0	45,6
Nord America	24,2	23,7	24,1	24,0	23,8	23,8
Europa	15,4	14,7	14,7	14,3	13,8	13,5
Pacifico	8,1	8,0	8,1	8,1	8,5	8,3
Paesi non OCSE e non OPEC	38,9	39,1	41,2	42,4	43,8	45,1
Russia e altri paesi ex URSS	4,2	4,0	4,2	4,4	4,6	4,7
Europa	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Cina	7,7	7,9	8,8	9,2	9,6	10,0
Resto Asia	9,7	10,3	10,9	11,0	11,4	11,6
America Latina	6,0	5,7	6,0	6,3	6,5	6,7
Medio Oriente	7,3	7,1	7,3	7,4	7,6	7,8
Africa	3,3	3,4	3,3	3,3	3,4	3,5
Totale mondo	86,6	85,4	88,1	88,8	89,8	90,7

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2013.

Offerta di petrolio

Dai dati riportati nella tavola 1.3 si riconoscono significativi mutamenti nell'offerta mondiale di petrolio provocati dal forte incremento della produzione nordamericana, basata essenzialmente sull'olio da scisti bituminosi. Nei due decenni trascorsi tra il 1990 e il 2010, la produzione nordamericana era rimasta essenzialmente stabile, oscillando attorno a una media di 13,8 milioni di barili/giorno, che però nascondeva un calo ininterrotto negli Stati Uniti fino al 2008 e dal 2004 anche in Messico. Dal 2009 la produzione negli Stati Uniti ha ripreso a crescere, tornando ai valori dei primi anni Duemila già nel 2011 e dei primi anni Novanta nel 2012.

L'incremento della produzione di petrolio da scisti bituminosi negli Stati Uniti e in Canada sta avendo effetti in prospettiva travolgenti

sull'equilibrio tra domanda e offerta a livello mondiale e sul commercio internazionale. Come si evince dalla tavola 1.3, se si escludono l'aumento della produzione di greggio in Nord America e il limitato calo in Europa e in Africa, la produzione nei paesi non OPEC è rimasta praticamente invariata dal 2010. In assenza del forte impulso della produzione nordamericana, l'aumento della domanda mondiale, essenzialmente asiatica, avrebbe inciso in modo apprezzabile sulla capacità produttiva dell'OPEC, già impegnata a colmare la mancata produzione iraniana e nigeriana. In particolare, la continuazione del calo storico della produzione americana (Fig. 1.1) avrebbe portato a un deficit di offerta nel Nord America di circa 1,8 milioni di barili/giorno nel 2012, che avrebbe dovuto essere colmato presumibilmente dalla capacità di riserva dell'OPEC, riducendo questa da 4,2 milioni di barili/giorno a 2,4 milioni di barili/giorno, con maggiori rischi di aumenti di prezzo.

TAV. 1.3

Produzione mondiale di petrolio dal 2008 al 2012 e previsione per il 2013
Milioni di barili/giorno

	2008	2009	2010	2011	2012	PREVISIONE 2013
Paesi OCSE	18,8	18,8	18,9	18,9	19,8	20,6
Nord America	13,3	13,6	14,1	14,6	15,8	16,8
Europa	4,8	4,5	4,1	3,8	3,5	3,2
Pacifico	0,6	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5
Paesi non OCSE e non OPEC	28,4	29,1	29,8	29,9	29,5	29,6
Russia e altri paesi ex URSS	12,8	13,3	13,5	13,6	13,7	13,6
Paesi europei non membri OCSE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	3,8	3,9	4,1	4,1	4,2	4,2
Resto Asia	3,7	3,6	3,7	3,6	3,6	3,5
America Latina	3,7	3,9	4,1	4,2	4,2	4,3
Medio Oriente	1,7	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5
Africa	2,6	2,6	2,5	2,6	2,3	2,4
Altro non OPEC	3,5	3,6	3,9	4,0	4,0	4,2
Miglioramenti di raffinazione	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,2
Biocarburanti ^(A)	1,4	1,6	1,8	1,9	1,9	2,0
Totale non OPEC	50,6	51,5	52,6	52,8	53,4	54,4
Totale OPEC ^(B)	36,1	34,1	34,8	35,7	37,5	36,3
Greggio	31,6	29,1	29,5	29,9	31,4	29,8
Gas liquidi	4,5	4,9	5,3	5,8	6,2	6,4
Totale mondo	86,7	85,6	87,4	88,4	90,9	90,7
Variatione scorte ^(C)	0,2	0,0	-0,9	-0,4	1,0	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.

Produzione OPEC

L'aumento delle scorte di petrolio a 1,0 milioni di barili/giorno a fine 2012 riflette più l'incremento della produzione nordamericana che la scarsa crescita dell'economia mondiale ed è causato essenzialmente da un eccesso di offerta dei paesi OPEC, che hanno incrementato la loro produzione di greggio di 1,5 milioni di barili/giorno rispetto al 2011 e ad aumenti molto più contenuti negli anni precedenti. Come si evince dalla tavola 1.4, la maggior

parte di questo incremento si è avuto nella prima metà del 2012 sulla scia di un discreto ottimismo per la crescita dell'economia mondiale.

Con la flessione delle prospettive economiche, la produzione è calata apprezzabilmente nel terzo e nel quarto trimestre, quando normalmente tende ad aumentare, e ha continuato a scendere anche nel primo trimestre del 2013 a livelli non molto superiori a quelli del 2011.

La gestione della produzione OPEC è stata complicata anche

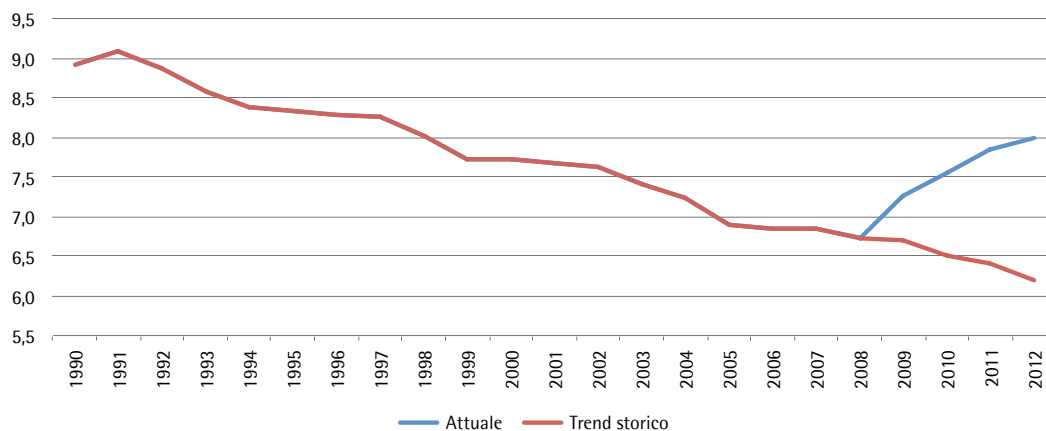


FIG. 1.1

Produzione di petrolio negli Stati Uniti

Milioni di barili/giorno

Fonte: Elaborazione AEEG su dati BP, *Review of World Energy*, 2012.

dall'incertezza del quadro geopolitico mediorientale, soprattutto riferito all'embargo iraniano. La produzione iraniana aveva iniziato a scendere già nella seconda metà del 2011 con le misure finanziarie e commerciali varate dal governo americano e, con

l'inasprirsi delle condizioni e l'entrata in vigore dei vincoli europei, aveva continuato a calare durante tutto il 2012 e nel primo trimestre del 2013, quando risultava ridotta di quasi 1,0 milioni di barili/giorno rispetto a due anni prima.

	2011					2012					2013
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA	I
Algeria	1,27	1,27	1,28	1,29	1,28	1,16	1,16	1,18	1,16	1,17	1,15
Angola	1,64	1,55	1,69	1,72	1,65	1,71	1,74	1,72	1,74	1,73	1,76
Ecuador	0,49	0,50	0,49	0,49	0,50	0,48	0,48	0,49	0,50	0,49	0,50
Iran	3,63	3,62	3,53	3,51	3,57	3,32	3,27	2,79	2,71	3,02	2,68
Iraq	2,37	2,45	2,56	2,64	2,51	2,72	2,75	2,77	2,77	2,75	2,81
Kuwait	2,65	2,67	2,68	2,69	2,67	2,70	2,92	3,07	3,13	2,96	3,01
Libia	1,14	0,13	0,05	0,55	0,47	1,25	1,41	1,42	1,42	1,38	1,38
Nigeria	2,14	2,27	2,25	2,06	2,18	2,06	2,16	2,17	1,99	2,10	1,98
Qatar	0,82	0,81	0,82	0,82	0,82	0,81	0,74	0,75	0,73	0,76	0,74
Arabia Saudita	8,87	9,20	9,63	9,68	9,35	9,95	10,08	9,90	9,65	9,90	9,27
Emirati Arabi Uniti	2,48	2,48	2,53	2,54	2,51	2,61	2,65	2,69	2,67	2,65	2,67
Venezuela	2,30	2,52	2,51	2,53	2,46	2,46	2,50	2,52	2,48	2,49	2,50
TOTALE	29,80	29,46	30,02	30,51	29,95	31,24	31,86	31,48	30,95	31,38	30,45

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2013.

TAV. 1.4

Produzione trimestrale di greggio OPEC

Milioni di barili/giorno

TAV. 1.5

Produzione sostenibile
e capacità di riserva
riferite a fine anno
Milioni di barili/giorno

	PRODUZIONE SOSTENIBILE				CAPACITÀ DI RISERVA			
	2010	2011	2012	2013 ^(A)	2010	2011	2012	2013 ^(A)
Algeria	1,35	1,30	1,19	1,19	0,08	0,01	0,01	0,05
Angola	2,04	1,90	1,89	1,82	0,42	0,15	0,16	0,05
Ecuador	0,50	0,51	0,52	0,52	0,02	0,03	0,02	0,02
Iran	3,87	3,51	3,03	3,01	0,19	0,06	0,33	0,33
Iraq	2,50	3,21	3,30	3,31	0,06	0,52	0,33	0,35
Kuwait	2,62	2,84	2,86	2,92	0,30	0,24	0,08	0,08
Libia	1,67	0,75	1,58	1,58	0,11	0,00	0,18	0,22
Nigeria	2,69	2,48	2,49	2,48	0,41	0,42	0,39	0,53
Qatar	1,01	0,90	0,74	0,75	0,19	0,08	0,00	0,01
Arabia Saudita	12,07	12,00	11,80	12,00	3,47	2,15	2,44	2,70
Emirati Arabi Uniti	2,70	2,74	2,80	3,02	0,38	0,16	0,12	0,32
Venezuela	2,71	2,55	2,60	2,65	0,51	0,05	0,10	0,15
TOTALE	35,73	34,69	34,80	35,25	6,14	3,87	4,16	4,81

(A) Per il 2013 riferite alla fine del primo trimestre.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2013.

Dalla tavola 1.5 si desume che l'OPEC non dovrebbe avere alcun problema a coprire il deficit mondiale tra domanda e offerta nel 2013 e anche negli anni successivi, considerando la prevista crescita della produzione irachena. È tuttavia significativa per i suoi risvolti geopolitici la forte disparità nelle capacità di riserva tra i diversi paesi (Tav. 1.5), con l'Arabia Saudita che dispone oggi di quasi il 60% di questa, mentre nessuno degli altri paesi ne detiene oltre il 7%.

Prezzo del Brent

Il prezzo medio del Brent nel 2012 è stato praticamente identico a quello verificato nel 2011 (111,6 contro 111,3 \$/barile), come anche molto simile è lo scarto tra valore minimo e massimo rispetto alla media: 27% nel 2012 contro 24% nel 2011. Il 2012 si distingue invece per l'andamento del prezzo insolitamente altalenante (Fig. 1.2). Tra gennaio e aprile del 2011 il prezzo è aumentato da 96,5 \$/barile fino a raggiungere un picco di 123,5 \$/barile come media del mese di aprile, per poi scendere lentamente durante il resto dell'anno fino a 107,9 \$/barile nel mese di dicembre.

Per contro, nel 2012, dopo un primo aumento da 110,5 \$/barile come media di gennaio al picco di 125,3 \$/barile in marzo, il prezzo è crollato a 95,1 \$/barile al minimo di giugno, per poi risalire

a 113,4 \$/barile in agosto, dopo di che ha ripreso a scendere a 109,4 \$/barile prima di risalire ancora a 116,3 \$/barile come media del mese di febbraio 2013. Ha contribuito a determinare questo andamento il concorso di diversi fattori con effetti contrastanti, tra cui i più importanti sono stati: le sanzioni americane ed europee applicate all'Iran, la bassa crescita dell'economia mondiale, la crisi dell'euro.

Il 2012 si apre con le tensioni create dalle sanzioni applicate dagli Stati Uniti e dall'Unione europea, tese a limitare le esportazioni di petrolio iraniano, e con le minacce di ritorsione, da parte di Teheran, di chiudere lo Stretto di Hormuz. Hanno contribuito a spingere le quotazioni in alto anche le interruzioni per avarie, riparazioni e manutenzione non pianificate della produzione nel Mare del Nord e in Canada, oltre al freddo invernale. L'escalation dei prezzi si è affievolita a partire da aprile, con la conferma delle prospettive economiche più deboli delle attese e un verosimile allentamento delle tensioni tra l'Iran e la comunità internazionale. Il crollo del prezzo nei mesi di maggio e giugno è spiegato dai dati economici deludenti provenienti da Stati Uniti ed Europa, dalle preoccupazioni per la crescita economica cinese, dal peggioramento della crisi dell'euro, nonché dalle scorte crescenti di greggio e derivati a livello mondiale.

Il prezzo lievita di nuovo tra luglio e agosto, dopo l'entrata in

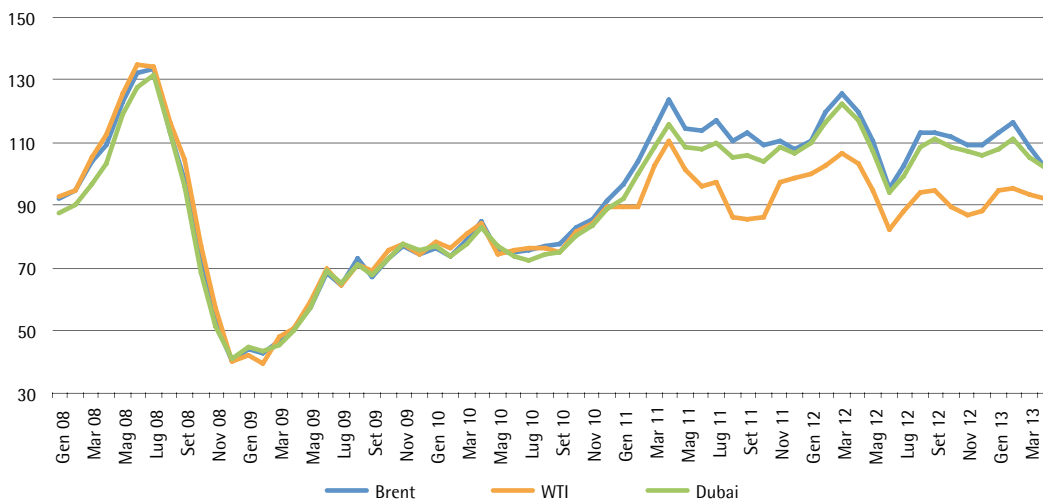


FIG. 1.2

Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai dal 2008
\$/barile

Fonte: Bloomberg e ICIS LOR.

vigore dell'embargo europeo sul greggio iraniano, guidato dal greggio Ural, sostituito per il greggio iraniano in Europa. Verso la fine dell'anno i prezzi calano sulla scia del crescente pessimismo sull'andamento dell'economia mondiale e le preoccupazioni per il cosiddetto *fiscal cliff* o baratro fiscale negli Stati Uniti che insieme hanno l'effetto di oscurare i rischi politici in Israele, Gaza, Siria e Iran. Il prezzo riprende a crescere in gennaio e in febbraio del 2013, sostenuto da segnali economici positivi dalla Cina e dagli

Stati Uniti, ma anche dalle preoccupazioni geopolitiche scatenate dall'attacco terrorista a In Amenas in Algeria e dalla retorica ostile in Iran. Nella figura 1.3 sono riportati l'andamento del prezzo del Brent in euro per il periodo 2008-2013 e il tasso di cambio euro/dollaro nel medesimo periodo. Il deprezzamento dell'euro sul dollaro rispetto ai valori del 2008 contribuisce ulteriormente a far sì che il prezzo del petrolio in euro in Europa raggiunga, nel 2012, valori medi annui particolarmente elevati, mai toccati finora.

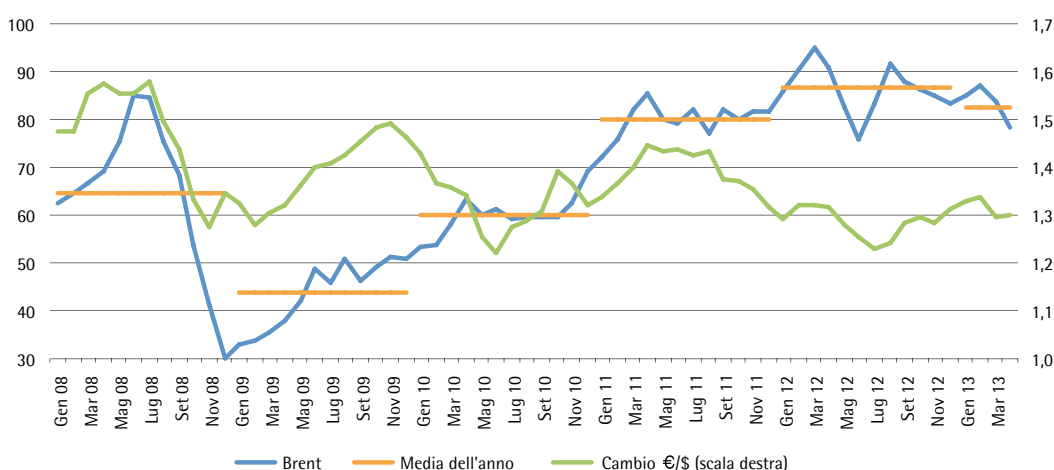


FIG. 1.3

Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio
€/barile

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

1 Il tracollo economico provocato da un consistente aumento delle tasse e al contempo da un drastico abbassamento dei consumi.

Confronto con i benchmark WTI e Dubai

La figura 1.2 riporta per confronto l'andamento dei greggi West Texas Intermediate (WTI) e Dubai che, con il Brent, fungono da indicatori del prezzo del greggio per oltre il 90% dei quantitativi di petrolio immessi nel commercio internazionale.

Sia il Brent sia il WTI sono greggi leggeri e a basso contenuto di zolfo e sono pregiati per la raffinazione delle frazioni leggere e intermedie (benzine e gasolio). Storicamente il prezzo del greggio WTI era maggiore di quello del Brent per via della migliore qualità in termini di densità e tenore di zolfo. Peraltro, con l'impovertimento dei giacimenti è stato necessario aggregare al Brent altri tre greggi del Mare del Nord (Forties, Oseberg ed Ekofisk), tutti di qualità inferiore al Brent, aumentando ancora il premio del WTI sul Brent². Tuttavia, il WTI non ha sbocchi diretti sul mare, mentre i greggi del Brent sono prodotti da giacimenti in mare e hanno costi di trasporto contenuti rispetto al WTI. Il Brent pertanto serve oggi come *benchmark* per due terzi del commercio internazionale di greggio.

A partire dal 2010, con l'arrivo di nuovi quantitativi di greggio dagli Stati americani del Nord e dal Canada, i costi di trasferimento del WTI sono cresciuti in modo sempre più insistente, portando alla saturazione delle capacità del centro di raccolta, deposito e smistamento di Cushing nell'Oklahoma. Il differenziale leggermente positivo (dell'ordine di qualche \$/barile) a favore del WTI si è tramutato in un forte stacco negativo che ha superato i 25 \$/barile in diversi giorni del 2011. La situazione è un pò migliorata nel 2012 con il potenziamento del trasporto via acqua e camion, ma rimarrà critica fino a quando non sarà rimosso il collo di bottiglia a Cushing mediante la costruzione dell'oleodotto Keystone XL, di difficile attuazione almeno in tempi brevi, in quanto duramente contestato dagli ambientalisti in relazione allo sfruttamento delle sabbie bituminose del Canada.

Il greggio Dubai è meno pregiato del Brent e del WTI, avendo densità e tenore di zolfo maggiori³, e questo spiega il differenziale generalmente negativo rispetto al Brent. Il Dubai svolge comunque un ruolo importante per l'apprezzamento del greggio diretto verso i paesi asiatici, dove è maggiore la domanda di

derivati medi e pesanti (diesel e olio combustibile) e dove sono attualmente meno severi i limiti ambientali sul tenore di zolfo. I raffinatori del Medio Oriente usano il prezzo *spot* del greggio Dubai per le esportazioni di derivati del petrolio verso i mercati asiatici e il prezzo *spot* del Brent per le esportazioni verso il bacino atlantico. Nel corso del 2011, il differenziale di prezzo a favore del Brent è stato mediamente di 5,3 \$/barile, ma si è ridotto in modo consistente nel 2012 (3,4 \$/barile), complice la debole domanda interna europea rispetto a quella asiatica. La produzione del Dubai è molto calata negli ultimi anni e sta diventando problematico l'utilizzo di questo greggio come *benchmark*. È in corso una sua sostituzione con il greggio Oman di qualità non molto dissimile e disponibile in quantità molto maggiore.

Prezzo dei prodotti

Come già rimarcato in precedenti edizioni della *Relazione Annuale*, l'andamento dei prezzi dei derivati del petrolio nelle diverse aree mondiali si discosta anche notevolmente da quello dei greggi sottostanti per via dell'intreccio tra fattori che operano in diversi momenti e con diversa intensità e che riguardano in prevalenza la domanda locale e internazionale, l'offerta dei diversi greggi sul mercato, la struttura e lo stato della raffinazione.

La tavola 1.6, che confronta la domanda di prodotti petroliferi nelle diverse aree mondiali con la produzione delle raffinerie, evidenzia il forte potenziale del commercio internazionale dei prodotti della raffinazione, determinato sia dalla domanda e dall'offerta dei prodotti, sia dai loro prezzi.

L'andamento dei prezzi nel 2012 e nei primi mesi del 2013, se da una parte riflette l'inevitabile relazione con il prezzo del greggio, dall'altra conferma un apprezzabile differenziale tra le principali aree di consumo e tra i principali prodotti (Fig. 1.4). La bassa crescita dell'economia nella maggior parte dei paesi OCSE e le difficili condizioni di sviluppo dell'area euro, a fronte di una domanda relativamente sostenuta nei paesi emergenti e in via di sviluppo, hanno spinto i consumi e il commercio internazionale di prodotti destinati all'industria (olio combustibile) più che la benzina e il gasolio per motori.

² La miscela è nota in gergo come BFOE dalla prima lettera dei quattro greggi, ma continua a essere più comunemente usato il nome Brent.

³ Il Dubai ha mediamente grado API 31,0 e 2,1% di zolfo. Per confronto, il Brent ha grado API 38,1 e 0,37% di zolfo; il WTI grado API 39,6 e 0,24% di zolfo.

TAV. 1.6

Distribuzione mondiale di domanda e di offerta di prodotti della raffinazione nel 2012

Valori percentuali

	PAESI OCSE			PAESI NON OCSE	TOTALE MONDO
	Nord America	Europa	Pacifico		
Distillati leggeri	46,0	22,0	36,8	27,7	32,2
Distillati medi	28,5	49,1	31,4	36,3	36,2
Olio combustibile	3,7	9,0	12,4	14,4	10,4
Altri prodotti	21,8	20,0	19,5	21,6	21,3
TOTALE DOMANDA	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Distillati leggeri	50,5	29,9	31,7	24,3	32,2
Distillati medi	35,1	50,4	51,8	29,5	36,2
Olio combustibile	5,4	12,7	11,9	11,7	10,4
Altri prodotti	9,1	7,0	4,5	34,4	21,3
TOTALE OFFERTA	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: AIE, *Oil Market Report*.

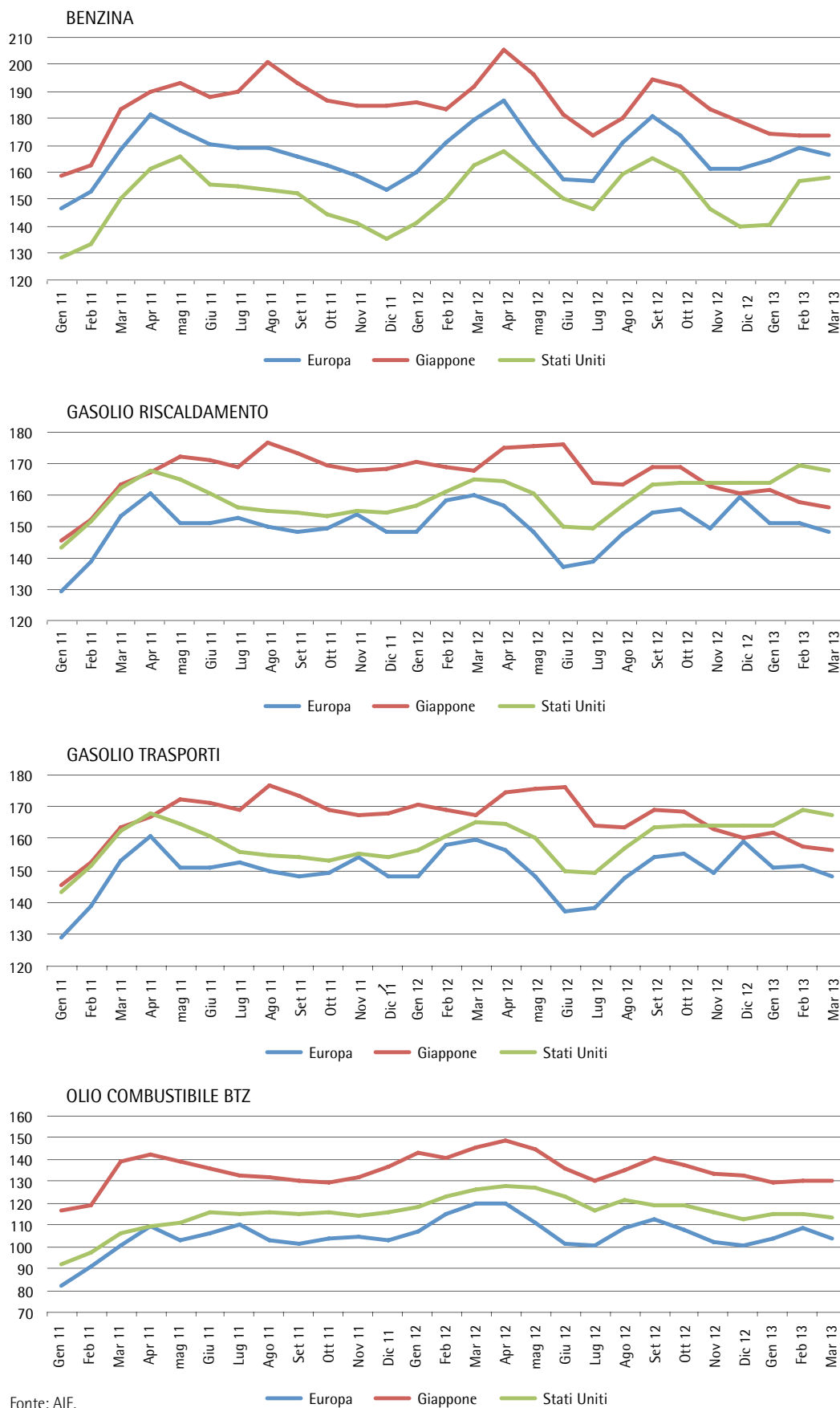
D'altra parte, la ridotta disponibilità di greggi leggeri nigeriani e libici e le interruzioni più o meno prolungate (per problemi tecnici, manutenzioni non programmate, condizioni climatiche avverse) della produzione di alcuni giacimenti del Mare del Nord nel 2012 hanno sostenuto i prezzi della benzina e del gasolio in Europa e nell'area del Pacifico. Queste condizioni hanno facilitato le esportazioni di detti prodotti dalle raffinerie americane, che

hanno potuto anche continuare a beneficiare di un prezzo del WTI mantenuto artificialmente basso dagli ingorghi di trasporto verso le raffinerie del Golfo del Messico.

Un allentamento dei prezzi della benzina in Europa si è visto solo dopo la ripresa della produzione dal complesso Elgin/Franklin nel Regno Unito e dopo il calo del prezzo del Brent nei primi mesi del 2013.

FIG. 1.4

Prezzo dei principali prodotti petroliferi al netto delle tasse \$/barile equivalente di petrolio



Sull'andamento dei prezzi hanno anche influito l'utilizzo della capacità di raffinazione e la configurazione degli impianti, considerando la chiusura di alcune raffinerie (soprattutto in Europa), gli incidenti in Nord America e le manutenzioni programmate, che tendono a essere concentrate in determinati mesi dell'anno, oltre che l'effetto di scioperi che hanno colpito diverse raffinerie.

Nel 2012 il tasso di utilizzo delle raffinerie nei paesi OCSE si è mosso attorno a valori medi simili a quelli verificati nel 2011: 85%

nel Nord America; 77% in Europa e 80% nell'area del Pacifico (Fig. 1.5). Nel Nord America la raffinazione ha continuato a beneficiare delle favorevoli condizioni create dal prezzo depresso del WTI, che ha sostenuto la commercializzazione internazionale dei prodotti. Al contrario, in Europa le vicissitudini sfavorevoli di alcuni giacimenti del Mare del Nord, con un picco di prezzo nel mese di marzo, hanno mantenuto il tasso di utilizzo di poco superiore al 75%, a esclusione dei mesi estivi quando è salito a oltre l'80% in corrispondenza con il forte calo del prezzo del Brent.

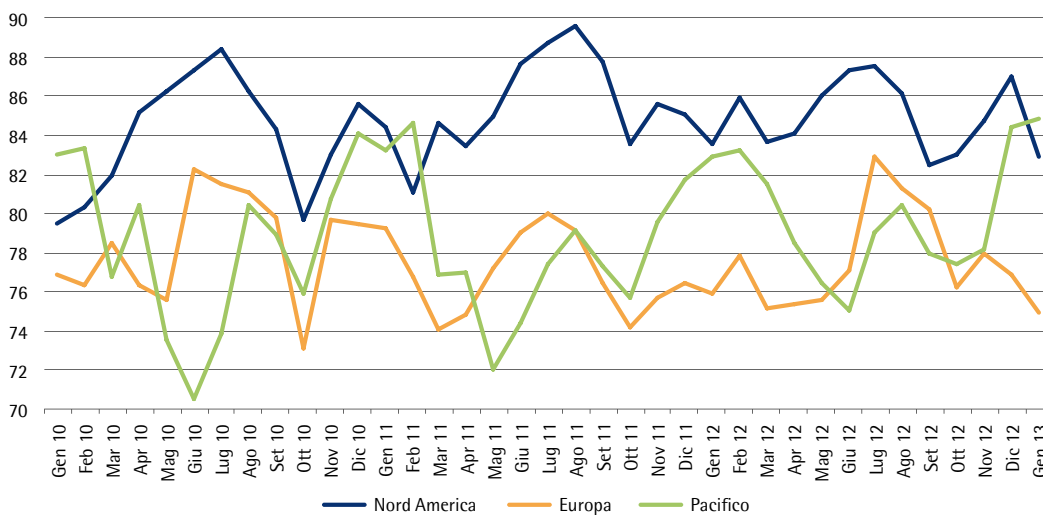


FIG. 1.5

Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione
Valori percentuali

Fonte: OPEC, *Monthly Oil Market Report*.

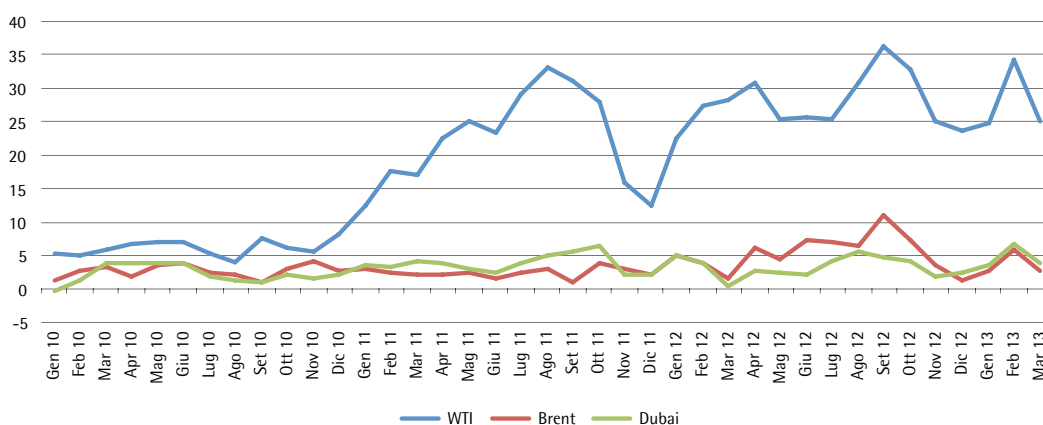


FIG. 1.6

Margine di raffinazione complessivo
\$/barile

Fonte: OPEC, *Monthly Oil Market Report*.

Il margine di raffinazione verificato nel corso del 2012, riportato per i greggi Brent, WTI e Dubai nella figura 1.6, ha risentito in modo decisivo dello scarto tra i prezzi del Brent e del WTI. Nel

Nord America il margine è aumentato ancora di più che nel 2011, fino a raggiungere 36 \$/barile come media del mese di settembre, mentre la media annua è cresciuta a 28 \$/barile da 22 \$/barile nel

2011. Era mediamente solo 6 \$/barile nel 2010 prima che il WTI venisse prezzato a sconto rispetto al Brent.

Il margine di raffinazione per il Brent è raddoppiato rispetto al 2011, mantenendosi tuttavia su livelli alquanto contenuti, anche a causa del prezzo elevato del Brent. Il margine maggiore ha coinciso con il forte calo del prezzo del Brent in luglio e in agosto,

in corrispondenza della contrazione dello scarto tra WTI e Brent da 19 \$/barile in marzo a 12 \$/barile in giugno e 14 \$/barile in luglio, che ha ridotto la competitività dei raffinati americani rispetto a quelli europei. Il margine per il greggio Dubai si è spostato poco rispetto ai valori del 2011, seguendo in buona parte l'andamento del Brent ma a livelli più contenuti (mediamente 3,8 \$/barile nel 2012).

Mercato internazionale del gas naturale

Domanda di gas naturale

Nonostante il deludente andamento dell'economia, i dati provvisori indicano un significativo aumento dei consumi a livello mondiale nel 2012 (Tav. 1.7).

Tale crescita, di circa 100 G(m³), pari al 3,0 % rispetto al 2011, è

abbastanza allineata all'andamento storico dell'ultimo decennio che vede i consumi di gas naturale aumentare a un ritmo mediamente attorno a due terzi dell'aumento del PIL. Essa si è avuta, seppure in modo differenziato, sia nei paesi a economia avanzata dell'OCSE nel loro complesso, sia nelle aree emergenti e in via di sviluppo.

TAV. 1.7

Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo dal 2007 al 2012

G(m³)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Paesi OCSE	1.509	1.534	1.490	1.572	1.568	1.599
Paesi ex URSS	614	608	557	594	612	627
Altri paesi	871	933	962	1.060	1.112	1.165
TOTALE MONDO	2.994	3.076	3.009	3.226	3.292	3.391
di cui Unione europea	506	517	484	519	477	467

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

Nell'area OCSE la crescita più forte (7,8%) è avvenuta nel Pacifico (Tav. 1.8), essenzialmente in Giappone dove il consumo è aumentato di 11,7 G(m³) (il 10,3% sull'anno precedente) per far fronte alla chiusura della capacità di generazione elettronucleare per manutenzione straordinaria e controlli di sicurezza dopo il disastro di Fukushima. Il consumo era già aumentato di 12,3 G(m³) nel 2011, ma dovrebbe calare di nuovo nella misura in cui

la generazione nucleare venisse ripristinata secondo le intenzioni del nuovo governo. Nel Nord America si è avuta una crescita del 3,0% concentrata negli Stati Uniti (4,4%), dato che sono rimasti stabili i consumi del Canada, mentre sono calati pesantemente in altri paesi come il Messico. La crescita negli Stati Uniti è dovuta essenzialmente alla convenienza della generazione da gas naturale rispetto al carbone ai prezzi molto favorevoli del gas prodotto da scisti.

TAV. 1.8

Bilancio del gas naturale
nell'area OCSEG(m³)

AREA DI PROVENIENZA	2007	2008	2009	2010	2011	2012
OCSE Nord America						
Produzione interna	786,8	809,2	809,6	824,4	866,3	894,2
Importazioni	153,6	140,3	137,3	143,1	147,7	140,2
- da paesi OCSE	129,4	127,9	122,2	124,7	125,2	124,0
- da paesi non OCSE	24,3	12,3	15,1	18,5	22,5	16,2
Esportazioni	134,6	132,4	124,9	126,0	135,4	134,1
Disponibilità	805,9	817,0	822,0	841,6	878,6	900,3
Variazione scorte	-15,4	-14,0	3,4	-5,5	7,4	-2,5
Consumo apparente	821,3	831,0	818,6	847,1	871,2	902,8
Consumo effettivo	810,6	818,1	802,0	829,1	856,0	881,8
OCSE Pacifico						
Produzione interna	48,4	46,5	50,9	53,9	57,2	59,6
Importazioni	131,2	139,4	129,5	147,6	165,6	180,5
- da paesi non OCSE	18,6	18,6	19,1	21,1	22,0	24,9
- da paesi non OCSE	112,5	120,9	110,5	126,5	143,5	155,6
Esportazioni	20,6	21,1	22,3	24,7	25,5	30,3
Disponibilità	159,0	164,9	158,1	176,8	197,3	209,8
Variazione scorte	-0,7	2,3	-0,9	1,3	1,5	-1,6
Consumo apparente	159,8	162,6	159,0	175,5	195,8	211,4
Consumo effettivo	158,8	162,8	159,7	174,1	195,3	210,6
OCSE Europa						
Produzione interna	293,6	306,8	289,3	293,5	273,0	276,3
Importazioni	414,9	437,9	434,7	468,2	478,6	458,3
- da paesi non OCSE	164,1	170,5	173,2	173,6	189,6	198,9
- da paesi non OCSE	250,8	267,3	261,4	294,6	289,0	259,4
Esportazioni	175,1	188,9	192,3	204,8	226,2	264,6
Disponibilità	533,4	555,7	531,7	556,9	525,3	470,0
Variazione scorte	-6,7	4,1	5,4	-9,6	8,9	0,0
Consumo apparente	540,1	551,7	526,4	566,5	516,4	470,0
Consumo effettivo	539,8	553,5	528,6	568,8	516,4	506,3
Totale OCSE						
Produzione interna	1.128,8	1.162,5	1.149,8	1.171,8	1.196,5	1.230,0
Importazioni	699,7	717,6	701,5	758,9	791,8	779,0
- da paesi non OCSE	312,1	317,0	314,5	319,4	336,8	347,7
- da paesi non OCSE	387,6	400,6	387,0	439,6	455,0	431,2
Esportazioni	330,3	342,4	339,5	355,5	387,1	428,9
Disponibilità	1.498,2	1.537,7	1.511,9	1.575,3	1.601,2	1.580,1
Variazione scorte	-22,9	-7,6	7,9	-13,8	17,8	-4,1
Consumo apparente	1.521,2	1.545,3	1.503,9	1.589,1	1.583,4	1.584,2
Consumo effettivo	1.509,2	1.534,4	1.490,4	1.572,0	1.567,7	1.598,7

Fonte: AIE, *Monthly Natural Gas Survey*.

Tra le grandi aree OCSE fa eccezione solo l'Europa che evidenzia un calo dell'1,9%, essenzialmente nell'Unione europea dove i consumi sono diminuiti del 2,2% (Tav. 1.9). Dopo il crollo dei consumi nel 2009, i paesi dell'Unione europea hanno faticato a riprendere la dinamica di crescita verificata negli anni precedenti. Nel 2010 i consumi erano tornati ai livelli del 2008, ma sono calati di nuovo negli anni successivi e nel 2012 sono tornati ai livelli dei primi anni 2000. Quasi la metà del calo di 40 G(m³) dal 2007

è avvenuto nel Regno Unito, un quarto in Italia, i due paesi che hanno più di tutti affidato al gas naturale la generazione elettrica. Tuttavia, il calo nell'Unione europea è generalizzato e legato non solo alla generazione da fonti alternative al gas naturale (carbone e fonti rinnovabili), ma soprattutto alla bassa crescita economica (decrecita nel 2012). Solo sei paesi dell'Unione europea hanno avuto una leggera crescita dei consumi tra il 2007 e il 2012 e appena quattro nell'ultimo anno.

TAV. 1.9

Consumi di gas naturale
nell'Unione europea
G(m³)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	DIFFERENZA 2012-2007
Austria	8,1	8,6	8,4	9,4	9,3	8,9	0,8
Belgio	17,5	17,6	17,9	19,9	17,5	18,4	0,9
Bulgaria	3,4	2,8	2,2	2,3	2,9	2,7	-0,7
Danimarca	4,1	4,1	4,0	4,6	3,7	3,5	-0,6
Estonia	1,0	1,0	0,9	0,9	0,5	0,6	-0,4
Finlandia	4,4	4,6	4,1	4,5	4,0	3,6	-0,8
Francia	45,8	47,8	46,3	51,8	44,1	45,6	-0,2
Germania	86,0	84,9	80,8	84,2	77,7	84,2	-1,8
Grecia	4,0	4,2	3,5	3,8	4,7	4,4	0,4
Irlanda	5,0	5,3	5,1	5,6	4,9	4,8	-0,2
Italia	82,9	82,9	76,3	81,1	76,0	73,4	-9,5
Lettonia	1,6	1,6	1,5	1,8	1,6	1,5	-0,1
Lituania	3,4	3,1	2,6	3,0	3,2	3,1	-0,3
Lussemburgo	1,4	1,3	1,4	1,5	1,2	1,3	-0,1
Paesi Bassi	39,8	41,4	41,1	46,1	40,9	38,2	-1,6
Polonia	13,9	15,2	14,7	15,5	15,4	16,3	2,4
Portogallo	4,2	5,0	4,7	4,9	5,5	4,7	0,5
Regno Unito	97,6	100,6	92,7	99,4	82,9	79,2	-18,4
Repubblica Ceca	8,7	8,4	8,0	8,8	7,9	8,0	-0,7
Romania	15,5	15,0	12,8	13,4	13,9	13,4	-2,1
Slovacchia	5,5	5,5	5,0	5,4	5,3	5,1	-0,4
Slovenia	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	-0,3
Spagna	37,6	41,4	37,1	37,0	34,4	33,6	-4,0
Svezia	1,1	1,0	1,3	1,7	1,4	1,2	0,1
Ungheria	12,8	12,6	10,9	11,6	10,8	10,0	-2,8
Unione europea a 27	506,4	516,4	484,2	519,1	470,5	466,5	-39,9

Fonte: Eurogas.

Offerta di gas naturale

La produzione interna è aumentata in tutte e tre le aree OCSE nel loro complesso. L'aumento del 3,2% in Nord America è il riflesso del salto del 5,0% negli Stati Uniti, dato che la produzione è calata negli altri tre paesi dell'area. Dietro la crescita del 4,1% nell'area del Pacifico, sta il forte sviluppo della produzione australiana (7,1%), principalmente come riflesso dell'importante aumento della domanda giapponese. Nell'area europea la crescita (+1,2%) è riconducibile più che altro alla produzione norvegese (12,1%), dato che la produzione degli altri principali produttori, Paesi Bassi e Regno Unito, è calata, soprattutto nel secondo di questi (-13,6%). Come si può dedurre dalla tavola 1.10, nel 2012 le importazioni nette per far fronte alla domanda hanno rappresentato il 71,4% dei consumi effettivi in OCSE Pacifico, il 45,4% in OCSE Europa e appena lo 0,7% in OCSE Nord America. I flussi di importazione sono stati principalmente verso l'Europa e l'area del Pacifico (rispettivamente 60,7% e 22,1%). Scorporando le esportazioni, i flussi verso il Nord America sono calati dal 17,2% all'1,6%, sono aumentati al 38,9% verso l'area del Pacifico, mentre sono rimasti

pressoché uguali verso l'Europa (59,5%).

Come negli anni precedenti, le importazioni da paesi non OCSE hanno rappresentato una frazione notevole delle importazioni lorde totali, passando dal Nord America (11,5%) all'Europa (52,4%) e al Pacifico, che dipende da paesi non OCSE per l'86,2% delle importazioni. I dati della tavola 1.10 evidenziano la concentrazione del commercio internazionale all'interno di aree del mondo che riflettono la natura spiccatamente regionale del mercato del gas naturale. Allo stesso tempo indicano una crescente, seppure ancora timida, tendenza all'integrazione, favorita da fattori congiunturali. Così, nel Nord America un significativo aumento delle importazioni dal Medio Oriente si è interrotto solo nel 2012, con la forte crescita della produzione domestica. Nel Pacifico le importazioni dalla Russia (via nave metaniera) sono aumentate dal 2009 e dopo Fukushima, così come sono state potenziate le importazioni dal Qatar, con contratti *spot* perfino da paesi del bacino Atlantico tra cui Algeria, Egitto, Nigeria, Norvegia, Trinidad e Tobago. Viceversa, l'Europa ha visibilmente ridotto le importazioni dai suoi principali fornitori extra OCSE (Russia, Algeria, Qatar e Nigeria), incrementando quelle dall'interno dell'OCSE Europa.

TAV. 1.10

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

AREA DI PROVENIENZA	2007	2008	2009	2010	2011	2012
OCSE Nord America	153,6	140,3	137,3	143,1	147,7	140,2
Paesi OCSE	129,4	127,9	122,2	124,7	125,2	124,0
<i>Nord America</i>	129,4	127,4	121,3	123,9	124,7	123,7
<i>Pacifico</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Europa</i>	0,0	0,5	0,9	0,7	0,4	0,3
Paesi non OCSE	24,3	12,3	15,1	18,5	22,5	16,2
<i>America Latina</i>	13,3	8,6	6,8	7,0	6,0	7,0
<i>Ex URSS</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Medio Oriente</i>	0,5	0,2	0,4	2,3	7,7	4,3
<i>Asia</i>	0,0	0,0	0,0	0,9	0,5	0,5
<i>Nord Africa</i>	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Altri paesi</i>	8,2	3,6	8,0	8,3	8,3	4,5
OCSE Pacifico	131,2	139,4	129,5	147,6	165,6	180,5
Paesi OCSE	18,6	18,6	19,1	21,1	22,0	24,9
<i>Nord America</i>	1,3	1,0	0,8	0,9	0,7	0,7
<i>Pacifico</i>	17,4	17,4	18,3	19,9	20,5	23,3
<i>Europa</i>	0,0	0,2	0,0	0,2	0,9	0,9
Paesi non OCSE	112,5	120,9	110,5	126,5	143,5	155,6
<i>America Latina</i>	0,8	1,3	0,7	1,0	2,3	1,4

TAV. 1.10 - SEGUE

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

AREA DI PROVENIENZA	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Ex URSS</i>	0,0	0,0	5,1	12,0	13,7	14,3
<i>Medio Oriente</i>	40,9	41,5	35,7	38,2	45,8	54,5
<i>Asia</i>	60,3	60,2	56,7	60,6	59,0	53,5
<i>Nord Africa</i>	1,1	1,6	0,1	0,1	0,1	0,3
<i>Altri paesi</i>	9,4	16,3	12,2	14,6	22,7	31,7
OCSE Europa	414,9	437,9	434,7	468,2	478,6	458,3
Paesi OCSE	164,1	170,5	173,2	173,6	189,6	198,9
<i>Nord America</i>	1,2	0,5	0,7	0,7	1,3	0,4
<i>Pacifico</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Europa</i>	162,9	170,0	172,5	172,9	188,3	198,5
Paesi non OCSE	250,8	267,3	261,4	294,6	289,0	259,4
<i>America Latina</i>	2,6	5,3	6,5	5,0	3,7	2,6
<i>Ex URSS</i>	130,5	142,6	128,5	132,3	134,1	128,7
<i>Medio Oriente</i>	7,3	7,6	17,6	31,3	41,1	27,3
<i>Asia</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Nord Africa</i>	61,6	63,5	61,6	64,1	51,9	54,3
<i>Altri paesi</i>	48,8	48,4	47,2	62,0	58,3	46,5

Fonte: AIE, *Monthly Natural Gas Survey*.

Prezzo del gas

Il 2012 ha visto significative novità nello sviluppo dei prezzi del gas naturale nelle principali aree mondiali, favorite da mutamenti del quadro della domanda e dell'offerta e del commercio internazionale che si possono sintetizzare in un'attenuazione della relazione tra prezzo del gas e prezzo del greggio, come si evidenzia nella figura 1.7. Negli Stati Uniti, da oltre due decenni il prezzo viene determinato da meccanismi di mercato; un nesso si ha solo per riflesso della concorrenza tra gas e prodotti petroliferi sostitutivi come il gasolio in alcuni usi finali - poco significativa però nel bilancio energetico nazionale, nonché per le dinamiche più generali dei prezzi dell'energia. Negli ultimi anni i due prezzi si sono mossi tuttavia in modo essenzialmente disgiunto. L'indicizzazione ai prodotti petroliferi continua a essere un elemento portante dei contratti di importazione europei, ma il legame si è affievolito negli ultimi tempi con l'indebolimento della domanda e si fanno sempre più strada meccanismi tipici del mercato del compratore. In via analoga, ma per motivi contrari, nei mercati asiatici i contratti tradizionali indicizzati al prezzo del petrolio non potevano da soli far fronte all'escalation

della domanda, che è stata soddisfatta con ricorso massiccio ai mercati *spot*. In Europa, a seguito della stagnazione o del calo della domanda a livelli mai visti dai primi anni 2000, Gazprom ha dovuto riconoscere che le imprese europee non erano più in grado di rispettare i contratti *take-or-pay*. Già dal 2010, dopo il calo dei consumi nell'anno precedente, le imprese avevano iniziato a discutere adeguamenti nei meccanismi di apprezzamento ed E.ON era riuscita a concordare con Gazprom l'introduzione di una parziale indicizzazione con i prezzi *spot* negli *hub* europei, valida fino alla fine del 2012. La situazione è precipitata nel 2011 a seguito del calo dei consumi di gas per la generazione elettrica a favore dell'energia rinnovabile e del carbone importato dagli Stati Uniti a prezzi molto favorevoli, anche alla luce dei bassi prezzi sul mercato dell'ETS. Gazprom ha infine accettato di avviare un processo di rinegoziazione delle formule per la determinazione dei prezzi che ha portato a frutti importanti, soprattutto nel corso del 2012. Diversi contratti sono stati rinegoziati nel corso del 2011, e nei primi mesi del 2012 Gazprom ha concesso sia sconti fino al 10% sul prezzo pieno indicizzato al petrolio, sia maggiore flessibilità di prezzo a diverse società, tra le quali Eni, GDF Suez, OMV e Wingas (la sua *joint venture* con la Wintershall tedesca).

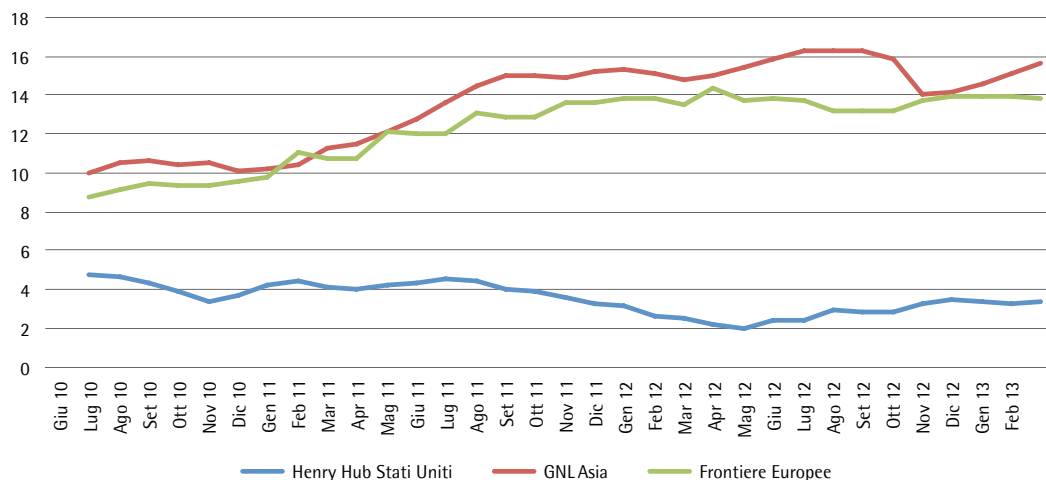


FIG. 1.7

Confronto internazionale
dei prezzi del gas
\$/MBtu

Fonte: Argus, Bloomberg e World Gas Intelligence.

L'apertura di Gazprom è risultata in un calo dei prezzi delle importazioni dalla Russia nella seconda metà del 2012, maggiore di quello del gas proveniente da altri paesi fornitori, che rifletteva il crollo del prezzo del petrolio nei mesi di maggio, giugno e luglio, differito di qualche mese nelle formule di indicizzazione (Fig. 1.8). In particolare, il forte aumento verificatosi nei mesi di marzo e aprile 2013 per quasi tutte le fonti di approvvigionamento, che riflette l'aumento del prezzo

del Brent da agosto 2012 in poi, è stato molto più tenue per il gas russo. Lo stesso andamento risulta anche nella figura 1.9, che riporta il prezzo alla frontiera per paese importatore e dove si evidenzia che il prezzo è sostanzialmente stabile nei principali paesi importatori di gas russo (Germania, Italia, Francia) fino a febbraio 2013, mentre tende sempre ad aumentare per il Belgio e il Regno Unito, riforniti prevalentemente con importazioni dalla Norvegia.

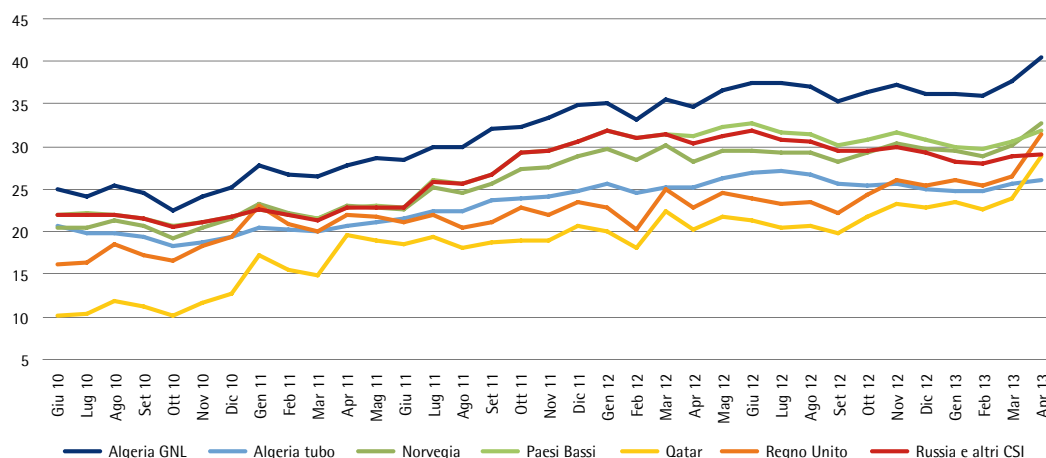


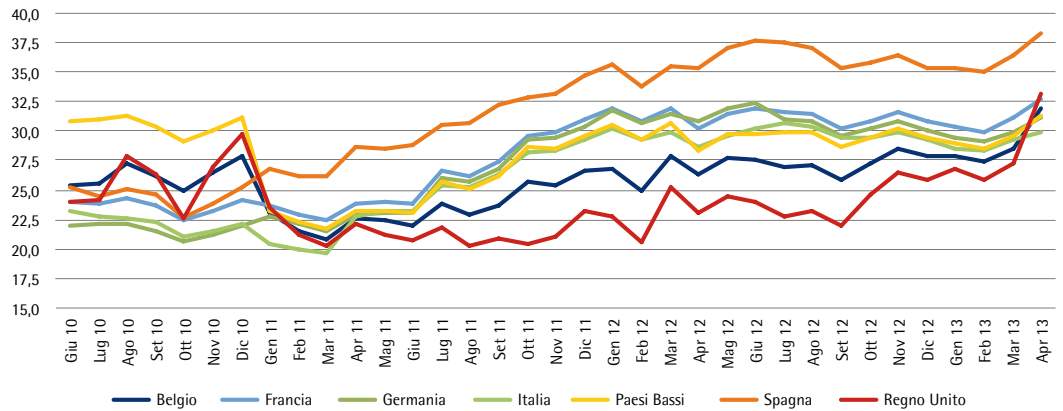
FIG. 1.8

Prezzo alla frontiera per fonte
di approvvigionamento
c€/m³

Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.9

Prezzo alla frontiera per paese importatore
c€/m³



Fonte: World Gas Intelligence.

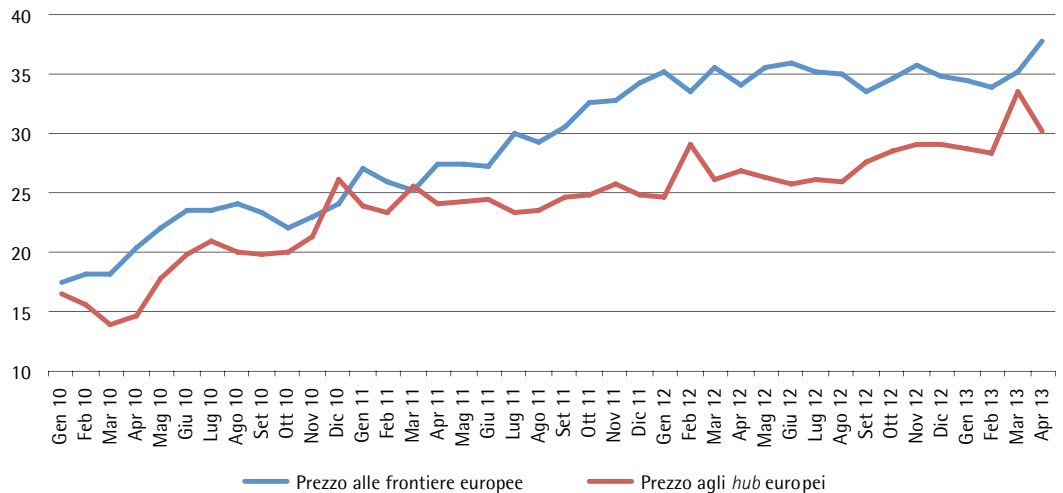
Ha contribuito al nuovo orientamento di Gazprom soprattutto il forte sconto (fino al 30%) ottenuto per gli acquisti *spot* negli *hub* europei rispetto al prezzo del gas acquistato in base ai contratti di lungo termine, sintetizzato con il c.d. "prezzo alla frontiera" (Fig. 1.10). Dopo anni di incertezza e volatilità, i prezzi nei principali *hub* hanno iniziato a convergere in modo più stabile.

Anche il prezzo al Punto di scambio virtuale (PSV), che fino a tutto il 2011 si muoveva quasi sempre in contrasto con gli altri *hub* e a prezzi spesso più alti, con il 2012 ha preso ad allinearsi ai prezzi

medi in una fascia ristretta (Fig. 1.11). Un ulteriore elemento di persuasione è stata la forte crescita degli acquisti *spot* negli ultimi cinque anni, in termini sia finanziari (volumi commercializzati), sia di volumi fisici venduti (Tav. 1.11). Se si escludono le transazioni all'NBP inglese, di gran lunga l'*hub* più maturo ma indebolito dal calo della produzione inglese e dalla relativa separazione fisica dagli altri mercati europei, negli ultimi cinque anni il mercato *spot* europeo è cresciuto di 2,7 volte in termini fisici e di 3,4 volte in termini finanziari.

FIG. 1.10

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Platts.

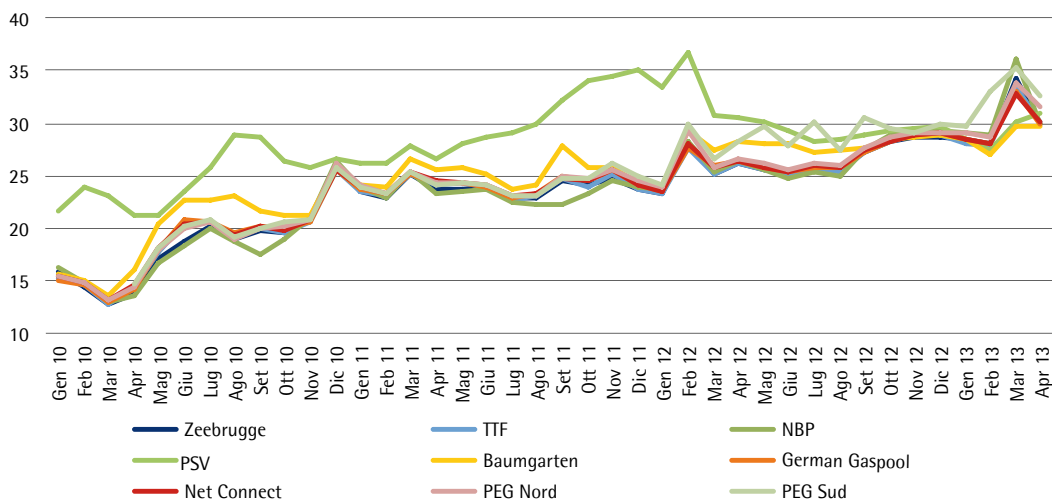


FIG. 1.11

Prezzo del gas naturale negli hub europei
c€/m³

Fonte: Platts.

	2008	2009	2010	2011	2012
VOLUMI COMMERCIALIZZATI					
NBP (Regno Unito)	993,0	1089,3	1278,1	1335,4	1313,4
TTF (Paesi Bassi)	64,0	82,2	114,8	163,6	202,6
Germania (NCG)	26,1	51,9	79,2	103,2	125,9
Gaspool (Germania)	-	14,2	59,0	70,0	82,0
PSV (Italia)	16,4	24,6	45,3	60,6	68,0
Zeebrugge (Belgio)	59,0	67,0	62,2	80,2	63,8
CEGH (Austria)	15,0	22,8	33,8	38,9	46,8
Peg Nord (Francia)	9,0	19,6	22,8	34,8	38,0
Peg Sud (Francia)	-	-	-	6,8	9,7
GTF (Danimarca)	-	-	2,8	3,6	-
<i>Totale volumi commercializzati</i>	<i>1182,5</i>	<i>1371,6</i>	<i>1698,0</i>	<i>1897,1</i>	<i>1950,2</i>
VOLUMI FISICI VENDUTI					
NBP (Regno Unito)	89,5	93,5	105,0	101,4	79,5
TTF (Paesi Bassi)	22,9	27,0	33,8	38,2	42,7
Germania (NCG)	13,0	22,0	28,9	31,9	36,1
Gaspool (Germania)	-	-	-	26,7	29,9
PSV (Italia)	9,6	11,5	22,5	24,0	27,3
Zeebrugge (Belgio)	10,9	13,0	12,4	20,3	12,1
CEGH (Austria)	5,2	7,6	10,8	11,5	13,3
Peg Nord (Francia)	3,9	7,2	9,3	11,1	14,8
Peg Sud (Francia)	-	-	-	2,3	2,7
GTF (Danimarca)	-	-	-	2,3	-
<i>Totale volumi fisici venduti</i>	<i>155,0</i>	<i>181,8</i>	<i>222,7</i>	<i>269,7</i>	<i>258,4</i>
FATTORE DI RICICLO					
NBP (Regno Unito)	11,1	11,7	12,2	13,2	16,5
TTF (Paesi Bassi)	2,8	3,0	3,4	4,3	4,7

TAV. 1.11

Vendite negli hub europei
dal 2008 al 2012
G(m³)

TAV. 1.11 - SEGUE

Vendite negli hub europei
dal 2008 al 2012G(m³)

	2008	2009	2010	2011	2012
Germania (NCG)	2,0	2,4	2,7	3,2	3,5
Gaspool (Germania)	-	-	-	2,6	2,7
PSV (Italia)	1,7	2,1	2,0	2,5	2,5
Zeebrugge (Belgio)	5,4	5,2	5,0	4,0	5,3
CEGH (Austria)	2,9	3,0	3,1	3,4	3,5
Peg Nord (Francia)	2,3	2,7	2,5	3,1	2,6
Peg Sud (Francia)	-	-	-	3,0	3,6
GTF (Danimarca)	-	-	-	1,6	-
Totale fattore di riciclo	7,6	7,5	7,6	7,0	7,5

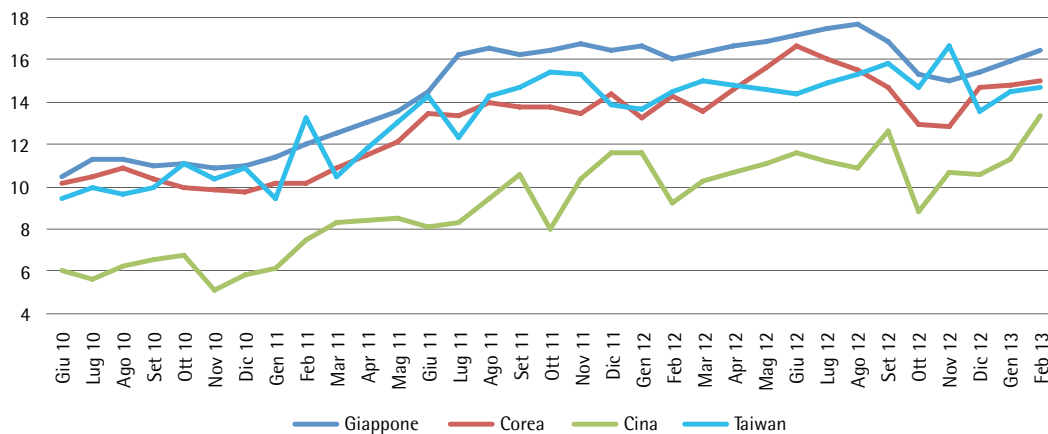
Fonte: Platts.

Segnali di disponibilità alla rinegoziazione dei contratti indicizzati al petrolio sono emersi anche da Statoil, che a fine 2012 ha dichiarato che in futuro la maggior parte delle sue forniture verrà venduta a prezzi legati a quelli *spot*. D'altra parte Sonatrach, l'altro principale fornitore europeo, non sembra attualmente intenzionato a modificare le formule di prezzo basate sull'indicizzazione al petrolio.

A partire dall'evento di Fukushima, l'andamento dei prezzi del gas naturale liquefatto nei mercati asiatici è largamente scollegato da quello del petrolio, sebbene una parte significativa delle forniture sia ancora basata su contratti di lungo termine indicizzati ai derivati petroliferi. Il forte incremento della domanda del Giappone nel 2011 e nel 2012 (24 G(m³), il 25% dei consumi negli anni precedenti) è stato coperto essenzialmente con contratti *spot* di gas attinto da tutti i mercati regionali con eccedenze di

gas a breve termine. L'eccesso di domanda sull'offerta, che ha coinvolto in buona misura anche il più distante bacino atlantico, ha avuto effetti sconvolgenti sul prezzo non solo per le forniture giapponesi, ma anche per tutta l'area asiatica, come si può vedere dalla figura 1.12. Il prezzo ha continuato a salire in tutta l'area indipendentemente dalle vicende del prezzo del greggio ed è solo negli ultimi mesi del 2012 che vi sono state una moderazione della domanda e una attenuazione dei prezzi, che almeno in parte riflettono il crollo del prezzo del petrolio in giugno e in luglio, con un ritardo di due o tre mesi. Ha continuato ad aumentare solo il prezzo del gas diretto in Cina, storicamente contenuto per via di contratti molto favorevoli per le forniture da Indonesia, Malesia e Australia, ma che hanno dovuto essere integrati a partire dal 2012 con forniture dal Qatar indicizzate al petrolio a prezzi molto elevati, superiori a 18 \$/MBtu.

FIG. 1.12

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

Fonte: World Gas Intelligence.

Mercato internazionale del carbone

Domanda di carbone

Il 2012 ha riaffermato l'importanza del carbone sui mercati energetici globali. I consumi mondiali sono aumentati del 5,7% contro il 3,0% del gas naturale e l'1,1% del petrolio. Emarginato per le sue qualità ambientali e apparentemente avviato a un lento declino, il carbone ha ripreso a crescere all'inizio del nuovo secolo con rinnovato vigore, viaggiando lungo il decennio a una crescita

media annua del 4,2%, contro l'1,8% delle altre fonti fossili e il 2,7% del gas naturale. Dopo un lungo arretramento che l'aveva portato a scendere al 25% della domanda mondiale di energia primaria nel 1999, in poco più di dieci anni è tornato a superare il 30% dei consumi mondiali, tornando ai livelli che aveva nel 1970 con una tale aggressività che, secondo l'AIE, potrebbe perfino scalzare il petrolio come prima fonte di energia nei prossimi cinque anni.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PRODUZIONE						
Paesi OCSE	1.429	1.449	1.448	1.459	1.374	1.393
<i>Nord America</i>	864	884	877	888	806	825
<i>Pacifico</i>	294	301	309	319	330	335
<i>Europa</i>	270	264	262	252	238	232
Paesi ex URSS	318	334	338	357	329	351
Altri paesi	2.528	2.732	2.903	3.033	3.204	3.446
Totale mondo	4.275	4.515	4.689	4.849	4.907	5.191
di cui Unione europea	266	257	252	241	226	223
CONSUMO						
Paesi OCSE	1.645	1.643	1.674	1.641	1.472	1.547
<i>Nord America</i>	863	846	858	842	743	785
<i>Pacifico</i>	323	323	335	350	325	341
<i>Europa</i>	459	474	481	448	403	421
Paesi ex URSS	229	239	238	251	230	232
Altri paesi	2.281	2.490	2.639	2.739	2.959	3.141
Totale mondo	4.154	4.372	4.551	4.630	4.661	4.920
di cui Unione europea	437	448	449	416	368	384
Variazione scorte	121	143	138	219	246	271

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati di BP, *Review of World Energy* e altre fonti.

TAV. 1.12

Produzione e consumo mondiale di carbone dal 2007 al 2012

Mtec

Se è vero che questo sviluppo è principalmente la conseguenza della crescita economica del continente asiatico, i cui paesi emergenti e in via di sviluppo contribuiscono oggi per il 63% ai consumi mondiali di carbone (contro il 40% nel 2000), è anche vero che non sono estranee a questo sviluppo le altre aree mondiali a economia più avanzata (Tav. 1.12). I consumi di carbone in Europa OCSE sono aumentati del 5,0% nel 2012 e quelli dell'area OCSE Pacifico del 3,8%. La crescita complessiva nel biennio 2011-2012 è stata, rispettivamente, dell'8,2% e del 5,2% nelle due aree. Si differenzia da questo andamento l'OCSE Nord America, dove è invece avvenuto un eccezionale tracollo dei consumi, a 667 milioni di tonnellate equivalenti di carbone (tec) nel 2012, da 751 milioni di tec nel 2011 e 785 milioni di tec nel 2010.

Notoriamente, questo crollo è essenzialmente imputabile alla sostituzione del carbone nella generazione elettrica negli Stati Uniti a favore di gas naturale a bassissimo prezzo derivato da scisti bituminosi. Di riflesso, il carbone così sostituito (circa 100 milioni di tec nel solo 2012), non trovando un mercato locale, si è riversato soprattutto sui mercati europei, dove a sua volta ha sostituito il gas naturale, molto meno conveniente in termini di prezzo. Complice del suo successo in Europa è stato il crollo delle quotazioni dei diritti di emissione di CO₂ a valori inferiori a 4 \$/t. Affinché il gas possa competere, oggi, con il carbone dagli Stati Uniti, i diritti di emissione dovrebbero salire a 50 \$/t.

Produzione di carbone

Il tracollo dei consumi di carbone ha colto i produttori americani

impreparati nel 2011, quando la produzione continuava ad aumentare dell'1,2%, mentre la domanda diminuiva del 4,4%, contribuendo all'aumento delle scorte mondiali. Tuttavia, il calo della produzione non si è fatto attendere oltre il 2012, quando questa è crollata del 6,8%. Riflettendo l'aumento dei consumi, la produzione è invece aumentata nelle altre aree mondiali. L'aumento più forte nel 2012 nell'area OCSE Pacifico (12,4%) riflette soprattutto il rimbalzo dal calo della produzione in Australia nel 2011, come conseguenza delle inondazioni di vasta portata che hanno ostacolato la produzione nel Queensland. La crescita media del 4,8% nel biennio 2011-2012 riflette meglio il trend di quest'area OCSE e mette in maggiore rilievo il forte aumento della produzione nel resto del mondo, pari a poco meno dell'8%. Essa risulta concentrata in Cina che nel 2012 contribuiva per il 62% alla produzione non OCSE, dopo una crescita a una media di poco sotto il 9% medio annuo nell'ultimo decennio.

La produzione cinese è destinata ad aumentare a ritmi simili a quelli attuali ancora per diversi anni per far fronte alla domanda, soprattutto di energia elettrica. La produzione interna non è comunque sufficiente a coprire il fabbisogno interno e dal 2008 la Cina è diventata importatrice netta di carbone termico (Tav. 1.13). Nel 2011 le importazioni cinesi di carbone termico hanno superato quelle del Giappone e nel 2012 quelle dell'Unione europea. Sono attualmente seconde solo alle importazioni indiane, che potrebbero superare già nel 2013. Praticamente immutata è invece la graduatoria dei principali paesi esportatori tra il 2011 e il 2012, che vede in prima posizione l'Indonesia, seguita dall'Australia e dalla Russia.

TAV. 1.13

Commercio internazionale di carbone termico dal 2007 al 2012

Mtec; dati al lordo degli stoccaggi

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ESPORTAZIONI						
Indonesia	103,7	106,0	123,0	154,1	181,2	184,3
Australia	88,2	103,6	115,5	135,4	137,6	159,3
Russia	77,9	75,8	71,7	79,5	91,5	102,0
Colombia	61,5	64,3	62,3	57,6	55,5	64,6
Sud Africa	52,1	46,7	45,8	53,0	50,5	55,5
Stati Uniti	12,0	17,1	12,5	12,8	21,4	30,1
Canada	23,4	27,7	19,2	18,0	18,8	19,5
Vietnam	27,9	26,7	21,9	17,4	14,3	12,7
Cina	40,5	33,7	17,5	9,9	5,5	3,9
Altri	49,5	32,8	28,7	37,2	61,7	91,8
TOTALE	536,7	534,3	518,1	574,9	638,0	723,7
IMPORTAZIONI						
India	41,8	49,7	56,9	87,8	115,9	166,4
Unione europea	104,4	92,3	84,9	87,4	113,2	131,7
Cina	35,9	65,4	74,6	93,6	104,1	137,8
Giappone	136,0	94,7	84,3	101,4	103,9	117,1
Corea	45,1	51,2	55,4	62,6	67,4	67,4
Taiwan	51,5	50,8	46,5	49,2	47,7	45,0
Altri	122,1	130,3	115,7	93,0	86,0	58,3
TOTALE	536,7	534,3	518,1	574,9	638,0	723,7

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Platts, *International Coal Report*.

Prezzo del carbone

Dai valori massimi raggiunti nel 2011, il prezzo del carbone nei mercati internazionali si è fortemente ridotto nel 2012. Tuttavia, la discesa ha seguito due percorsi assai diversi nel mercato Atlantico e nel mercato del Pacifico, in ogni caso senza alcun rapporto con il prezzo del petrolio. La figura 1.13 riporta il prezzo *cif* nei due mercati in confronto anche al prezzo sul mercato interno americano dell'Appalachian, che rappresenta circa un terzo della produzione degli Stati Uniti.

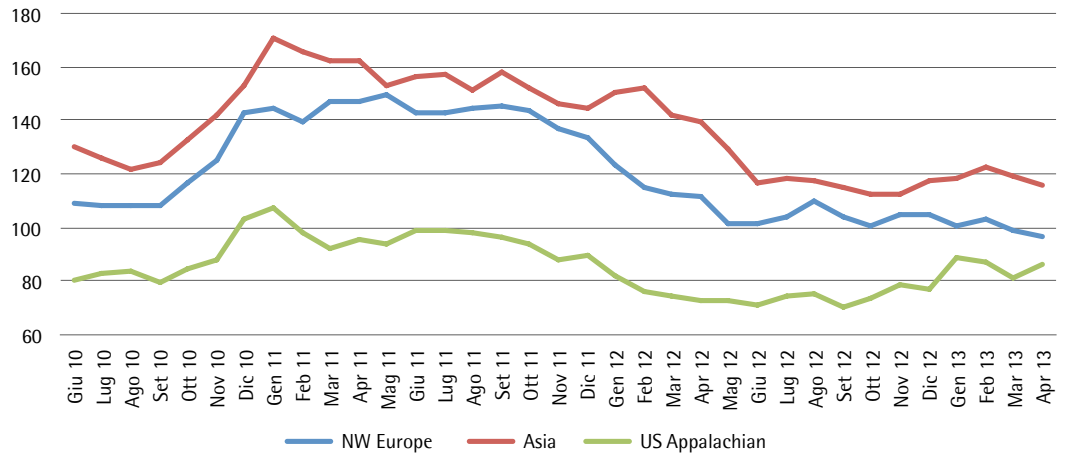
Nel mercato Atlantico, se si esclude il carbone esportato dagli Stati Uniti, che si è mantenuto a valori stabili attorno a 85 \$/tec, i prezzi avevano iniziato a scendere già verso la fine del 2011, calando dal massimo di 130 \$/tec, raggiunto in agosto 2011, a valori mediamente inferiori a 100 \$/tec nel mese di maggio 2012, per poi scendere lentamente in prossimità di 90 \$/tec verso la fine

dell'anno (Fig. 1.14). I prezzi dei principali carboni (colombiano, polacco, russo, sudafricano), rapportati al contenuto energetico effettivo, si sono mantenuti in una fascia ristretta con scarti tra massimo e minimo raramente maggiori di 10 \$/tec. Inoltre, è evidente la loro convergenza verso il prezzo del carbone proveniente dagli Stati Uniti, inferiore di 30-40 \$/tec durante la maggior parte del 2011 e di circa 20 \$/tec nel 2012 fino al mese di aprile. In questo andamento non è difficile riconoscere l'impatto del carbone, espulso in grandi quantità dal mercato americano della generazione elettrica, a prezzi inizialmente a forte sconto per ricavarci uno spazio sul mercato. Nel 2012 il carbone proveniente dagli Stati Uniti ha rappresentato circa un terzo delle importazioni nel mercato Atlantico.

Anche il crollo della siderurgia nell'Unione europea ha influenzato il calo dei prezzi, ma meno che nel mercato Pacifico, come evidenziato in seguito.

FIG. 1.13

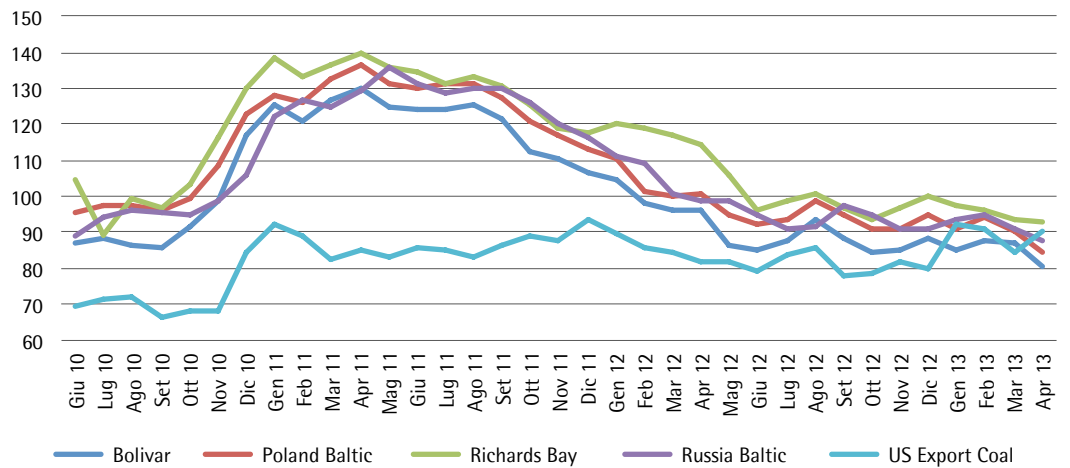
Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali \$/tec



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

FIG. 1.14

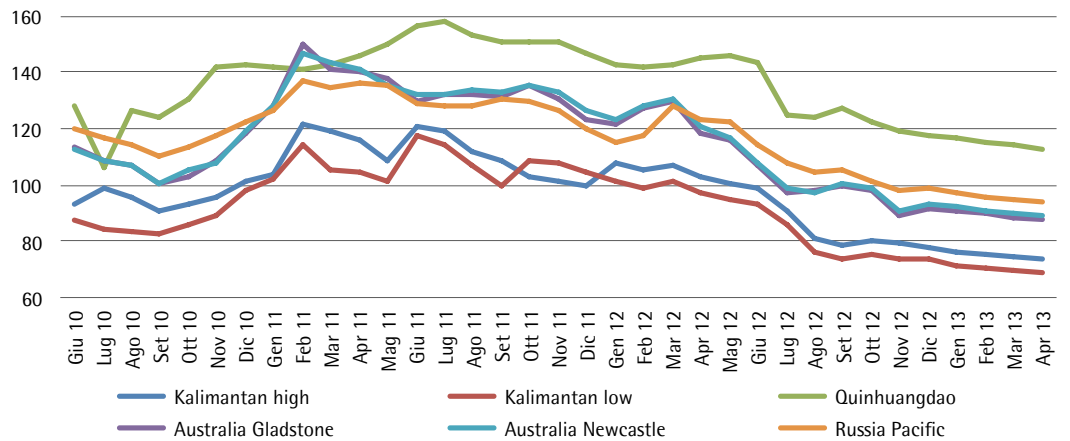
Prezzo dei principali carboni esportati nel mercato Atlantico \$/tec



Fonte: Platts e AIE per le esportazioni dagli Stati Uniti.

FIG. 1.15

Prezzo dei principali carboni esportati nel mercato del Pacifico \$/tec



Fonte: Platts.

TAV. 1.14

Produzione di acciaio
d'altoforno nei principali
paesi produttori

Milioni di tonnellate e valori percentuali

	PRODUZIONE				CRESCITA		
	2009	2010	2011	2012	2009-10	2010-11	2011-12
Unione europea	72,7	94,5	94,1	91,3	30,1%	-0,4%	-3,1%
Ex URSS e altri paesi europei	81,6	91,3	90,3	91,5	11,9%	-1,2%	1,4%
Nord America	28,2	39,2	42,5	44,5	39,0%	8,3%	4,8%
America Latina	28,5	34,5	37,5	30,6	20,9%	8,8%	-18,4%
Africa	8,4	9,3	5,1	7,0	10,9%	-44,7%	36,5%
Asia	715,3	769,2	810,7	835,8	7,5%	5,4%	3,1%
- di cui Cina	568,6	595,6	629,7	654,3	4,7%	5,7%	3,9%
TOTALE	934,7	1.038,0	1.080,2	1.100,7	11,1%	4,1%	1,9%

Fonte: *World Steel Association*.

Nel mercato del Pacifico, il calo dal valore massimo raggiunto nel 2011 ai valori minimi dei primi mesi del 2013 è simile (33% contro 36%, escludendo il carbone dagli Stati Uniti), ma la discesa è stata più lenta (Fig. 1.15). Inoltre, lo scarto tra i prezzi dei diversi carboni rapportati al contenuto energetico è stato molto maggiore, con una differenza tra minimo e massimo di circa 40 \$/tec, senza segni di convergenza nel tempo. In quest'area, l'andamento dei prezzi ha risentito soprattutto del rallentamento della siderurgia, che aveva sostenuto i prezzi negli anni precedenti (Tav. 1.14). La siderurgia rappresenta meno del 20% dei consumi di carbone nel mondo,

ma di un carbone generalmente molto più pregiato, con prezzi anche oltre due volte quelli del carbone per usi termici. Il legame tra i prezzi delle due classi di carbone è rafforzato dal fatto che da almeno due decenni vari tipi di carbone polverizzato vengono iniettati negli altiforni delle acciaierie in opportuna combinazione con il coke, al fine di risparmiare sull'elevato costo di questo e del carbone metallurgico utilizzato per produrlo. Le forti differenze di prezzo tra carbone di diversa provenienza, evidenziate nella figura 1.15, riflettono principalmente la loro adeguatezza (composizione e qualità) per l'utilizzo in siderurgia.

Prezzo delle fonti fossili nel medio termine

Obiettivo di questa breve sezione non è quello di fornire previsioni sull'andamento dei prezzi delle fonti fossili nel futuro, quanto quello di offrire un esame dei fattori e delle condizioni che appaiono maggiormente determinanti per i prezzi nel medio periodo, vale a dire nei prossimi 5-10 anni. Tra questi possono essere prevalenti quelli di natura politica, ma anche di origine tecnologica, come si è visto in tempi recenti con lo sviluppo del gas da scisti mediante fratturazione delle rocce metanifere e, in precedenza, con lo sviluppo del trasporto di gas naturale liquefatto

negli anni Sessanta dell'ultimo secolo, la prospezione geofisica tridimensionale, la perforazione orizzontale nel sottosuolo, la coltivazione del petrolio in acque profonde, e nel futuro, magari, la produzione di gas da idrati sottomarini, come già sperimentato con qualche successo in Giappone, in tempi recenti. Si escludono pertanto le perturbazioni di più breve termine, come la recessione economica, i conflitti locali, le interruzioni delle forniture ecc. La visuale è rivolta soprattutto all'area europea, anche se i fenomeni sottostanti sono di natura quasi sempre globale.

Petrolio - Produzione da parte dei paesi OPEC

Le principali incognite per l'evoluzione del prezzo del greggio sono la produzione dei paesi del cartello OPEC e la rivoluzione dello *shale oil*.

Il futuro del mercato petrolifero dipende in parte significativa dalla produzione irachena che, dopo un lungo periodo di stasi dovuto ai limiti imposti in seguito alla guerra del Golfo, è aumentata da poco più di 2,0 milioni di barili/giorno nel 2007, a 2,5 milioni di barili/giorno nel 2010 a 3,2 milioni di barili/giorno nel 2012. Nonostante le difficoltà e le incertezze, il governo di Baghdad sostiene di poter ampliare la produzione ad almeno 8 milioni di barili/giorno nei prossimi cinque anni. Ma anche l'AIE considera probabile che la produzione irachena possa raddoppiare entro la fine del decennio. Questo non significa necessariamente un allentamento della tensione sul prezzo. Considerando infatti la crescita della domanda nei paesi emergenti, sembra probabile che un tale incremento verrebbe completamente assorbito dal fabbisogno mondiale. Inoltre, almeno per i prossimi anni, il paese non teme vincoli di produzione imposti dal cartello, dato che per molti anni non ha potuto beneficiare delle entrate petrolifere e ha bisogno di denaro per la ricostruzione. Tuttavia, una crescita a 8-10 milioni di barili/giorno negli anni successivi avrebbe l'effetto di aumentare la quota dell'Iraq al 20-25% della produzione totale dell'OPEC, con potenziale impatto sugli equilibri interni del cartello.

Petrolio - Shale oil

Una delle principali incertezze riguarda la produzione di *shale oil* negli Stati Uniti e in Canada. In pochi anni è aumentata di 1,25 milioni di barili/giorno, ma anche nel caso che tale incremento dovesse raddoppiare entro il decennio, si tratterebbe di un quantitativo relativamente piccolo rispetto al fabbisogno globale di circa 100 milioni verso il 2020. Inoltre, il contributo dello *shale oil* nordamericano verrebbe compensato dal declino della produzione in altre aree non OPEC. La possibilità che salga fino a raggiungere (e superare) la produzione saudita entro il 2017, come recentemente ipotizzato dall'AIE, sembra alquanto remota, anche considerando sia che le risorse di *shale oil* potrebbero essere inferiori all'atteso, sia i problemi tecnici, economici e ambientali delle tecnologie di recupero. In ogni caso, l'OPEC vede l'aumento

della produzione statunitense con molta apprensione, trattandosi della principale sfida ai poteri del cartello dai tempi dello sviluppo delle risorse dell'Alaska e del Mare del Nord. Anche la Russia teme che la rivoluzione dello *shale oil* negli Stati Uniti e altrove possa ridurre le sue esportazioni di petrolio entro il decennio. Per mantenere immutate le entrate, i paesi OPEC dovrebbero incrementare le vendite abbassando il prezzo o limitare la produzione. È comunque difficile prevedere che gli Stati Uniti competeranno con l'Arabia Saudita, considerando le capacità di crescita della produzione di questo paese a costi molto contenuti. Aumentando la produzione, l'Arabia Saudita potrebbe sopprimere l'industria dello *shale oil* americano sul nascere.

Il costo si aggira oggi a oltre 70-80 \$/barile, pertanto il calo del prezzo a 80 \$/barile porterebbe al collasso dell'industria. Questo scenario sembra comunque improbabile. Considerando la necessità di crescenti entrate petrolifere per scongiurare una primavera araba in Arabia Saudita e in altri paesi OPEC, il prezzo dovrebbe rimanere superiore a 100 \$/barile. In ultima analisi, le dinamiche di prezzo del petrolio appaiono legate allo sviluppo della domanda mondiale.

Gas - Shale gas

Le principali incognite per l'evoluzione del prezzo del gas naturale sono lo sviluppo dell'industria dello *shale gas* negli Stati Uniti, in Cina e altrove, la concorrenza tra i produttori di gas russo, l'evoluzione dei meccanismi di determinazione del prezzo e, nel continente europeo, l'eccesso di offerta.

Dopo i successi dello *shale gas* negli Stati Uniti, molti paesi si stanno muovendo per produrre gas naturale dalla fratturazione delle rocce gasifere, la Cina in prima linea con l'acquisizione di imprese e *joint venture* per lo sviluppo delle risorse nordamericane. La possibilità che l'Europa possa seguire l'America sono tuttavia davvero molto basse, per via della densità demografica, dell'inconsistenza delle risorse e dell'opposizione politica, anche se alcuni paesi (tra cui l'Ucraina) stanno già promuovendo l'esplorazione e lo sviluppo. La rivoluzione dello *shale gas* negli Stati Uniti può tuttavia riflettersi apprezzabilmente sui prezzi europei attraverso i flussi di esportazione verso l'Europa e più ancora verso l'Asia. Questo però dipende dalla volontà del Congresso degli Stati Uniti, dove è tuttora in corso la contesa tra i produttori - che vorrebbero esportare il gas verso paesi con

prezzimaggiorati fino a 3-5 volte - e l'industria manifatturiera assieme alle associazioni dei consumatori che vorrebbero mantenere il gas per il consumo interno, temendo un aumento dei prezzi. Non c'è ancora un accordo, ma diverse industrie si stanno preparando alacremente con la sigla di precontratti di esportazione di gas naturale liquefatto con importatori europei e asiatici. In ogni caso, le prospettive dello *shale gas* appaiono incerte, perché se le riserve venissero riservate interamente al consumo interno, i prezzi potrebbero divenire troppo bassi e la produzione potrebbe andare in crisi; se invece gli Stati Uniti esportassero, la conseguenza sarebbe l'aumento dei prezzi interni, ma anche un nuovo equilibrio di mercato a scapito dei prezzi di esportazione.

Gas - Meccanismi di determinazione del prezzo

Gazprom difende i prezzi indicizzati al petrolio in alternativa a una progressiva rimodulazione sui prezzi *spot* che si formano negli *hub* europei, adducendo che questi si riferiscono solo ai piccoli quantitativi che residuano dai contratti a lungo termine. Dall'altra parte, gli importatori osservano che i prezzi indicizzati al petrolio, nei contratti di lungo termine stipulati quando il petrolio aveva prezzi dell'ordine di 20-30 \$/barile, con prezzi che sono oggi stabilmente superiori a 100 \$/barile, costituiscono una forma di *windfall profit*. Il problema non è infatti la lunga durata dei contratti *take-or-pay*, quanto l'indicizzazione al prezzo del petrolio che va rinegoziato con gli importatori. Ma anche il concetto del *take-or-pay* perde rilievo quando le principali infrastrutture di trasporto sono state ampiamente ammortizzate e richiedono solo esborsi per la manutenzione, pur rimanendo ovviamente la parte legata al costo di produzione. In aggiunta, il modello Gazprom che tiene le vendite a basso prezzo sul mercato interno e ad alto prezzo nel mercato europeo non sembra più essere sostenibile ai prezzi attuali del petrolio.

Ci sono novità anche nell'area asiatica, che si distingue per i prezzi del gas più alti del mondo. In previsione dello sviluppo di flussi di esportazione di *shale gas* americano, alcune tra le principali *utilities* giapponesi stanno siglando contratti di importazione indicizzati ai prezzi formati al *Henry Hub*, con risparmi che arrivano anche al 30% sui prezzi attuali. Essendo le esportazioni in quest'area essenzialmente legate al GNL, è prevedibile che si confermi la tendenza generale del mercato del GNL, per più dell'80% delle forniture legato a contratti di lungo termine.

Gas - Concorrenza tra produttori di gas russo

La quota di gas russo estratto da produttori diversi da Gazprom è quasi triplicata tra il 2000 e il 2012, passando dal 10% al 27% del totale.

Il principale vantaggio di Gazprom sta nella proprietà dei metanodotti di trasporto. Fino a pochi anni fa i produttori russi indipendenti (Novatek, Rosneft ecc.) erano costretti a vendere la produzione a Gazprom, ma negli ultimi anni hanno ottenuto sempre più possibilità di accesso alle reti e oggi essi possono vendere gas in concorrenza con l'azienda di Stato ai generatori elettrici e ad altri grandi consumatori come le acciaierie. Nel futuro potrebbero anche esportarlo.

Gas - Eccesso di offerta in Europa

Le infrastrutture di importazione appena realizzate o proposte (North Stream, South Stream, TAP, Nabucco, Galsi e diversi terminali di rigassificazione) sono state progettate per un mercato in rapida espansione. Negli ultimi anni, la recessione accompagnata dalla promozione di politiche di risparmio energetico, e dalla sostituzione del gas naturale per la generazione elettrica con carbone e fonti rinnovabili, ha invece portato a scarsa crescita, stagnazione e poi al calo del fabbisogno. Se la capacità di importazione venisse tutta realizzata, si determinerebbe un eccesso di offerta che, in un mercato libero ed efficiente, si risolverebbe con un calo significativo dei prezzi. Nella pratica, in vista di una tale evoluzione, molti progetti vengono rallentati o cancellati.

Carbone

Il calo dei prezzi internazionali del carbone nel 2012 risulta da più fattori: l'enorme disponibilità di offerta di carbone espulso dal mercato della generazione elettrica americana dal metano a basso prezzo; il calo della crescita del fabbisogno elettrico nella maggior parte del mondo, la bassa crescita della siderurgia e, nell'Unione europea, il crollo dei diritti di emissione di CO₂. Tale combinazione di circostanze appare irripetibile e infatti il prezzo del carbone americano, venduto a sconto durante la maggior parte del 2012, si è praticamente allineato con quello di altre fonti di carbone verso la fine dell'anno (Fig. 1.13). Per il futuro

si può prevedere che l'offerta mondiale faticherà a coprire la crescente domanda di carbone di importazione proveniente dai paesi asiatici (principalmente Cina e India) per la generazione elettrica e per le acciaierie. In prospettiva futura, naturalmente, per questa fonte andrà valutata la compatibilità con più stringenti requisiti ambientali e l'effettiva possibilità di

ridurre le emissioni in fase di utilizzo, grazie anche all'impiego di tecnologie come la *carbon capture and sequestration* (CCS). Al momento appare però difficile valutare il reale potenziale e la fattibilità tecnico-economica di tale tecnologia, ancora nella fase di sperimentazione e di progetti pilota nel settore termoelettrico.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

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

L'EU ETS è stato istituito dalla direttiva 2003/87/CE e sue successive modificazioni (direttiva ETS), che trasferisce in Europa, per gli impianti industriali, il meccanismo di *cap and trade* introdotto a livello internazionale dal Protocollo di Kyoto. In altre parole, il sistema fissa un tetto massimo (*cap*) al livello totale delle emissioni consentite a tutti i soggetti vincolati dal sistema, ma consente ai partecipanti di acquistare e vendere sul mercato (*trade*) diritti di emissione di CO₂ (*quote*) secondo le loro necessità, all'interno del limite stabilito.

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

Dal 2012 il sistema è stato ampliato anche a circa 4.000 operatori del settore aereo e dal 2013 è stato esteso ulteriormente alle attività di produzione di alluminio, calce viva, acido nitrico,

idrogeno, carbonato e bicarbonato di sodio, nonché agli impianti che si occupano della cattura e dello stoccaggio di CO₂.

È prevista la possibilità di escludere dall'EU ETS ospedali e piccoli emettitori, ovvero impianti con emissioni inferiori a 25.000 tonnellate di CO₂ equivalente e, nel caso di impianti di combustione, con potenza termica nominale inferiore a 35 MW, escluse le emissioni da biomassa.

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

- l'applicazione di un tetto unico alle emissioni prodotte nei vari Stati membri in sostituzione del precedente sistema, articolato sulla base di tetti definiti a livello nazionale;
- l'utilizzo obbligatorio del metodo d'asta per l'assegnazione delle quote di emissione. Nel corso del 2013 le aste

- riguarderanno il 40% circa delle emissioni, con un aumento graduale di tale quota ogni anno;
- l'applicazione di regole di allocazione armonizzate sulla base di *benchmark* di performance di emissione di portata europea, con riferimento ai settori esentati dall'applicazione dei meccanismi d'asta per l'attribuzione delle quote.
- l'introduzione di meccanismi di gestione dei prezzi discrezionali, attraverso l'inserimento di una soglia di prezzo minimo (*price floor*) quale garanzia per gli investitori, ovvero la previsione di meccanismi di regolazione dell'offerta, attraverso una riserva di quote.

La Commissione europea stima un surplus di quote di emissione in circolazione nel sistema che potrebbe raggiungere 1,5-2 miliardi già entro il 2014⁴. A fronte di un simile rischio, il 14 novembre 2012 la Commissione ha adottato una relazione sulla situazione del mercato europeo del carbonio, che illustra una serie di possibili misure strutturali per affrontare il problema delle quote eccedenti. In particolare, sono state avanzate due linee di intervento: una proposta di breve termine (c.d. *back-loading*) e un set di misure strutturali di riforma dell'ETS per il lungo termine (contenute nella relazione di cui sopra). In particolare, il *back-loading* opera un accantonamento temporaneo delle quote da mettere all'asta nel triennio 2013-2015, per rimetterle in circolazione nell'ultimo biennio della terza fase (2019-2020).

Le altre misure strutturali proposte prevedono:

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

Il Parlamento europeo e il Consiglio hanno chiesto alla Commissione di esaminare le menzionate opzioni per un'azione strutturale da adottare con la massima rapidità, tra cui il ritiro permanente del numero di quote necessario per riassorbire l'eccedenza. Le eventuali proposte legislative di misure strutturali, presentate dalla Commissione in esito al dibattito pubblico, verranno sottoposte a una consultazione pubblica e a una valutazione approfondita dei loro impatti.

Per quanto concerne il panorama nazionale, con il decreto legislativo 13 marzo 2013, n. 30, è stata data attuazione alla direttiva 2009/29/CE, tesa a modificare il sistema di scambio delle quote come definito dalla direttiva 2003/87/CE, con riferimento agli anni successivi al 2012. In sintesi, il decreto definisce in maniera più puntuale il campo di applicazione della disciplina in oggetto per gli impianti di combustione, e contemporaneamente estende il sistema a gas diversi dall'anidride carbonica. Lo stesso ammette l'esclusione dal sistema dei piccoli impianti, subordinata alla realizzazione di sforzi di riduzione "equivalenti", ed esonera dal sistema gli impianti di incenerimento che trattano rifiuti speciali non pericolosi, purché prodotti da impianti di trattamento alimentati da rifiuti urbani. Inoltre, il decreto disciplina il metodo di assegnazione delle quote, prevedendo che vengano assegnate mediante asta. In particolare, per gli impianti termoelettrici e per quelli di cattura e stoccaggio del carbonio, l'assegnazione sarà a titolo oneroso, mentre per gli impianti dei settori diversi dal termoelettrico è prevista una transizione graduale verso il *full auctioning*.

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

⁴ Commission Staff Working Document, *Proportionate Impact Assessment*, proposta di emendamento al regolamento Aste, c.d. *back-loading*, 12 novembre 2012.

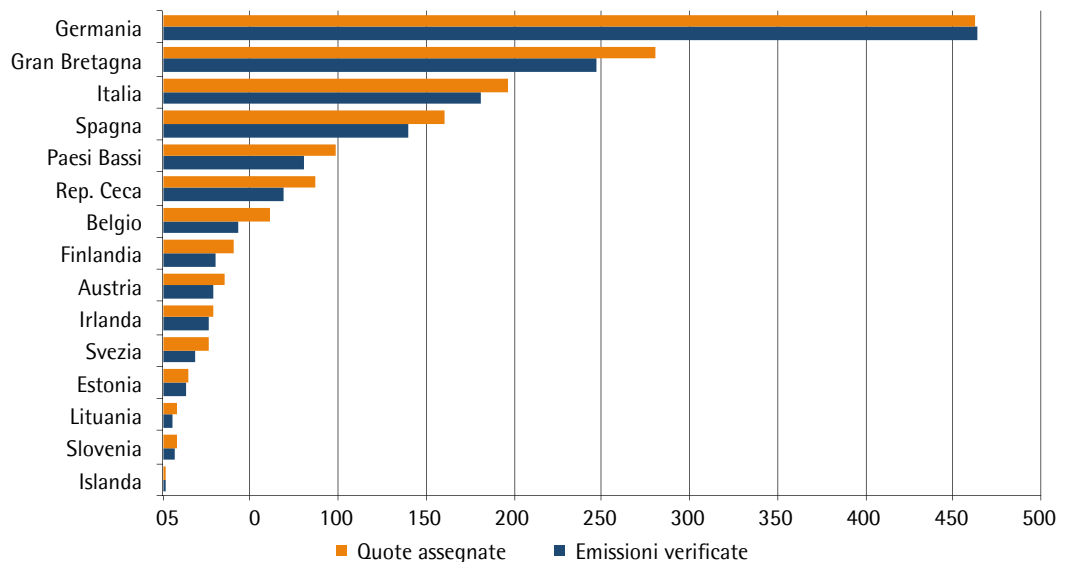
Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2011-2012

I dati del registro europeo (*Community Independent Transaction Log – CITL*), estratti in data 2 aprile 2013, mostrano una riduzione delle emissioni registrate di oltre il 3% rispetto all'anno precedente. Con riferimento al 2012, considerando i paesi nei quali almeno il 90% delle installazioni ha comunicato le proprie emissioni, si

evidenzia una sovrallocazione di quote di quasi 152 MtCO₂. A tale esito hanno contribuito soprattutto la Gran Bretagna (33 MtCO₂), la Spagna (20 MtCO₂) e i Paesi Bassi (19 MtCO₂). La Germania è l'unico paese a mostrare una tendenza opposta, evidenziando infatti una lieve sottoallocazione di 0,4 MtCO₂. Quest'ultimo dato è in forte diminuzione rispetto al 2011, anno in cui la Germania registrò una sottoallocazione di poco inferiore a 50 MtCO₂.

FIG. 1.16

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2012^(A)
MtCO₂



(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 2013.

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 2012 pari a 181,2 MtCO₂, che determina una sovrallocazione di

quasi 15 MtCO₂. 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 12,6 MtCO₂ e a 4,9 MtCO₂. Gli impianti di combustione e quelli di raffinazione hanno invece scontato un deficit di permessi, rispettivamente pari a 4,2 MtCO₂ e a 2,5 MtCO₂.

TAV. 1.15

Emissioni effettive
e assegnazioni per gli anni
2011-2012 in Italia
MtCO₂

SETTORE PRODUTTIVO	2011			2012		
	ASSEGNAZIONI	EMISSIONI VERIFICATE	DIFFERENZA	ASSEGNAZIONI	EMISSIONI VERIFICATE	DIFFERENZA
Impianti di combustione	115,4	120,9	-5,6	111,8	115,9	-4,2
Impianti di raffinazione	19,7	23,7	-4,0	19,7	22,2	-2,5
Produzione di acciaio	19,1	14,4	4,8	19,1	14,2	4,9
Produzione di calce e cemento	31,0	22,6	8,4	31,0	18,5	12,6
Produzione di vetro	3,1	2,8	0,2	3,1	2,7	0,4
Produzione di ceramica e laterizi	0,8	0,3	0,4	0,8	0,3	0,5
Produzione di pasta per carta e cartoni	5,4	4,6	0,8	5,4	4,3	1,1
Trasporto aereo	0,0	0,0	0,0	4,2	2,8	1,4
Altre attività	0,9	0,6	0,4	1,1	0,5	0,6
TOTALE SETTORI	195,4	190,0	5,5	196,1	181,2	14,9

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL in data 2 aprile 2013.

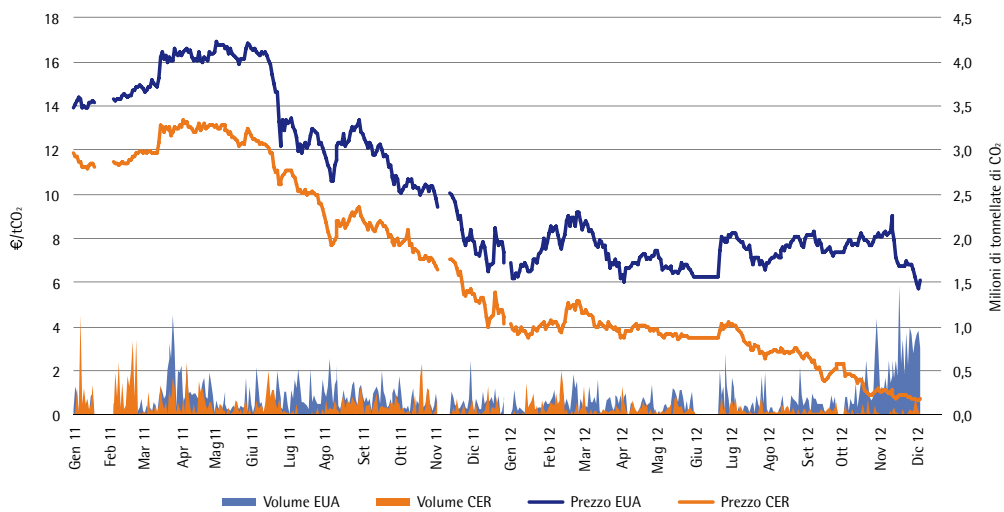
Prezzo della tonnellata di CO₂ nel 2012

Nella figura 1.17 sono rappresentati i prezzi e i volumi degli EUA e dei CER (*Certified Emission Reduction*) quotati sulla Borsa Bluenext (caratterizzata dai volumi di scambio maggiori), che ha terminato il suo periodo di attività il 5 dicembre 2012. Come mostrato nel grafico, il prezzo *spot* dei permessi EUA nel 2012 ha registrato un incremento in febbraio (+23% rispetto al mese precedente, raggiungendo i 9,19 €/tCO₂ a fine febbraio) a seguito di un iniziale andamento in diminuzione a continuazione del trend negativo iniziato nel secondo semestre 2011. Successivamente, l'andamento degli EUA mostra un trend costante fino al crollo nel giorno antecedente la chiusura con il minimo annuale di 5,72 €/tCO₂. Il prezzo medio di quotazione su base annuale è

risultato pari a 7,37 €/tCO₂ (-43% rispetto all'anno precedente). Dopo il crollo dei volumi del 2011, passati da circa 270 milioni di tonnellate del 2010 a poco più di 45 milioni di tonnellate, nel 2012 le transazioni mostrano una lieve variazione in aumento, raggiungendo quasi 47 milioni di tonnellate. Nella stessa Borsa, il prezzo medio *spot* dei crediti CER, 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 3,08 €/tCO₂, con uno spread rispetto al prezzo dei permessi EUA che ha raggiunto il punto massimo nel mese di novembre (7,91 €/tCO₂). A differenza degli EUA, il prezzo dei CER è stato in costante diminuzione durante tutto il 2012. Il volume dei certificati si è sostanzialmente dimezzato rispetto all'anno precedente (-51%), con un volume di poco più di 14 milioni di tonnellate.

FIG. 1.17

Andamento dei prezzi spot della CO₂ nella borsa Bluenext nel 2011-2012
 €/tCO₂; MtCO₂



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Bluenext.

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 2012 ed estratti dal database Eurostat in data 23 maggio 2013. Si segnala

che, per alcuni paesi e per il prezzo medio relativo agli aggregati Unione europea (27 paesi) e Area euro (paesi che adottano la moneta unica), i dati relativi all'anno in esame sono stati forniti in

forma provvisoria. L'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.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per i clienti domestici

Nel 2012 i prezzi dell'energia elettrica per i consumatori domestici italiani risultano inferiori ai prezzi mediamente praticati nell'Unione europea per le prime due classi di consumo (comprendenti consumi annui inferiori a 1.000 kWh e fino a 2.500 kWh), sia al netto sia al lordo delle imposte e oneri, mentre risultano superiori per le restanti classi di consumo. In particolare, per la prima classe di consumo (<1.000 kWh/anno) i prezzi italiani al netto delle imposte risultano inferiori del 12% rispetto alla media europea; il divario rimane ancora inferiore dell'8% al lordo delle imposte. Per i consumatori domestici appartenenti alla seconda fascia di consumo (1.000-2.500 kWh/anno), dove si concentra gran parte delle famiglie italiane, i prezzi interni al netto delle imposte sono inferiori del 7,6% rispetto alla media europea, al lordo delle imposte la differenza è del -6,2%. Per le fasce di consumo superiori a quelle sopra evidenziate, i prezzi

italiani risultano più alti della media europea. Più in dettaglio, per la classe di consumo intermedia (2.500-5.000 kWh/anno) il prezzo al netto delle imposte evidenzia un divario con la media europea del +9%, la differenza sale però al +15% al lordo delle imposte (Tav. 1.16). Tale categoria evidenzia per l'Italia un rialzo dei prezzi al lordo delle imposte del 9,3% rispetto al 2011, a fronte di un incremento medio del 6,2% a livello europeo. In altri paesi europei vi sono stati incrementi del prezzo finale per la stessa categoria superiori all'Italia, come per esempio nel Regno Unito (+15%) e in Spagna (+10% circa).

Al contrario, Germania e Francia vedono una variazione positiva del loro prezzo finale, sempre riferita alla categoria presa in esame, inferiore alla media europea a 27 paesi e pari rispettivamente a +4,2% e +1,3%. In tutti i principali paesi, con l'eccezione del Regno Unito, tale aumento è ascrivibile per una quota significativa all'aumento della componente imposte, inclusiva degli eventuali oneri parafiscali.

TAV. 1.16

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; anno 2012; c€/kWh

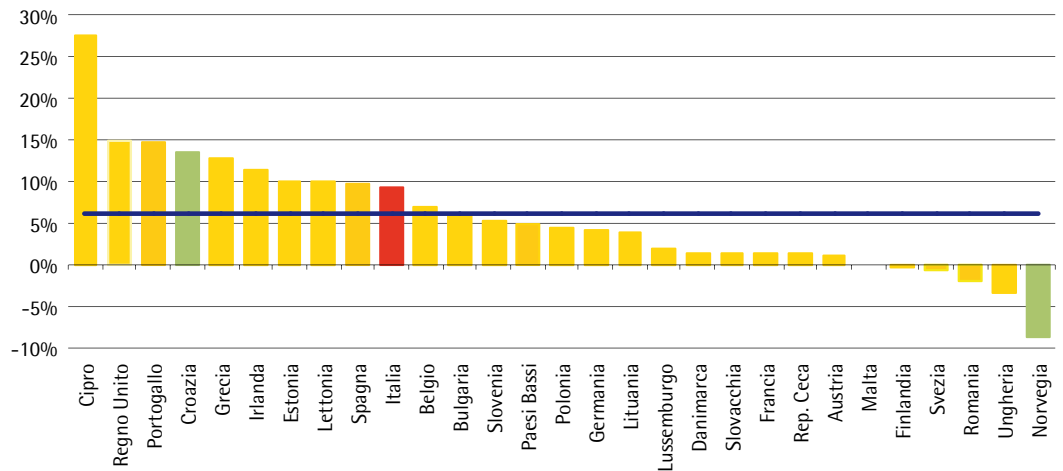
	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		> 15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	20,63	29,83	15,69	22,38	14,23	20,00	12,88	18,09	11,53	16,17
Belgio	23,20	30,12	18,10	23,82	16,37	22,75	14,43	19,45	12,17	17,27
Bulgaria	7,56	9,07	7,51	9,01	7,51	9,01	7,47	8,96	7,45	8,94
Cipro	26,60	31,80	23,71	28,40	23,76	28,45	23,43	28,06	22,50	26,92
Danimarca	15,52	32,94	15,52	32,94	13,05	29,85	11,24	26,13	11,24	26,13
Estonia	8,13	11,48	8,02	11,32	7,83	11,10	7,55	10,76	6,88	9,94
Finlandia	21,75	28,86	14,25	19,62	10,93	15,54	9,44	13,70	7,79	11,67
Francia	19,86	24,60	11,83	16,09	10,06	14,21	8,96	13,03	8,67	12,76
Germania	25,31	39,73	16,43	28,86	14,37	26,36	13,20	25,04	12,80	24,08
Grecia	13,61	17,01	9,63	12,56	10,69	14,05	10,86	15,78	9,81	15,17
Irlanda	46,07	56,84	22,69	27,02	19,02	22,22	16,89	19,50	14,75	16,84
Italia	19,02	26,16	14,03	19,35	14,85	22,15	17,91	27,36	20,44	30,61
Lettonia	9,80	11,91	10,39	12,64	11,35	13,79	11,89	14,44	12,05	14,65
Lituania	10,86	13,14	10,67	12,91	10,45	12,64	10,20	12,34	9,62	11,64
Lussemburgo	21,89	24,61	16,52	18,91	14,73	17,01	13,66	15,88	12,22	14,35
Malta	37,05	39,00	19,00	20,00	16,15	17,00	17,10	18,00	31,35	33,00
Paesi Bassi ^(A)	30,785	n.d.	16,38	11,51	13,47	18,77	11,90	22,36	9,97	18,58
Polonia	14,47	18,39	12,05	15,41	11,51	14,74	11,03	14,15	10,64	13,68
Portogallo	21,20	36,28	12,86	22,59	11,40	20,28	10,35	18,67	10,27	18,19
Regno Unito	18,29	19,20	18,06	18,94	16,52	17,34	14,78	15,52	13,62	14,30
Rep. Ceca	26,44	31,89	19,24	23,22	12,37	14,99	10,54	12,81	9,26	11,25
Romania	8,28	10,93	8,29	10,94	8,04	10,63	8,03	10,62	7,91	10,47
Slovacchia	21,34	25,97	15,95	19,51	14,02	17,19	12,44	15,29	10,89	13,43
Slovenia	16,53	22,40	13,35	17,60	11,93	15,42	11,00	14,05	10,12	12,78
Spagna	28,43	35,72	19,67	24,71	17,78	22,33	15,99	20,10	14,38	18,07
Svezia	25,39	35,68	14,76	22,39	13,29	20,55	10,79	17,42	9,33	15,61
Ungheria	13,76	17,98	12,68	16,35	12,12	15,64	11,49	14,84	11,56	14,93
Croazia	18,14	22,70	11,25	14,11	10,33	12,96	9,80	12,30	9,41	11,81
Norvegia	34,89	45,51	20,97	28,11	13,11	18,28	8,81	12,91	7,52	11,30
Unione europea	21,56	28,37	15,18	20,63	13,63	19,295	12,68	18,485	12,12	17,75
Area euro	23,09	31,22	15,06	21,395	13,51	20,25	12,78	19,825	12,37	19,21

(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.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.18

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici
 Variazione percentuale 2012-2011 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh^(A)

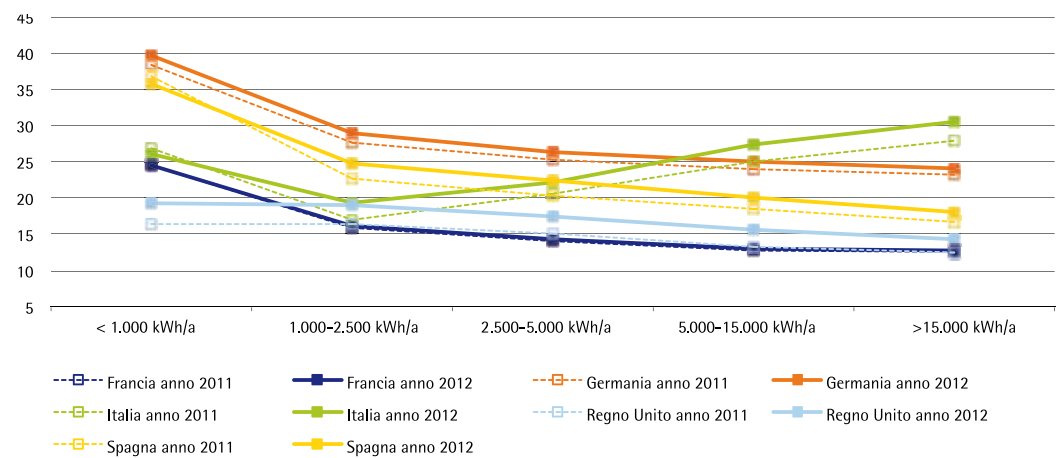


(A) La linea continua rappresenta la variazione del prezzo medio dell'Unione europea. Nel grafico sono anche rappresentate le variazioni di prezzo di due paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.19

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.

Il confronto con i principali paesi europei sui prezzi finali al lordo delle imposte per tutte le fasce di consumo (Fig. 1.19) evidenzia anche la forte progressività dei prezzi italiani. Per le prime due classi di consumo, i prezzi italiani risultano superiori solo a Francia e Regno Unito. In particolare, per la seconda classe di consumo il divario con il Regno Unito è di appena il 2%. Per la prima classe il prezzo finale è leggermente diminuito rispetto all'anno precedente.

L'incidenza delle imposte e degli oneri per l'Italia conferma la struttura progressiva, essendo inferiore al 38% per le prime due classi di consumo e circa il 50% per le altre classi. L'incidenza risulta in media del 45%, di cinque punti percentuali superiore alla media europea. I prezzi tedeschi risentono invece della maggiore pressione fiscale e degli oneri che risultano mediamente pari al 79% con punte del 90%. Il paese con il minor peso di imposte e oneri sui prezzi netti è il Regno Unito, con un'incidenza media del 5%.

Prezzi per i clienti industriali

I prezzi dell'energia elettrica per le imprese italiane risultano nel 2012 più alti della media europea per tutte le classi di consumo. In particolare per la classe di consumo 500-2.000 MWh, una delle più rappresentative per il nostro mercato, i prezzi risultano maggiori della media dell'Unione europea del 37% (era il 27% nel 2011) per i prezzi netti e del 47% (era il 34% nel 2011) per i prezzi lordi. L'incremento del prezzo lordo per questa classe di consumo tra il 2012 e il 2011 è tra i più alti d'Europa, sopra il 16% contro

una media dell'Unione europea del 5,5%. Solo Cipro e Portogallo mostrano un incremento di prezzo maggiore per questa classe di consumo (Fig. 1.20). Anche il Regno Unito evidenzia un sensibile incremento (+16% circa) mentre, sempre con riferimento alla stessa classe di consumo, Spagna e Francia hanno subito variazioni di prezzo in linea con la media dell'Unione europea. La Germania è il paese, tra i grandi presi in esame, a mostrare l'incremento di prezzo più basso e pari al 3%. In particolare, l'aumento tra il 2011 e il 2012 nel nostro Paese appare riconducibile, per la maggior parte (65%), al maggior carico di fisco e oneri.

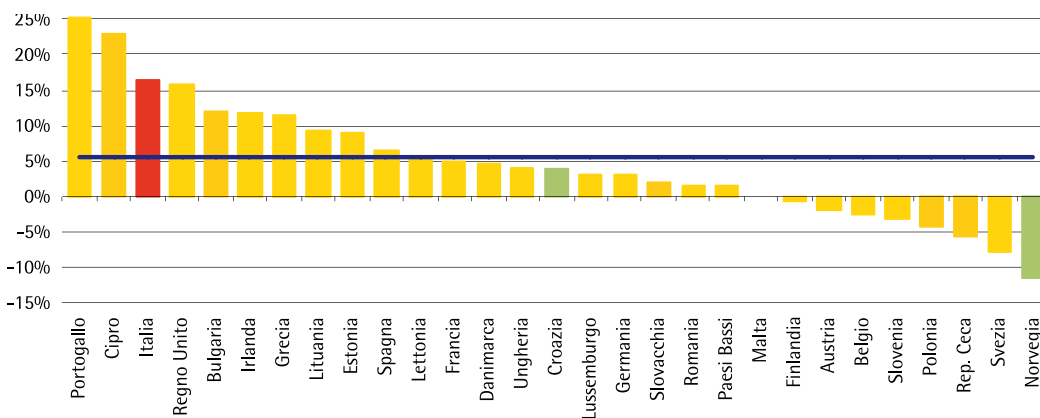


FIG. 1.20

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali
Variazione percentuale 2012-2011 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh^(A)

(A) La linea continua 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.

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	12,58	17,96	10,72	15,47	8,97	13,26	7,97	11,77	7,10	10,57	6,57	9,89
Belgio	16,37	21,60	13,29	17,82	9,56	13,21	8,64	11,91	7,06	9,77	6,83	9,20
Bulgaria	8,93	10,93	8,40	10,22	7,25	8,84	6,56	8,00	5,84	7,13	5,46	6,67
Cipro	26,36	31,49	24,68	29,57	22,17	26,67	20,77	25,04	20,10	24,25	19,52	23,59
Danimarca	11,24	26,13	9,21	25,92	8,43	24,92	8,38	24,74	7,55	23,65	7,55	23,61
Estonia	7,15	10,26	6,84	9,90	6,65	9,61	6,56	9,45	6,10	8,48	6,19	7,95
Finlandia	8,85	11,74	8,10	10,83	6,79	9,22	6,49	8,85	5,22	7,28	5,17	7,23
Francia	10,83	15,09	8,61	11,99	7,21	10,30	6,37	8,93	6,02	8,29	5,62	7,33
Germania	16,58	27,72	10,80	19,60	8,87	17,15	7,78	15,60	7,16	14,27	6,48	12,70
Grecia	14,53	19,77	11,82	16,33	10,17	13,59	8,65	11,76	7,61	10,44	5,26	7,06

TAV. 1.17

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; anno 2012; c€/kWh

TAV. 1.17 - SEGUE

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; anno 2012; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Irlanda	18,39	21,85	15,38	17,72	13,30	15,32	10,95	12,43	9,91	10,87	9,03	10,17
Italia	17,15	29,08	13,58	23,31	13,16	21,24	14,27	21,97	9,71	15,10	8,97	12,77
Lettonia	14,01	17,03	11,92	14,48	11,07	13,45	9,95	12,08	9,63	11,69	8,01	9,73
Lituania	12,80	15,54	11,98	14,55	11,38	13,81	10,72	13,01	11,61	14,12	n.d.	n.d.
Lussemburgo	15,72	18,06	11,27	12,40	9,89	10,94	7,42	8,08	6,35	6,82	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	10,83	13,33	9,79	14,71	8,30	11,55	7,41	10,18	6,91	8,82	6,86	8,37
Polonia	16,02	20,29	11,38	14,58	8,88	11,52	7,82	10,21	7,43	9,72	7,02	9,22
Portogallo	12,32	22,04	10,37	16,91	10,21	14,06	9,44	12,87	8,09	11,41	7,74	10,15
Regno Unito	15,20	18,69	12,86	16,05	11,27	14,10	10,19	12,72	9,81	12,14	9,29	11,47
Rep. Ceca	18,72	22,60	14,45	17,47	10,23	12,41	9,60	11,65	9,28	11,27	9,83	11,93
Romania	10,62	13,76	9,58	12,37	8,31	10,55	7,32	9,23	6,74	8,43	6,20	7,76
Slovacchia	20,12	24,66	15,15	18,70	12,50	15,52	11,45	14,27	10,55	13,19	9,46	11,88
Slovenia	13,33	17,52	10,58	13,56	8,69	11,34	7,69	10,12	7,11	9,34	6,38	8,46
Spagna	19,94	25,05	14,70	18,46	11,47	14,40	9,60	12,06	8,35	10,48	7,27	9,13
Svezia	17,22	21,60	9,09	11,43	7,87	9,91	6,87	8,66	6,00	7,57	5,09	6,44
Ungheria	11,94	15,80	11,44	15,16	10,09	13,45	9,59	12,81	10,07	13,43	7,13	9,69
Croazia	12,30	15,44	10,77	13,52	9,13	11,48	7,74	9,74	5,90	7,45	6,14	7,75
Norvegia	7,53	11,32	7,51	11,29	7,40	11,14	5,68	9,00	4,48	7,50	3,54	6,32
Unione europea	15,24	22,12	11,39	16,97	9,61	14,44	8,82	13,25	7,70	11,55	7,09	10,33
Area euro	15,25	23,15	11,37	17,75	9,59	15,11	8,86	13,93	7,50	11,83	6,89	10,44

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

La figura 1.21 mostra i livelli di prezzo per i clienti industriali nei principali paesi europei per tutte le classi di consumo negli ultimi due anni. Dalla figura risulta evidente quanto affermato finora circa il più alto livello dei prezzi finali dell'energia elettrica per le imprese italiane. La Germania è il paese con la maggiore incidenza

fiscale, mediamente supera l'89%, segue l'Italia con un'incidenza media del 59%, contro il 48% della media europea. Il paese con il minore impatto delle imposte e degli oneri resta il Regno Unito con il 24%, poco distante è la Spagna con un peso del carico fiscale e parafiscale di quasi il 26%.

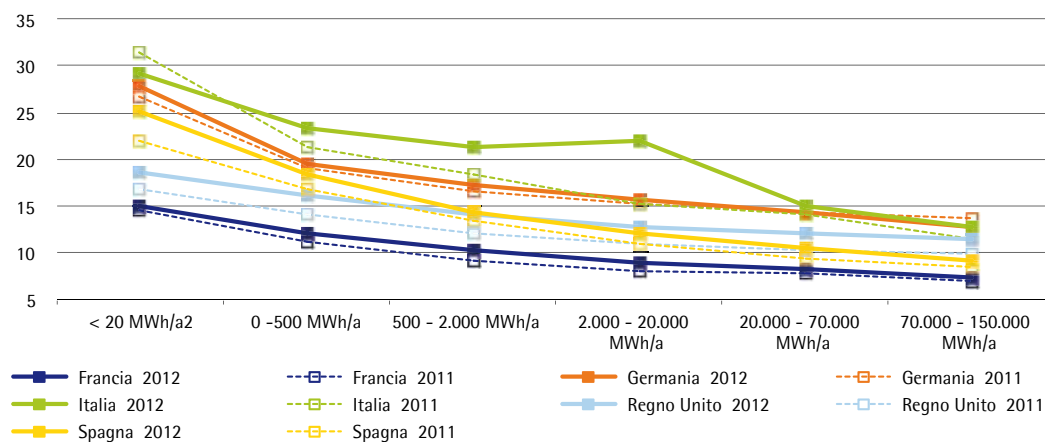


FIG. 1.21

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.

Per le imprese c.d. "energivore" il prezzo italiano al lordo delle imposte è rimasto sostanzialmente allineato a quello pagato dalle imprese tedesche di pari consumo, anche se queste ultime hanno beneficiato di un trend in leggera diminuzione. Diversa è invece la situazione al netto delle imposte, con i prezzi italiani ancora più alti. L'incremento maggiore dei prezzi tra il 2011 e il 2012 appare quello registrato in l'Italia nella classe 2.000- 20.000 MWh/anno. Relativamente a questa categoria, tuttavia, va segnalato che, trattandosi di dati di fatturazione mensili, per l'Italia risultano per il secondo semestre 2012 valori relativi ad alcune imprese particolarmente elevati (e in grado pertanto di incidere sulle medie complessive) per effetto di conguagli e problemi dichiarati dagli

operatori di corretta lettura/imputazione dei volumi. Pertanto, valutazioni in merito al posizionamento relativo di tale classe rispetto alla omologa classe di altri paesi richiedono confronti su un intervallo temporale più ampio di quello qui presentato, oppure il riferimento a dati di competenza, che nel caso specifico (Indagine annuale sui settori regolati) confermano andamenti discendenti all'aumentare del consumo, più in linea con le attese. Infine, vale la pena sottolineare le eccezioni, che riguardano in Italia la prima classe di consumo (<20 MWh), la quale ha visto una riduzione del 7% dei prezzi netti rispetto all'anno precedente, in controtendenza in confronto agli altri paesi e alla Germania, la classe a maggiori consumi.

Prezzi del gas

Prezzi per le utenze domestiche

I prezzi del gas naturale per i consumatori domestici italiani nel 2012 risultano più alti della media europea per tutte le classi di consumo, al netto e al lordo delle imposte (Tav. 1.18). La differenza risulta del 6% per la prima classe di consumo (<525,36 m³/anno)

al netto delle imposte e del 13,3% al lordo, del 10% per la classe di consumo intermedia (525,36-5.253,6 m³/anno) al netto e del 28,8% al lordo, del 5% per la fascia di consumo più alta (>5.253,6 m³/anno) al netto e del 9% al lordo. Si conferma quindi il maggior peso dell'incidenza del fisco sui consumatori gas rispetto agli altri paesi europei.

TAV. 1.18Prezzi finali del gas naturale
per i consumatori domesticiPrezzi al netto e al lordo delle
imposte; anno 2012; c€/m³

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m ³)					
	< 525,36		525,36-5.253,60		> 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	72,24	97,17	59,65	80,42	52,10	70,98
Belgio	81,54	103,85	59,84	75,22	54,04	69,51
Bulgaria	46,27	55,52	46,27	55,51	47,41	56,88
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	56,15	115,87	56,15	115,87	56,15	115,87
Estonia	51,09	65,04	42,37	53,79	40,73	51,70
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	108,36	130,10	58,04	69,63	51,09	61,02
Germania	84,06	110,59	50,84	67,97	48,16	64,77
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	64,43	76,69	56,82	68,03	52,76	63,35
Italia	83,28	111,62	61,12	91,84	51,47	84,25
Lettonia	68,79	85,83	44,91	56,73	44,83	56,65
Lituania	70,91	85,80	48,98	59,27	44,37	53,02
Lussemburgo	61,56	68,56	55,75	61,96	55,77	61,88
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	86,36	125,00	52,61	84,65	46,48	77,28
Polonia	55,92	68,78	44,90	55,23	42,16	51,86
Portogallo	86,15	107,64	67,44	84,15	58,63	73,21
Regno Unito	64,05	67,22	55,39	58,14	48,86	51,30
Rep. Ceca	83,22	99,86	58,16	69,79	56,33	67,59
Romania	15,27	28,93	15,21	28,79	15,06	28,17
Slovacchia	88,28	105,93	45,38	54,46	43,44	52,12
Slovenia	79,93	101,57	62,60	80,78	56,34	73,26
Spagna	91,98	109,33	70,64	83,94	56,70	67,36
Svezia	132,55	208,18	69,29	129,11	61,74	119,67
Ungheria	53,20	67,56	49,56	62,94	47,63	60,49
Croazia	35,68	44,45	36,29	45,21	36,38	45,32
Norvegia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Unione europea	78,61	98,48	55,12	71,28	48,98	64,87
Area euro	88,47	114,78	57,20	78,29	50,38	71,28

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

In particolare, solo per la classe di consumo più bassa il prezzo italiano è inferiore a quello francese e sostanzialmente in linea con i prezzi di Spagna e Germania.

Dal 2011, il prezzo interno lordo per un consumatore domestico appartenente alla seconda fascia di consumo ha subito un incremento di prezzo del 10,7%, dunque inferiore alla media europea che risulta del 12,2%. Fra i grandi paesi industrializzati si evidenzia il risultato particolarmente negativo della Spagna, che mostra una variazione dei propri prezzi domestici in aumento del 47,5%, seguono il Regno Unito con un incremento del 16% e i Paesi Bassi con un +15,6%. Sul versante opposto, i prezzi tedeschi subiscono la variazione in media più bassa tra

le tre classi di consumo, rispetto ai prezzi 2011, tra i principali paesi industrializzati (+4,7%). La figura 1.22 riporta, a titolo di confronto, anche la dinamica, tra il 2011 e il 2012, del prezzo del Brent e del gas all'*hub* olandese TTF; mostra inoltre come il gas per uso domestico nella classe selezionata sia aumentato in linea con l'andamento dei mercati all'ingrosso.

Il grafico evidenzia altresì come l'enorme variazione dei prezzi in Spagna abbia colpito tutte le classi di consumo, anche se in maniera regressiva. Di converso, la Germania mostra variazioni più basse per tutte le classi di consumo, mentre il Regno Unito continua ad avere prezzi in valore assoluto più bassi tra i paesi analizzati, nonostante gli incrementi registrati.

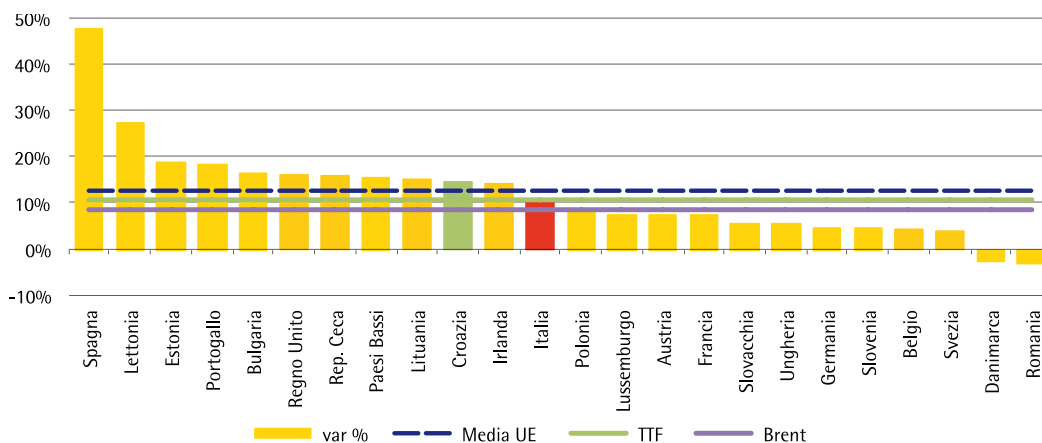


FIG. 1.22

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici
Variazione percentuale 2012-2011
dei prezzi al lordo delle imposte per
consumi annui compresi tra 525,36 e
5.253,60 m³

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

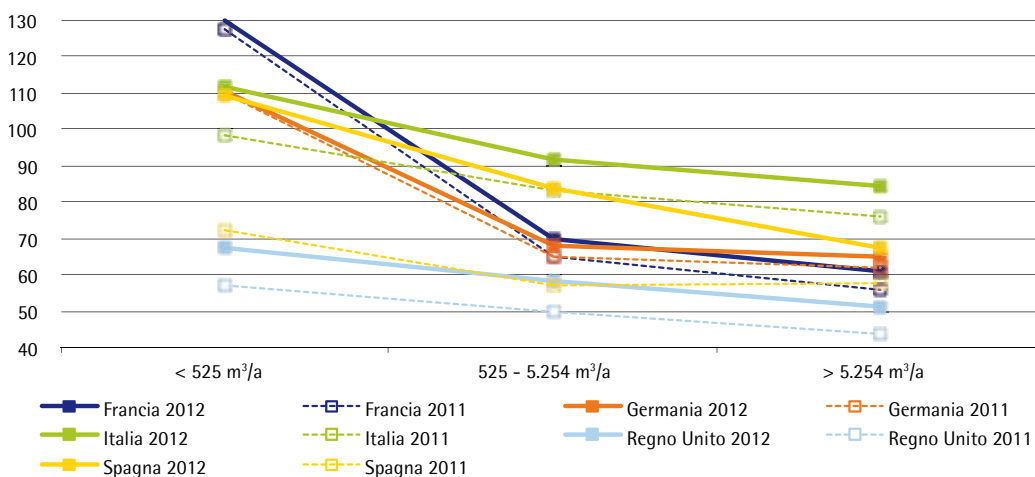


FIG. 1.23

Prezzi finali del gas naturale
per usi domestici per i
principali paesi europei
Prezzi al lordo delle imposte; c€/m³

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze industriali

Nel 2012 i prezzi del gas naturale al lordo delle imposte per le imprese italiane sono risultati inferiori ai rispettivi prezzi medi praticati nell'Unione europea per consumi compresi tra 263 e 26.268 m³ annui, sostanzialmente in linea con la media europea per consumi oltre i 26.268 m³ annui.

Con riferimento alla classe di consumo 2,63-26,27 M(m³)/anno, Svezia, Danimarca, Ungheria, Finlandia, Germania e Portogallo, nonché alcuni paesi dell'Europa orientale, spesso penalizzati dagli alti livelli di tassazione, evidenziano prezzi lordi superiori alla media europea, mentre Irlanda, Regno Unito, Francia, Belgio, Paesi Bassi e Spagna si collocano, insieme con l'Italia, su livelli relativamente inferiori.

In conseguenza della maggiore variazione in aumento dei prezzi netti interni per la medesima categoria di consumo rispetto alla media dell'Unione europea, per il 2012 i prezzi italiani risultano maggiori della media europea (+7%); lo stesso divario si riduce al 4% per la media dei paesi che adottano la moneta unica (Area euro).

La relazione si inverte se consideriamo i prezzi lordi, in particolare, sempre per la stessa categoria di consumo, si evidenzia un divario del 6%, in favore dei prezzi interni. Quest'ultimo dato è però in

diminuzione rispetto al precedente periodo, quando lo stesso differenziale si attestava al 12%.

Rispetto al 2011, sempre con riferimento a consumi compresi tra 2,63 e 26,27 M(m³)/anno, i prezzi finali al lordo delle imposte evidenziano in Italia un aumento del 18%, maggiore rispetto all'incremento medio dell'Unione europea, pari a circa il 10%. Una significativa crescita dei prezzi del gas naturale si registra in Portogallo (+30%), Spagna (+20%), Irlanda (+16%) e Regno Unito (+15%). Tra i paesi che mostrano, al contrario, un incremento di prezzo inferiore alla media europea, si sottolinea la presenza di Germania e Francia, in controtendenza rispetto al 2011, e dei Paesi Bassi. Nella figura 1.24 sono aggiunti, anche in questo caso a titolo di confronto, gli incrementi medi, intercorsi tra il 2011 e il 2012, dei prezzi del Brent e del gas all'*hub* olandese TTF.

Il confronto con i principali paesi europei mostra come i prezzi italiani siano più alti per la prima classe di consumo, ma si attestino su valori più competitivi per classi di consumo più elevate. In particolare, rispetto alla Germania i prezzi interni risultano in linea per la seconda fascia di consumo e inferiori per consumi più elevati. Risultano altresì inferiori ai prezzi della Francia, per la classe di consumo 263-2.627 migliaia di m³ annui, e a quelli della Spagna per consumi compresi tra 2.627 e 26.268 migliaia di m³ annui.

TAV. 1.19

Prezzi finali del gas naturale
per i consumatori industrialiPrezzi al netto e al lordo delle
imposte; anno 2012; c€/m³

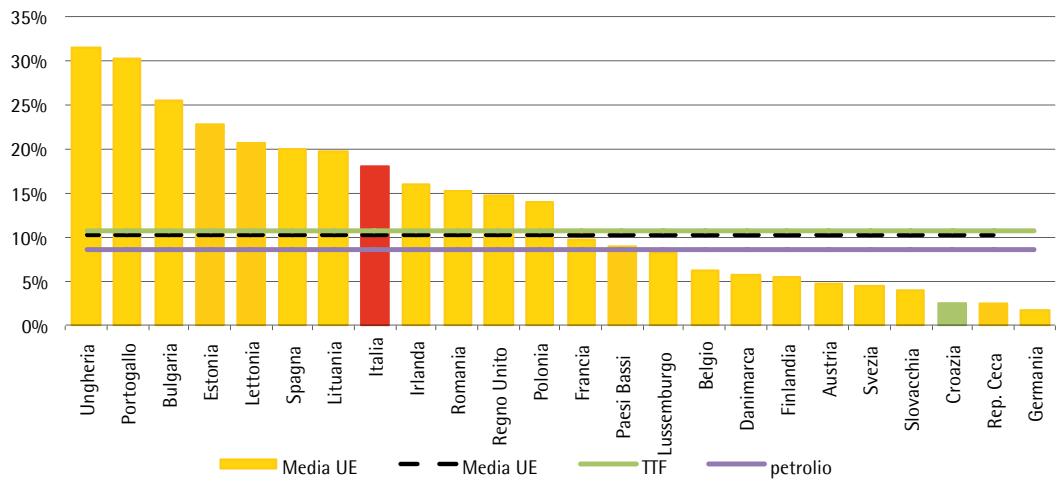
	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m ³)									
	< 26		26-263		263-2.627		2.627-26.268		26.268-105.072	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Belgio	55,75	70,14	41,90	52,65	35,27	44,43	29,48	36,97	28,95	36,01
Bulgaria	43,85	52,75	42,28	50,87	40,13	48,28	37,01	44,53	36,02	43,25
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	56,15	115,87	56,15	115,87	37,80	92,41	35,84	89,96	n.d.	n.d.
Estonia	41,67	52,61	39,15	49,30	36,77	46,03	35,90	44,52	35,46	43,78
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	41,57	61,71	40,35	60,21	38,03	57,69
Francia	61,25	75,21	51,11	62,03	40,70	49,64	31,58	37,36	32,38	38,16
Germania	49,72	64,24	51,66	66,54	46,52	60,43	37,75	49,97	32,78	44,07
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	48,10	58,32	41,53	50,96	39,10	46,73	32,49	35,44	n.d.	n.d.
Italia	54,71	79,70	48,01	66,53	39,86	48,40	36,39	40,51	36,77	40,01
Lettonia	44,80	56,65	42,26	53,40	39,06	49,33	37,34	47,20	35,73	45,23
Lituania	58,96	71,34	47,77	57,81	48,11	58,22	47,55	57,53	n.d.	n.d.
Lussemburgo	56,55	61,18	54,84	58,84	53,39	57,28	40,20	42,92	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	47,40	76,67	40,26	63,82	31,67	46,23	29,52	37,99	27,39	33,96
Polonia	45,76	56,28	42,04	51,71	37,62	46,27	33,85	41,64	31,56	38,82
Portogallo	64,28	80,78	54,48	67,65	43,27	53,35	38,22	47,11	36,77	45,28
Regno Unito	47,76	59,29	35,97	45,03	32,10	40,27	28,97	35,97	26,78	32,70
Rep. Ceca	51,21	62,99	40,56	50,21	34,31	42,71	32,37	40,39	31,05	38,81
Romania	21,42	36,39	21,17	35,78	20,34	34,47	21,54	33,47	21,34	31,83
Slovacchia	54,55	67,13	47,97	59,22	41,31	51,24	33,18	41,48	33,60	41,99
Slovenia	64,70	83,30	61,22	79,13	54,93	71,59	45,34	60,04	n.d.	n.d.
Spagna	48,77	57,90	49,19	58,40	38,91	46,22	35,78	42,50	32,99	39,17
Svezia	68,61	128,25	56,69	113,35	47,32	101,64	41,88	94,83	n.d.	n.d.
Ungheria	51,10	66,37	57,33	74,29	52,75	68,47	50,32	65,38	43,86	57,18
Croazia	49,84	62,13	49,74	61,85	46,97	58,55	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Norvegia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Unione europea	50,86	66,93	45,87	59,94	39,14	50,52	33,90	43,08	31,79	39,82
Area euro	52,95	69,61	48,71	63,21	41,10	52,33	34,89	43,51	32,83	40,77

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.24

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali

Variazione percentuale 2012-2011 dei prezzi^(A) al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2,63 e 26,27 M(m³)

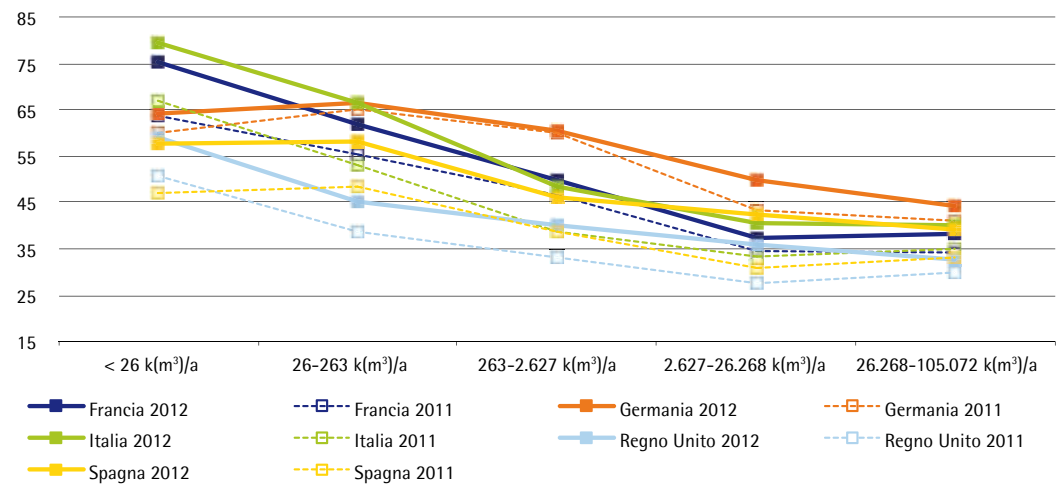


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.25

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

Prezzi al lordo delle imposte; c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Domanda e offerta di energia in Italia

Dopo una dinamica assai modesta, nel 2011, del PIL nazionale (+0,4%) e una diminuzione dei consumi energetici di quasi il 2%, nel 2012 la discesa del PIL del 2,4% è stata accompagnata da un calo dei consumi di energia primaria del 3,5%. Il calo è distribuito su quasi tutti i settori e tutte le fonti primarie e secondarie (Tav. 1.20). Fanno eccezione unicamente le fonti rinnovabili e i consumi civili di gas naturale, spinti dal freddo invernale.

Aumenti si sono visti anche in alcuni settori di nicchia, come il

consumo di gas per autotrasporti e di gas naturale e le fonti solide per la sintesi chimica, ma si tratta di consumi marginali che non fanno la differenza.

Per il resto la crisi economica, prolungata oramai da oltre 18 mesi, ha contribuito al collasso dei consumi di energia, in fase sia di trasformazione intermedia sia di utilizzo finale. La tavola 1.20 sintetizza l'andamento dei principali indicatori economici ed energetici negli ultimi sette anni.

TAV. 1.20

Bilancio energetico nazionale nel 2011 e nel 2012

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	DIFFERENZA
ANNO 2012						
1 Produzione	0,63	7,05	5,40	24,80	0,00	37,88
2 Importazione	15,95	55,47	86,28	2,09	9,98	169,76
3 Esportazione	0,23	0,11	29,17	0,05	0,50	30,07
4 Variazione delle scorte	-0,21	1,05	-1,09	0,02	0,00	-0,24
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	16,56	61,36	63,59	26,82	9,48	177,81
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,33	-1,62	-5,02	-0,01	-41,62	-48,59
7 Trasformazione in energia elettrica	-11,79	-20,57	-3,30	-21,72	57,37	0,00
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	4,45	39,17	55,27	5,09	25,23	129,22
- industria	4,36	12,29	4,26	0,27	9,81	30,98

TAV. 1.20 - SEGUE

Bilancio energetico nazionale
nel 2011 e nel 2012

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	DIFFERENZA
- trasporti	0,00	0,75	36,18	1,27	0,92	39,13
- usi civili	0,00	25,54	3,68	3,40	14,00	46,62
- agricoltura	0,00	0,12	2,17	0,15	0,50	2,94
- sintesi chimica	0,09	0,47	5,86	0,00	0,00	6,42
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,12	0,00	0,00	3,12
ANNO 2011						
1 Produzione	0,71	6,92	5,28	22,55	0,00	35,47
2 Importazione	15,53	57,63	89,94	2,17	10,45	175,73
3 Esportazione	0,22	0,10	26,70	0,16	0,39	27,57
4 Variazione delle scorte	-0,58	0,64	-0,63	-0,01	0,00	-0,58
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	16,60	63,81	69,16	24,57	10,06	184,20
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,31	-1,51	-5,49	-0,01	-41,98	-49,30
7 Trasformazione in energia elettrica	-11,78	-23,11	-3,30	-19,69	57,88	0,00
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	4,51	39,20	60,36	4,87	25,96	134,90
- industria	4,41	12,67	4,84	0,26	10,48	32,66
- trasporti	0,00	0,72	39,52	1,30	0,93	42,47
- usi civili	0,00	25,24	3,98	3,18	14,05	46,45
- agricoltura	0,00	0,13	2,23	0,14	0,51	3,01
- sintesi chimica	0,10	0,43	6,37	0,00	0,00	6,90
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,41	0,00	0,00	3,41

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

Il crollo più macroscopico riguarda il settore dei trasporti, che ha visto un declino del 7,9% concentrato nei prodotti petroliferi, il cui consumo è calato di 3,3 milioni di tep. Le vendite di benzina sono diminuite del 10,7% e quelle di gasolio per autotrazione del 10,3%, accelerando la discesa dei consumi di carburante che continua ininterrotta dal 2004.

Mentre il calo dei consumi di benzina, iniziato alla fine degli anni

Novanta, rifletteva in prevalenza la sostituzione del parco motori a benzina con diesel, da un paio di anni anche i consumi di gasolio hanno smesso di crescere e hanno iniziato una fase di declino. Il crollo dei consumi nel settore dei trasporti risulta dall'effetto combinato della caduta non solo dei consumi privati, ma anche (se non soprattutto) della produzione industriale in relazione al trasporto delle merci.

TAV. 1.21

Andamento dei principali indicatori economici ed energetici nazionali dal 2006 al 2012

Dati energetici in milioni di tep

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fabbisogno di energia primaria	196,2	194,2	191,3	180,3	187,8	184,2	177,8
Produzione di energia primaria	28,7	28,0	29,7	30,3	33,9	35,5	37,9
Fonti fossili	15,3	14,4	13,3	11,4	12,7	12,9	13,1
Energia rinnovabile	13,4	13,6	16,3	18,9	21,1	22,6	24,8
Importazioni di fonti fossili	187,6	185,7	181,5	163,7	173,3	163,1	157,7
Carbone	16,8	16,8	16,8	12,7	14,6	15,5	15,9
Petrolio	107,0	107,8	101,7	94,3	97,0	89,9	86,3
Gas naturale	63,9	61,0	63,0	56,7	61,7	57,6	55,5
Impieghi finali	145,7	143,2	141,1	132,7	138,6	134,9	129,2
Industria	48,9	48,1	45,2	37,2	40,5	39,6	37,4
Usi civili	45,3	43,3	45,3	46,4	49,1	46,5	46,6
Trasporti	44,5	44,9	43,7	42,5	42,4	42,5	39,1
Altri settori	6,9	6,9	7,0	6,7	6,5	6,4	6,1
Input primario alla generazione elettrica	59,5	59,2	59,7	55,4	57,4	57,9	57,4
Crescita annua del PIL a prezzi costanti (%)	1,9	1,5	-1,3	-5,2	1,8	0,4	-2,4
Crescita del consumo di energia primaria (%)	-0,8	-1,0	-1,5	-5,7	4,1	-1,9	-3,5
Rapporto energia/PIL (1980=100)							
Energia primaria	86,1	84,3	84,1	83,7	85,6	83,6	82,7
Elettricità	121,7	120,8	122,4	121,7	123,3	124,4	123,9

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

Dalla tavola 1.22, che riporta il valore aggiunto e il consumo energetico dei macrosettori manifatturieri, si evince che nel periodo 2000-2011 l'intensità energetica dell'industria manifatturiera è calata del 15%, passando da 525 kcal/€ a 444 kcal/€ di valore aggiunto a prezzi costanti del 2000.

La diminuzione è attribuibile per l'82% al risparmio energetico e per il 18% a cambiamenti nella struttura del valore aggiunto. Tutti i settori hanno contribuito all'effetto risparmio, a eccezione

della branca cartaria e grafica che ha invece aumentato l'intensità energetica.

Ha contribuito all'effetto struttura soprattutto la branca dei materiali da costruzione, vetro e ceramica, caratterizzata da una intensità energetica assai elevata. Tale effetto è stato comunque in buona parte contrastato dalla ristrutturazione a favore della metallurgia e della chimica e petrolchimica, che ha portato a un aumento dei consumi specifici.

TAV. 1.22

Valore aggiunto e consumi energetici finali dei settori manifatturieri nel 2000 e nel 2011

	VALORE AGGIUNTO (miliardi €)		CONSUMO ENERGETICO (Tcal)		INTENSITÀ (kcal/€)		CALO DEI CONSUMI 2000-2011 (Tcal)	
	2000	2011	2000	2011	2000	2011	Effetto struttura	Effetto risparmio
Metallurgia	107,4	119,0	81.191	85.395	756	718	8.737	-4.533
Meccanica	219,6	220,3	51.604	42.591	235	193	164	-9.177
Agroalimentare	95,1	92,4	35.215	28.434	370	308	-999	-5.782
Tessili e abbigliamento	71,6	53,2	28.623	12.838	400	241	-7.363	-8.422
Materiali da costruzione, vetro e ceramica	35,7	30,5	92.623	69.080	2.598	2.261	-13.253	-10.290
Chimica e petrolchimica	65,9	69,0	64.752	47.732	982	692	3.045	-20.065
Cartaria e grafica	43,7	41,6	26.561	26.931	607	647	-1.263	1.633
Altre manifatturiere	120,0	102,2	17.851	10.236	149	100	-2.652	-4.963
TOTALE	759,0	728,2	398.420	323.237	525	444	-13.586	-61.597

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

Relativamente buone notizie arrivano anche dalla produzione di fonti energetiche primarie. Nel settore degli idrocarburi sembra confermata la ripresa della crescita iniziata nel 2011, comunque poco significativa rispetto alle ingenti quantità necessarie per coprire la domanda nazionale. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili si è attenuato nel 2012 rispetto all'andamento medio degli anni precedenti, per via della riduzione degli incentivi, ma è rimasto considerevole, arrivando a coprire il 15% del fabbisogno di energia (la disponibilità per il consumo interno nella tavola 1.21). La trasformazione delle fonti in energia elettrica ha subito le stesse sorti di altri paesi europei, con la generazione da gas naturale avversata dal basso prezzo del carbone e dal dispacciamento prioritario delle fonti rinnovabili. Il calo dei consumi di gas nella generazione elettrica è quasi raddoppiato rispetto all'anno precedente (dell'11,0% nel 2012 contro il 6,1% nel 2011), mentre la generazione da fonti rinnovabili è aumentata del 10,3% in un anno in cui la domanda di energia elettrica è scesa del 2,8% e sono diminuite anche le importazioni nette del 6%. A conferma dell'impatto negativo della recessione sul settore energetico è

anche la perdurante crisi del settore della raffinazione (-4,1% nel 2012 e -2,6% mediamente negli otto anni precedenti), anche se le esportazioni di raffinati hanno visto una crescita del 10% nel 2012. Infine, non devono ingannare il continuo calo dell'intensità di energia primaria del PIL e il rallentamento della crescita dell'intensità elettrica (Fig. 1.26). Innanzi tutto, come si è rilevato sopra per l'industria manifatturiera, tali effetti non risultano solo da miglioramenti dell'efficienza energetica e dal risparmio, ma anche dalla ristrutturazione della produzione che potrebbe in futuro orientarsi verso comparti mediamente più intensivi di energia. In secondo luogo, la ripresa della crescita economica potrà avere effetti dirompenti non lineari tali da invertire i trend dell'ultimo decennio. Al riguardo si nota che, nonostante la crisi economica ed energetica, l'incidenza dell'energia elettrica sui consumi di energia finale non ha mai smesso di crescere, seguendo un percorso quasi lineare, seppure attraverso alti e bassi, negli ultimi tre decenni (Fig. 1.27).

Da segnalare il fatto che la dipendenza energetica dall'estero è scesa per la prima volta sotto l'80%.

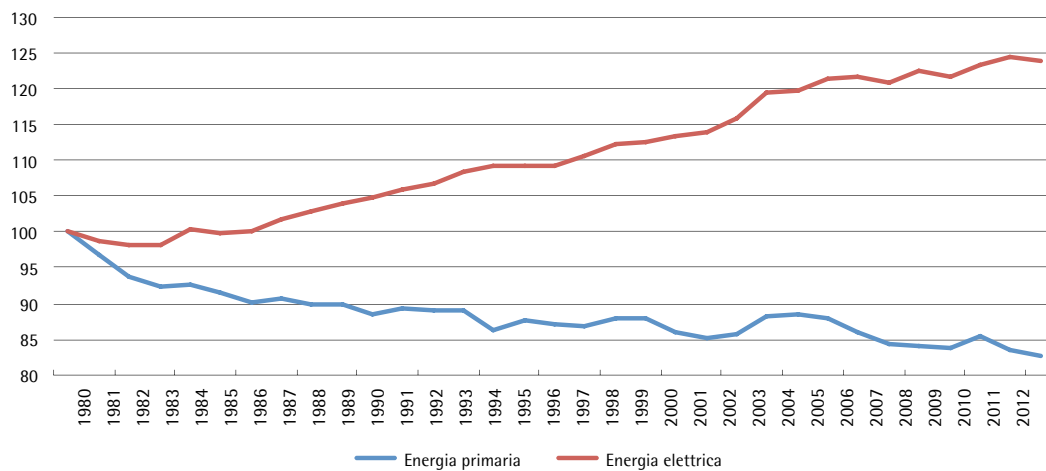


FIG. 1.26

Intensità energetica del PIL dal 1980

Numeri indice 1980=100

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

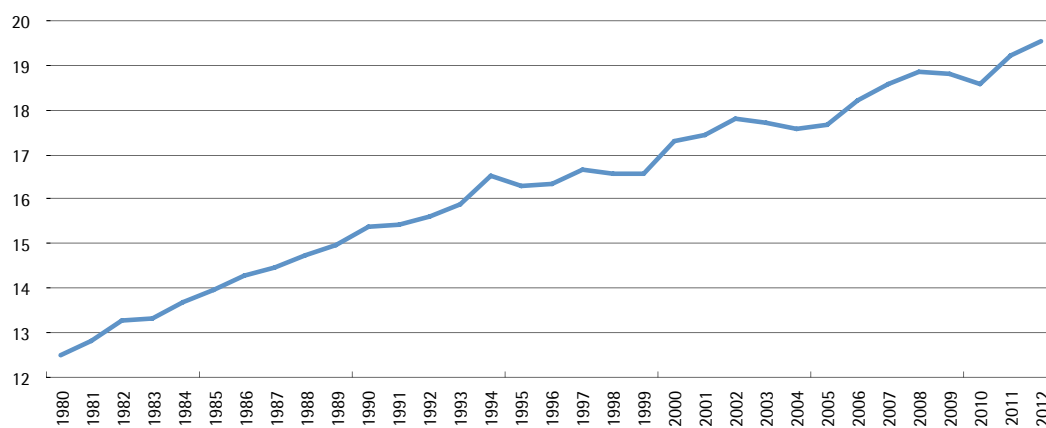


FIG. 1.27

Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1980

Valori percentuali

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

2.

Struttura,
prezzi e qualità
nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2012

Dai dati ancora provvisori diffusi dal gestore della rete nazionale, si rileva come, dopo un lieve incremento dei consumi registrati nel 2011, la domanda di energia elettrica mostri per il 2012 una flessione del 2,8%. La variazione negativa ferma i consumi a 305 TWh per il 2012. I consumi di energia elettrica risultano pertanto ancora distanti (-4,4%) dai valori del periodo precedente alla crisi. La tavola 2.1 mostra la produzione e gli impieghi di energia elettrica per gli anni 2011 e 2012. Nel 2012 la produzione nazionale netta ha coperto

oltre l'87,5% del fabbisogno, in linea con il precedente periodo, con le importazioni nette (43 TWh) che hanno contribuito a coprire la restante parte della domanda. Le esportazioni rappresentano l'unica voce in controtendenza, con un aumento del 27,6%.

Analizzando invece gli impieghi, si evidenzia la forte contrazione del comparto industriale (-6%), seguono il settore agricolo (-1,8%) e il terziario (-0,7%). Il domestico presenta, viceversa, un lieve aumento dello 0,4%.

TAV. 2.1

Bilancio provvisorio Terna
dell'energia elettrica nel 2012
GWh

	2011	2012 ^(A)	VARIAZIONE %
Produzione lorda	302.570	295.360	-2,4
Servizi ausiliari	11.124	10.562	-5,1
Produzione netta	291.446	284.798	-2,3
Ricevuta da fornitori esteri	47.520	45.369	-4,5
Ceduta a clienti esteri	1.787	2.281	27,6
Destinata ai pompaggi	2.539	2.627	3,5
Disponibilità per il consumo	334.640	325.259	-2,8
Perdite	20.848	20.259	-2,8
Consumi al netto delle perdite	313.792	305.000	-2,8
Agricoltura	5.907	5.800	-1,8
Industria	140.040	131.800	-5,9
Terziario	97.705	97.000	-0,7
Domestico	70.140	70.400	0,4

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Nella tavola 2.2 è presentato il bilancio degli operatori, costruito sulla base dei dati forniti dagli stessi operatori nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati. Gli operatori che hanno partecipato alla rilevazione relativa ai produttori e agli autoproduttori e/o a quella sui venditori all'ingrosso e/o al dettaglio sono stati suddivisi in gruppi e classificati sulla base delle vendite al mercato finale (libero, tutelato e di salvaguardia). I valori riferiti alla produzione e alle vendite finali rappresentano il 93% dei valori provvisori pubblicati da Terna e al pari di questi ultimi devono intendersi anch'essi provvisori.

Appare opportuno specificare che nel bilancio è inserito un gruppo denominato "Senza vendite" in cui ricadono tutti i gruppi che, pur non essendo attivi nel mercato della vendita finale, hanno comunque un'attività di produzione di energia elettrica. Sostanzialmente nella categoria dei soggetti senza vendite ricade buona parte degli autoproduttori, tanto che ben nove dei 16 TWh relativi agli autoconsumi (che includono le vendite a clienti finali non allacciati a reti di distribuzione) possono essere imputati proprio a questa categoria di soggetti. Inoltre, tutte le volte che un soggetto iscritto all'Anagrafica operatori dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas dichiara di non appartenere ad alcun gruppo, viene dichiarato come gruppo a sé. Infine, occorre ricordare che con la delibera 25 ottobre 2012, 443/2012/A, l'Autorità ha fissato i criteri per l'iscrizione dei

produttori elettrici all'Anagrafica operatori, determinando l'esonero da questo obbligo e da altri a esso connessi per i piccoli produttori elettrici con una potenza complessiva inferiore o uguale a 100 kW, che non svolgono altre attività nei settori di competenza dell'Autorità e già registrati presso il sistema GAUDÌ di Terna, i cui dati non sono pertanto inclusi in quelli dell'Indagine annuale.

Il bilancio fornisce in forma sintetica una visione d'insieme del settore, fornendo in particolare informazioni sul contributo dei vari gruppi industriali. Rimandando al seguito del capitolo per una trattazione più di dettaglio dei vari aspetti, vale la pena qui evidenziare il contributo dei piccoli operatori sul mercato libero, in particolare sul segmento di clientela non domestica, anche a fronte della crescita avvenuta negli ultimi anni del numero degli operatori della vendita (vedi *infra*).

Relativamente alle vendite finali, la quota di vendite ai clienti domestici è complessivamente pari al 23%, sebbene questa quota sia particolarmente significativa per Enel (47,8%), Acea (22,8%) e per i gruppi della classe con vendite inferiori a 100 GWh (19,8%). Per tutti gli altri gruppi, le vendite al mercato domestico sono decisamente meno significative, con percentuali che oscillano dal 10% di Edison al 3,8% della classe con vendite comprese tra 1 e 5 TWh. Le vendite al mercato domestico appaiono dunque

TAV. 2.2

Bilancio dell'energia elettrica
2012

TWh; valori riferiti ai gruppi industriali

	Gruppo Enel	Gruppo Edison	Gruppo Acea	5-10 TWh	1-5 TWh	0,5 - 1 TWh	0,1 - 0,5 TWh	0-0,1 TWh	Senza vendite	TOTALE
Produzione nazionale lorda	75,2	21,2	0,6	50,6	24,3	0,7	0,1	2,9	100,0	275,7
Produzione nazionale netta	70,9	20,6	0,6	48,8	23,8	0,7	0,1	2,8	96,1	264,5
Energia destinata ai pompaggi	2,5	0,0	-	0,1	0,0	-	-	-	-	2,6
Importazioni ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45,4
Esportazioni ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,3
Perdite di rete ^(B)	4,9	1,4	0,0	3,3	1,6	0,1	0,0	0,2	9,6	21,0
Autoconsumi + Vendite a clienti finali non allacciati alla rete di distribuzione	0,0	0,7	0,0	3,0	2,8	0,1	0,0	0,4	9,0	15,9
Vendite finali	100,1	17,0	11,2	63,2	48,2	12,9	8,1	3,3	-	263,9
Mercato libero	38,4	17,0	8,1	57,0	45,9	12,5	7,7	2,3	-	188,9
Domestico	7,5	1,7	0,5	3,2	1,0	0,2	0,3	0,1	-	14,6
Non domestico	30,9	15,2	7,6	53,7	44,9	12,3	7,5	2,2	-	174,3
- Bassa tensione	14,1	3,4	1,7	14,2	9,5	2,9	2,4	0,9	-	49,1
- Media tensione	8,7	8,2	4,1	29,4	27,5	8,0	4,5	1,1	-	91,5
- Alta e altissima tensione	8,1	3,6	1,8	10,2	7,9	1,4	0,6	0,2	-	33,8
Maggior tutela	59,6	-	3,1	4,1	1,2	0,4	0,3	1,0	-	69,8
Domestico	40,4	-	2,1	2,4	0,8	0,3	0,2	0,5	-	46,7
Non domestico	19,3	-	1,0	1,7	0,4	0,1	0,1	0,5	-	23,2
Salvaguardia	2,0	-	-	2,1	1,1	-	-	-	-	5,2
- Bassa tensione	0,7	-	-	0,8	0,4	-	-	-	-	1,9
- Media tensione	1,3	-	-	1,2	0,6	-	-	-	-	3,2
- Alta e altissima tensione	0,0	-	-	0,1	0,0	-	-	-	-	0,1

(A) Le importazioni e le esportazioni sono di fonte Terna.

(B) Consumi e perdite stimati.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

particolarmente significative nelle classi in cui sono presenti venditori di maggior tutela: nella classe appena citata, infatti, è concentrata la buona parte degli esercenti di tale servizio.

Non a caso sono proprio questi stessi gruppi quelli in cui è più

significativa la quota di vendite a clienti finali non domestici in bassa tensione: per Enel questa quota è pari al 65,3%, per Acea è del 32%, mentre per la classe dei gruppi con vendite inferiori ai 100 kWh la quota arriva al 51,7% delle vendite ai clienti non domestici.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

La produzione nazionale netta¹ nel 2012 è risultata di 285 TWh, in diminuzione del 2,3% rispetto al 2011. La produzione termoelettrica ha coperto circa il 67,8% della produzione nazionale netta, mentre le fonti rinnovabili il restante 32,2%. Dai dati disaggregati per fonte emerge un calo della produzione termoelettrica del 7,3% tra il 2012 e il 2011. La diminuzione della produzione termoelettrica è stata determinata da un forte abbassamento della produzione di energia elettrica da gas naturale (-11%), che rappresenta nel 2012 il 65% della produzione termoelettrica netta (risultava il 67,5% nel 2011), cui si è aggiunta una riduzione del 22% circa della voce residuale "Altre" che comprende vari combustibili solidi, gas

derivati e altri combustibili gassosi. Tali diminuzioni non sono state controbilanciate dall'aumento della produzione da carbone (+10%) e da prodotti petroliferi (+5,6%), che mantengono un peso minore sulla produzione termoelettrica, rispettivamente del 23% e del 4,2%. La produzione elettrica da fonte rinnovabile registra invece un incremento di circa il 10%. A questo risultato hanno contribuito l'incremento della generazione eolica (+34,2%), fotovoltaica (+72%) e da biomassa e rifiuti (+ 15,5%). Risultano invece in diminuzione la produzione idroelettrica (-8,2%) e quella geotermica (-1,5%). I forti incrementi annuali dell'eolico e del fotovoltaico hanno spinto queste due fonti ad assicurare rispettivamente il 14% e il 20% della produzione nazionale rinnovabile. Complessivamente le due fonti coprono oltre l'11% della produzione nazionale netta.

TAV. 2.3

Produzione netta per fonte 2008-2012
GWh

FONTE	2008	2009	2010	2011	2012 ^(A)
Produzione termoelettrica	242.584	209.059	212.077	208.412	193.159
Solidi	39.242	35.904	35.932	40.655	44.660
Gas naturale	168.042	143.051	148.313	140.617	125.150
Prodotti petroliferi	17.426	14.328	8.927	7.634	8.060
Altri	17.874	15.775	18.905	19.506	15.289
Produzione da fonti rinnovabili	63.941	72.048	78.671	83.034	91.640
Idroelettrico	46.673	52.843	53.795	47.202	43.322
Eolico	4.852	6.485	9.048	9.774	13.119
Fotovoltaico	193	676	1.874	10.668	18.323
Geotermico	5.198	5.016	5.047	5.315	5.238
Biomassa e rifiuti	7.025	7.028 ^(B)	8.907	10.074 ^(B)	11.638 ^(B)
PRODUZIONE TOTALE	306.525	281.107	290.748	291.446	284.798

(A) Dati provvisori.

(B) Dato stimato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Terna.

¹ In assenza, alla data di redazione della presente Relazione Annuale, di dati disponibili sulla produzione lorda, si fa riferimento ai dati della produzione netta di fonte Terna.

La figura 2.1 riporta il contributo dei principali gruppi alla generazione lorda nel 2011 e nel 2012. La quota di Enel sulla produzione elettrica è in costante diminuzione, attestandosi al 25,4% nel 2012 contro il 26,2% del 2011 e il 27,8% del 2010. Seguono Eni, con una quota in lieve aumento e pari al 9,5% (9,3% nel 2011), ed Edison in diminuzione di oltre un punto percentuale con una quota di 7,2%.

Tra i gruppi societari che mostrano un incremento della rispettiva quota di mercato vi è Gdf Suez, la cui quota risulta in crescita per il secondo anno consecutivo passando dallo 0,3% del 2010 al 3,1% del 2011 e infine al 3,6% del 2012, superando A2A (3,2%). Nel 2011 lo scioglimento della *joint venture* tra Acea e la stessa GDF Suez Energia Italia ha comportato la cessione dei siti produttivi di AceaElectrabel e della Tirreno Power (quest'ultima al

50%), confluiti nel parco impianti di GDF Suez Produzione. Anche Erg ha visto aumentare la propria quota di mercato di 0,4 punti percentuali, passando così al 2,9%. Sono però i piccoli produttori a rappresentare la parte più vivace del mercato incrementando la partecipazione alla produzione lorda nazionale di oltre tre punti percentuali, raggiungendo il 29,6% del mercato.

L'indice di Herfindahl-Hirschman² (HHI) sulla generazione lorda risulta in costante diminuzione e nel 2012 è pari a 884, rispetto a un valore di 953 nel 2011 e di 1.097 nel 2010. La potenza termoelettrica lorda installata dai primi tre operatori copre quasi il 53% della capacità installata e gli impianti termoelettrici dei principali sei operatori hanno garantito nel 2012 una disponibilità di capacità di generazione, per almeno il 50% delle ore, pari a oltre il 91% della relativa capacità installata.

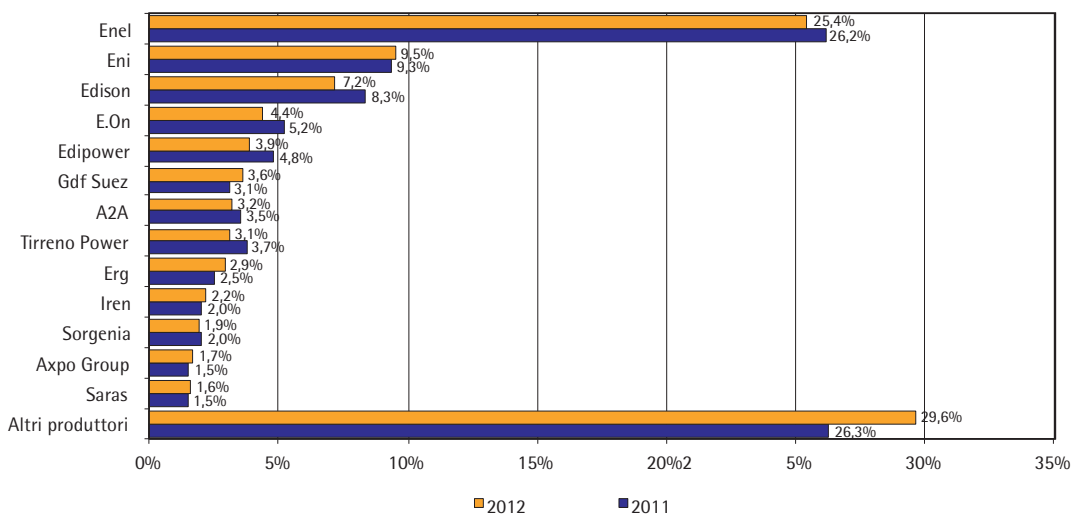


FIG. 2.1

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda

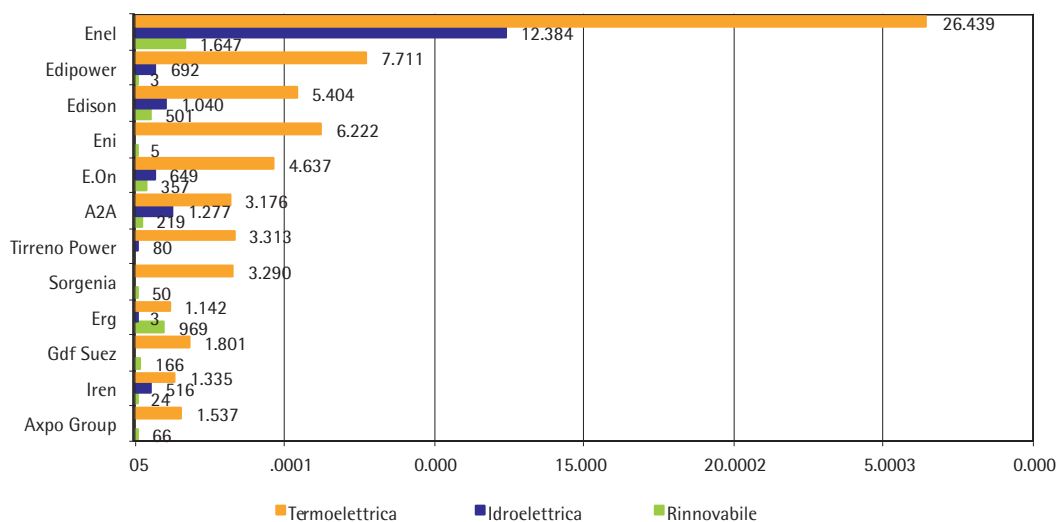
Confronto 2011-2012;
dati in percentuale

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

² L'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) è usato per misurare il grado di concorrenza presente in un determinato mercato. L'indice è dato dalla somma dei quadrati delle quote di mercato (esprese in percentuale) detenute da ciascun operatore. Il valore di HHI è sempre positivo e al massimo pari a 10.000, nel caso vi sia un solo operatore nel mercato. Un valore di HHI compreso tra 1.500 e 2.500 indica un mercato moderatamente concentrato, mentre un valore superiore ne indica uno fortemente concentrato.

FIG. 2.2

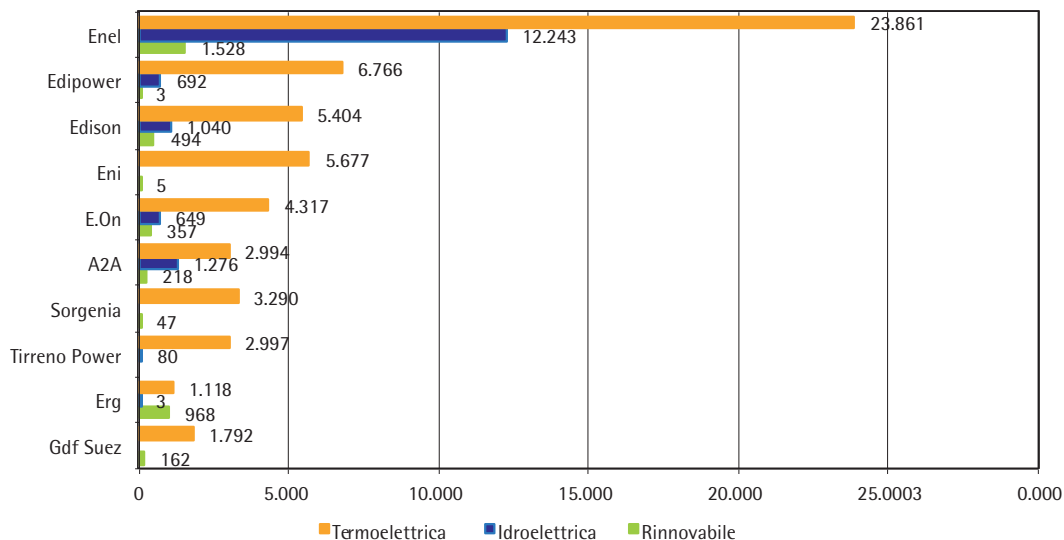
Disponibilità di capacità lorda dei maggiori gruppi nel 2012
MW



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.3

Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2012
MW



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Dalla tavola 2.4, che mostra la potenza lorda e netta in Italia in esercizio fino al 2012, si può evincere l'incremento esponenziale delle rinnovabili.

L'incremento della potenza netta entrata in esercizio negli ultimi due anni risulta quasi una volta e mezzo l'incremento

entrato in esercizio nella decade precedente. Il dato è tanto più rilevante se confrontato con quello degli impianti termoelettrici dove gli impianti entrati in esercizio negli ultimi due anni rappresentano appena il 7% della potenza aggiunta nella decade 2001-2010.

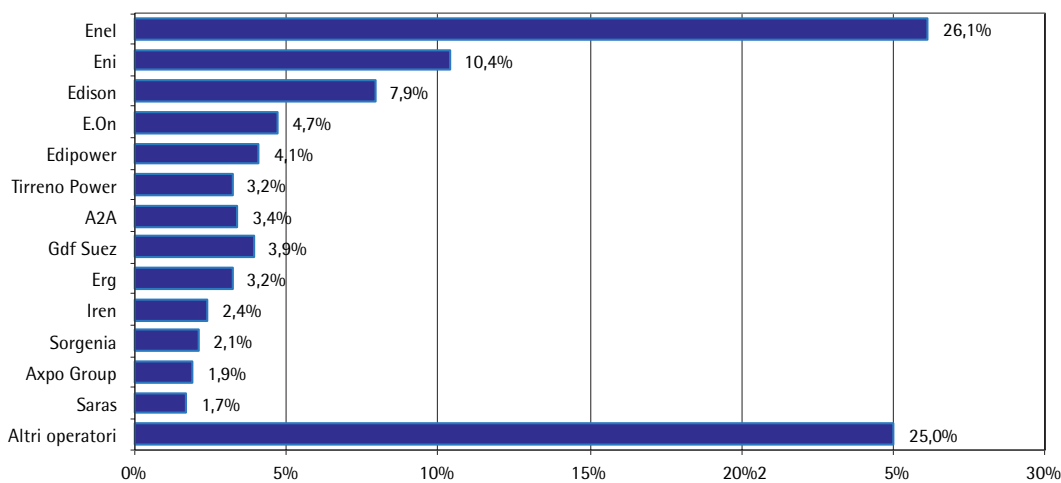
	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMOELETTRICA	TOTALE
Potenza lorda	22,6	19,7	74,2	116,5
Potenza netta	22,4	19,3	70,9	112,5
- di cui:				
fino al 1975	12,5	0,0	7,8	20,3
dal 1975 al 1990	3,6	0,1	8,9	12,6
dal 1991 al 2000	2,4	1,0	15,9	19,3
dal 2001 al 2010	3,2	7,5	35,7	46,4
dopo il 2011	0,7	10,7	2,5	14,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La figura 2.4 riporta le quote percentuali dell'energia prodotta dai maggiori gruppi e destinata al consumo. Le quote sono calcolate al netto sia dell'energia CIP6 ceduta dal Gestore dei servizi energetici (GSE) al mercato, sia della quota destinata ai pompaggi, sia delle esportazioni.

La quota coperta da Enel risulta ancora in diminuzione, nel 2012 è di poco superiore al 26%, in riduzione di oltre 1,5 punti percentuali rispetto al 2011. Tra i principali concorrenti Eni mostra una sostanziale tenuta del mercato con un lieve aumento di 0,4 punti percentuali rispetto al periodo precedente, attestandosi al 10,4%

del mercato. Si evidenzia la riduzione di Edison, al 7,9% nel 2012 rispetto al 9% del 2011 e all'11,2% del 2010. Anche E.On, Edipower e A2A registrano una diminuzione della propria quota di mercato. I restanti operatori si sono sostanzialmente ripartiti gli spazi lasciati dalle minori quote di mercato delle imprese maggiori; tra questi si sottolinea l'ascesa di Gdf Suez che, grazie alla buona tenuta di mercato successiva alle citate acquisizioni, supera la Tirreno Power e A2A. La redistribuzione delle quote di mercato tra gli operatori ha un impatto positivo sull'indice HHI che nel 2012 risulta pari a 962 (nel 2011 era pari a 1.077).



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.4

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

FIG. 2.4

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione di energia elettrica destinata al consumo nel 2012

Dati in percentuale

Le tavole successive mostrano la presenza degli operatori nella produzione termoelettrica e rinnovabile distinta per fonte. Enel si conferma il primo operatore nella generazione termoelettrica con quote importanti nel carbone (76%) e nei prodotti petroliferi (34,7%), entrambe in crescita rispetto al 2011. Diversamente dai suoi principali concorrenti, diminuisce invece l'uso del gas naturale per il primo produttore del mercato.

L'uso di questa risorsa da parte di Enel si riduce infatti di 3,2 punti percentuali, attestandosi al 10,2%. Il primo utilizzatore di gas risulta Eni (19,6%), seguito da Edison (14,1%), entrambi in aumento rispetto al 2011. È da sottolineare per Eni la caduta dell'uso dei prodotti petroliferi nella produzione elettrica (6% nel 2012 contro

il 15,4% del 2011). Tirreno Power e A2A rimodulano la propria produzione elettrica da fonte tradizionale, spostandosi sul carbone a scapito del gas naturale. Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, il primo operatore, Enel, mostra una riduzione nell'idrico e nel solare, mentre aumenta la sua presenza nella produzione da biomassa, biogas e rifiuti.

Per quest'ultima fonte, nonostante la riduzione, A2A si conferma il primo produttore. I piccoli operatori continuano a guadagnare spazio nella produzione rinnovabile, soprattutto per la produzione da biomassa, biogas e rifiuti in aumento di quasi dodici punti percentuali; l'unica voce in controtendenza risulta l'eolico al 69% contro il 79% del 2011.

TAV. 2.5

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2012

Dati in percentuale

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)
Enel	76,0	34,7	10,2	0,1
Eni	0,0	6,0	19,6	19,6
Edison	0,0	0,0	14,1	3,0
E.On	7,9	9,7	5,6	0,2
Gdf Suez	0,0	0,0	8,2	0,0
Tirreno Power	9,2	0,0	3,7	0,0
Edipower	1,7	30,6	5,6	0,0
Erg	0,0	3,2	2,3	25,1
Sorgenia	0,0	0,0	4,5	0,0
A2A	5,2	0,0	2,3	0,0
Iren	0,0	0,0	4,2	0,0
Altri operatori	0,0	15,7	19,6	52,0
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0

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

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.6

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione rinnovabile per fonte nel 2012

Dati in percentuale

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	SOLARE	BIOMASSA, BIOGAS E RIFIUTI
Enel	38,3	100,0	8,5	1,2	4,5
A2A	6,2	0,0	0,0	0,0	13,6
Edison	4,9	0,0	7,0	0,2	0,9
C.V.A.	6,7	0,0	0,7	0,2	0,0
Hydro Dolomiti Enel	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Edipower	5,5	0,0	0,0	0,0	0,0
SE Hydropower	4,9	0,0	0,0	0,0	0,0
E.On	2,2	0,0	5,0	0,6	0,0
Erg	0,0	0,0	9,7	0,0	0,0
Iren	2,6	0,0	0,0	0,1	1,1
Sel	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Altri operatori	19,8	0,0	69,1	97,6	80,0
TOTALE	100	100	100	100	100

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.7

Presenza territoriale degli operatori nel 2012

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	28	3	90,1	90,9
Piemonte	1.177	128	44,5	64,7
Liguria	62	6	96,5	95,9
Lombardia	1.503	214	34,3	52,3
Trentino Alto Adige	581	70	52,6	58,3
Veneto	796	129	72,3	77,1
Friuli Venezia Giulia	254	32	71,6	70,4
Emilia Romagna	1.026	124	64,1	57,4
Toscana	229	27	65,0	67,5
Lazio	194	19	84,6	86,0
Marche	459	29	75,5	58,9
Umbria	123	4	77,9	81,4
Abruzzo	165	9	50,6	64,6
Molise	46	1	58,3	71,7
Campania	131	9	55,5	58,3
Puglia	694	14	71,2	51,2
Basilicata	89	4	42,9	38,5
Calabria	89	0	66,7	65,0
Sicilia	257	13	64,3	57,1
Sardegna	93	7	83,2	67,8

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda la presenza territoriale (Tab. 2.7), rispetto ai dati forniti per il 2011 si registrano dei forti incrementi nel numero degli operatori in diverse regioni. Va evidenziato però che tale fenomeno è anche conseguenza della delibera 443/2012/A, che ha ridefinito i criteri per l'iscrizione all'Anagrafica operatori, come stabilito dalla delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08, e pertanto il confronto può risultare non appropriato. A seguito della riformulazione degli obblighi informativi, la regione con il maggior numero di operatori è la Lombardia (1.503), seguita da Piemonte (1.177) ed Emilia Romagna (1.026). In queste regioni si registra anche un numero elevato di autoproduttori. È il Veneto però che registra il primato, in termini percentuali, di operatori autoproduttori (16,2%), secondo per numero di soggetti presenti in questa categoria (129) dietro la Lombardia (214). Quest'ultima è anche la regione che mostra il più basso livello di concentrazione nella generazione elettrica (il C3 è pari a 34,3%), mentre risulta seconda per grado di concentrazione nella capacità installata (C3 pari a 52,3%). Il Piemonte e la Basilicata sono le altre regioni che mostrano livelli del C3 inferiori al 50%, anche se vale la pena evidenziare la posizione dell'Abruzzo con un C3 del 50,6%. Di converso, in Valle d'Aosta, Liguria, Lazio e Sardegna si registrano livelli di C3 sopra l'80%. A parte qualche eccezione, i livelli di concentrazione sulla capacità installata seguono in modo diretto i livelli di concentrazione sulla generazione finora analizzati. Si possono infatti distinguere i casi del Piemonte e dell'Abruzzo, il cui C3 sulla capacità è ben più alto del corrispondente C3 sulla produzione. La Puglia, di converso, presenta un C3 elevato sulla produzione (71,2%), cui segue il più basso livello di concentrazione sulla capacità. Nonostante i livelli di concentrazione risultino sostanzialmente elevati in molte regioni, rispetto al 2011 i livelli di C3 appaiono in diminuzione in tutte le regioni; unica eccezione è il Friuli Venezia Giulia, che presenta un incremento del C3 sulla produzione di oltre quattro punti percentuali.

Produzione incentivata: energia fotovoltaica

Il programma di incentivazione in Conto energia, attivo a partire dal settembre 2005, definisce il meccanismo di incentivazione della

produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

Nel 2012 il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, con decreto 5 luglio 2012, ha modificato il regime di incentivazione del fotovoltaico del precedente IV Conto energia introducendo il V Conto energia, che ha trovato applicazione nel caso di impianti entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 (cioè decorsi 45 giorni solari dalla data di pubblicazione della deliberazione con cui l'Autorità ha individuato la data in cui il costo indicativo cumulato annuo degli incentivi ha raggiunto il valore di 6 miliardi di euro l'anno). Il nuovo sistema incentivante si riferisce agli impianti fotovoltaici di potenza non inferiore a 1 kW e a impianti fotovoltaici con caratteristiche innovative o a concentrazione, con potenza superiore a 1 kW e inferiore a 5 MW, che entrano in esercizio in data successiva al 26 agosto 2012. Il decreto stabilisce altresì che le modalità di incentivazione del fotovoltaico cessino decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato degli incentivi di 6,7 miliardi di euro l'anno. Il IV Conto energia ha trovato ancora applicazione per i piccoli impianti fotovoltaici, per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative entrati in esercizio prima del 27 agosto 2012, per i grandi impianti iscritti in posizione utile nei Registri e che producono la certificazione di fine lavori in tempo utile e, infine, per gli impianti realizzati sugli edifici pubblici e su aree delle amministrazioni pubbliche che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2012 (poi prorogato, esclusivamente per gli impianti da realizzare su edifici pubblici e su aree delle amministrazioni pubbliche, la cui autorizzazione sia stata chiesta e ottenuta, al 31 marzo 2013, ovvero per gli impianti della medesima fattispecie sottoposti alle procedure di valutazione di impatto ambientale, al 30 giugno 2013. Per tali ultimi impianti, qualora l'autorizzazione sia rilasciata successivamente al 31 marzo 2013, al fine di consentire l'allaccio alla rete dei medesimi, il termine di entrata in esercizio è prorogato al 30 ottobre 2013, fermo restando il termine ultimo di applicazione degli incentivi per il fotovoltaico). I titolari degli impianti possono accedere al meccanismo attraverso due modalità: diretta, con richiesta al GSE, e tramite Registro,

3 Gli impianti che ricadono nelle tipologie di cui al comma 1, art. 3, del decreto ministeriale 5 luglio 2012, accedono direttamente alle tariffe incentivanti attraverso una richiesta diretta al GSE da parte del responsabile dell'impianto. Per le tipologie di impianti che non ricadono in quelle specificate nel precedente comma, le tariffe incentivanti possono essere erogate previa iscrizione in appositi Registri e solo se l'impianto risulta in posizione utile in graduatoria fino al raggiungimento della copertura stanziata.

TAV. 2.8

Risultati del Conto energia
(dal I al V)Impianti in esercizio al 30 aprile
2013; 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	519	1.436	974	8.455	89	6.846	2	1.440	1.584	18.177
Piemonte	11.653	32.463	19.251	168.326	4.355	348.850	1.164	851.477	36.423	1.401.116
Liguria	1.983	5.255	2.340	17.868	290	23.071	53	30.152	4.666	76.346
Lombardia	26.182	72.607	36.993	285.400	8.499	678.080	1.365	836.221	73.039	1.872.308
Trentino Alto Adige	7.532	21.402	8.776	90.504	2.384	167.611	204	94.488	18.896	374.005
Veneto	20.388	56.770	43.256	304.335	5.639	453.445	934	716.381	70.217	1.530.931
Friuli Venezia Giulia	6.185	17.393	15.391	109.763	1.695	130.094	180	162.693	23.451	419.943
Emilia Romagna	18.024	47.666	23.911	195.390	5.572	443.839	1.216	986.201	48.723	1.673.096
Toscana	10.017	27.267	14.001	114.344	2.376	188.256	437	334.309	26.831	664.176
Lazio	10.365	28.136	17.119	123.521	1.470	118.337	531	829.324	29.485	1.099.318
Marche	6.281	17.245	9.021	75.277	2.254	184.326	980	721.487	18.536	998.335
Umbria	4.367	12.161	6.296	51.184	1.355	96.409	356	267.465	12.374	427.219
Abruzzo	2.986	8.424	8.462	69.098	1.157	95.849	517	458.176	13.122	631.547
Molise	530	1.507	1.938	16.476	260	19.451	112	122.752	2.840	160.186
Campania	4.862	13.812	11.981	90.191	1.201	96.021	371	396.175	18.415	596.199
Puglia	10.790	30.288	20.554	156.774	2.645	191.279	1.894	2.085.563	35.883	2.463.904
Basilicata	1.617	4.621	3.260	30.614	832	49.441	351	251.873	6.060	336.549
Calabria	4.235	12.111	10.610	84.848	941	70.044	248	245.598	16.034	412.601
Sicilia	10.258	29.079	21.898	166.901	2.035	155.992	623	794.063	34.814	1.146.035
Sardegna	8.144	23.065	15.226	107.766	838	66.979	304	381.451	24.512	579.261
ITALIA	166.918	462.710	291.258	2.267.035	45.887	3.584.219	11.842	10.567.287	515.905	16.881.251

Fonte: GSE.

con limite di costo. Diversamente dai precedenti meccanismi incentivanti, il V Conto energia prevede che:

- gli impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 1 MW abbiano diritto a una tariffa onnicomprensiva da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete, nonché ad un premio da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito;
- gli impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 1 MW abbiano diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), ad un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante e il prezzo zonale orario, nonché ad un premio da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito;

- rimangano ferme le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento (anche, quindi, nel caso di tariffa fissa onnicomprensiva).

I valori unitari previsti per le tariffe incentivanti decrescono all'aumentare della potenza e sono più elevati nel caso di impianti realizzati su edifici.

Nella tavola 2.8 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 30 aprile 2013 risulta pari a quasi 17 GW, in aumento di circa 30% rispetto al livello registrato un anno prima. La Puglia evidenzia il maggior livello di potenza installata, pari a 2.464 MW, seguita dalla Lombardia (1.872 MW), dall'Emilia Romagna (1.673 MW), dal Veneto (1.531 MW) e dal Piemonte (1.401 MW).

TAV. 2.9

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: 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 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. Nel caso di impianti ibridi, la tariffa incentivante si riferisce solo alla frazione di energia prodotta da fonte solare. Gli incentivi, calcolati fino alla fine del 2012 in base alle tariffe riportate nella tavola 2.9, sono riconosciuti

per un periodo di 25 anni, 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 il 18 luglio 2008 e il 31 dicembre 2015. Per i due anni successivi le tariffe in vigore al 31 dicembre 2015 verranno decurtate del 5% annuo. Per gli anni successivi al 2017 rimarrà in vigore la tariffa valida al 31 dicembre 2017. Si rileva che a oggi non risultano impianti installati che percepiscono tali incentivi.

Produzione incentivata: tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge n. 244/07

Gli impianti alimentati da fonte rinnovabile, di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW, e 200 kW per la sola fonte

TAV. 2.10

Impianti che ricevono l'incentivo della tariffa fissa onnicomprensiva per tipo di fonte rinnovabile

Potenza in kW;
energia remunerata in MWh;
incentivi in migliaia di euro

FORTE	NUMERO IMPIANTI	POTENZA	ENERGIA REMUNERATA	INCENTIVI VERSATI
Biogas	654	490.833	2.547.295	729.713
Biomasse	271	152.955	293.390	72.515
Eolica	262	14.742	11.752	3.526
Gas di scarica	63	27.585	182.451	32.841
Gas residuati dai processi di depurazione	3	2.666	12.215	2.506
Idraulica	621	295.151	770.195	169.443
TOTALE	1.874	983.932	3.817.298	1.010.544

Fonte: GSE.

eolica, entrati in esercizio a partire dall'1 gennaio 2008 e fino al 31 dicembre 2012 (fatte salve le deroghe concesse dall'articolo 30 del decreto ministeriale 6 luglio 2012) 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. La richiesta da parte del

produttore avviene a seguito del riconoscimento, effettuato dal GSE, di impianto IAFR (Impianto alimentato da fonti rinnovabili); è consentito un solo passaggio tra le due strutture incentivanti alternative durante l'intero arco del periodo di incentivo. In caso di cambiamento, i rispettivi periodi di incentivo si considerano concorrenti tra loro.

Nella tavola 2.10 vengono riportati i dettagli dell'implementazione della tariffa fissa onnicomprensiva distinti per fonte. Come è possibile verificare, il maggior numero degli impianti che ottengono questo tipo di incentivo risultano gli impianti a biogas e da fonte idraulica. In termini di incentivo ottenuto, però, i primi risultano avere un peso maggiore; infatti, nonostante rappresentino il 50% della potenza installata totale degli impianti che ottengono la tariffa,

gli impianti a biogas producono il 67% dell'energia remunerata e rappresentano oltre il 72% del totale degli incentivi ottenuti. A fronte di un totale versato per l'energia ritirata dal GSE pari a poco oltre 1 miliardo di euro, i ricavi ottenuti dalla vendita a mercato sono risultati pari a 285 milioni di euro. Il meccanismo incentivante ha così prodotto un onere sulla componente A_3 pari a 726 milioni di euro.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CIP6	46.462	41.653	36.194	37.707	26.690	22.440
di cui assimilata	38.268	34.224	29.364	31.558	21.807	18.340
di cui rinnovabile	8.194	7.429	6.830	6.149	4.882	4.100
Delibera n. 108/97	115	54	-	-	-	-
TOTALE	46.577	41.707	36.194	37.707	26.690	22.440

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GSE.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	17.115	16.182	13.845	16.197	15.071	12.564
Impianti che utilizzano combustibili fossili	21.153	18.041	15.518	15.363	6.736	5.777
TOTALE	38.268	34.223	29.363	31.560	21.807	18.340

Fonte: GSE.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Impianti idroelettrici	703	715	455	178	11	0
Impianti eolici	1.278	1.153	880	816	465	329
Impianti geotermici	1.237	813	764	283	0	0
Impianti biomasse e a RSU	4.977	4.788	4.745	4.871	4.406	3.771
TOTALE	8.194	7.470	6.844	6.148	4.882	4.101

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GSE.

Produzione incentivata: i nuovi incentivi previsti per le fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico ai sensi del DM 6 luglio 2012

Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici entrati in esercizio dall'1 gennaio 2013 trova applicazione il decreto interministeriale 6 luglio 2012, secondo cui:

- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale fino a 1 MW hanno diritto a una tariffa onnicomprensiva (comprensiva di eventuali premi spettanti) da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete;
- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale superiore a 1 MW hanno diritto,

TAV. 2.11

Energia ritirata dal GSE nel periodo 2007-2012
GWh

TAV. 2.12

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti assimilate nel periodo 2007-2012
GWh

TAV. 2.13

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti rinnovabili nel periodo 2007-2012
GWh

per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante (tenendo conto degli esiti delle procedure d'asta ove applicabili e comprensiva di eventuali premi spettanti) e il prezzo zonale orario;

- rimangano ferme le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento (anche, quindi, nel caso di tariffa fissa onnicomprensiva).

Il medesimo decreto prevede che i valori unitari delle tariffe incentivanti siano definiti per il tramite di procedure concorsuali nel caso di impianti idroelettrici con potenza nominale di concessione superiori a 10 MW, impianti geotermoelettrici di potenza superiore a 20 MW e impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili (a eccezione di quella solare) di potenza superiore a 5 MW. Infine, sono definiti i contingenti di potenza disponibili per ogni anno fino al 2015, sia nel caso di impianti ammessi alle procedure concorsuali sia nel caso degli altri impianti, per i quali il GSE allestisce appositi registri. Il

decreto interministeriale 6 luglio 2012 definisce il costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, con esclusione di quelli fotovoltaici, e prevede che detto costo non possa superare i 5,8 miliardi di euro annui.

Produzione incentivata: energia CIP6

Nel 2012 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, è risultata pari a 22.440 GWh, corrispondente al 7,9% della produzione nazionale netta (Tav. 2.11). Rispetto al 2011 i ritiri sono diminuiti complessivamente di circa 4,2 TWh (-16%) anche per effetto della progressiva scadenza delle convenzioni CIP6 o della loro risoluzione anticipata per effetto della legge 23 luglio 2009, n. 99. Data la conclusione dei ritiri di energia incentivata mediante CIP6 da impianti nuovi a partire dal 2011, la riduzione complessiva registrata nel 2012, pari a 3,5 TWh, è stata determinata esclusivamente dal calo dell'energia CIP6 ritirata da impianti esistenti.

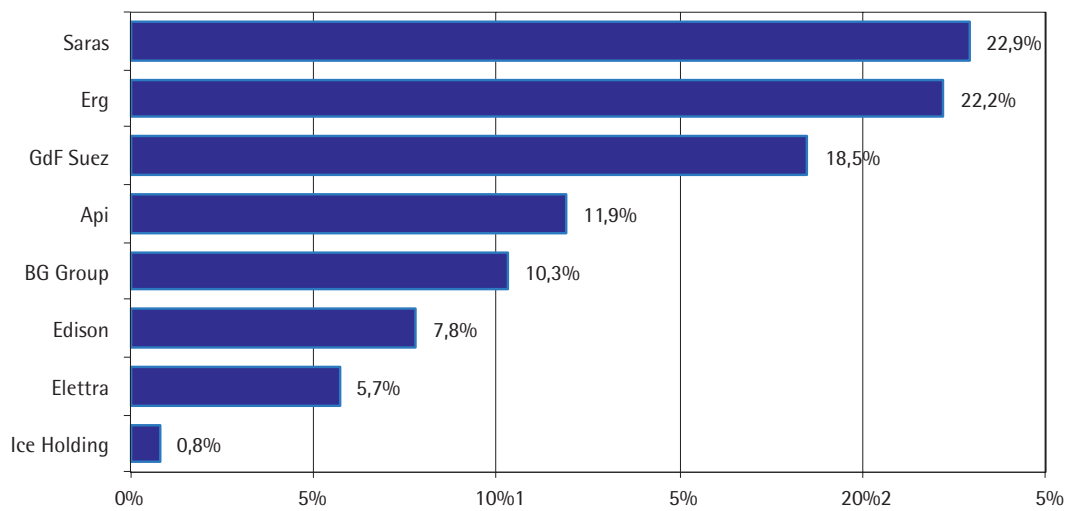
TAV. 2.14

Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2012

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

	REMUNERAZIONE TOTALE	QUANTITÀ	REMUNERAZIONE UNITARIA
Fonti assimilate	2.199,2	18.340,09	119,9
Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	1.520,2	12.563,62	121
Impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	679,0	5.776,47	117,5
Fonti rinnovabili	747,7	4.100,16	182,3
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino, ad acqua fluente oltre 3 MW	-	-	-
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	0,05	0,37	130,7
- di cui impianti eolici e geotermici	38,1	328,48	116,0
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	709,6	3.771,31	188,2
- di cui impianti idroelettrici potenziati	-	-	-
TOTALE	2.946,9	22.440,25	131,3

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GSE.

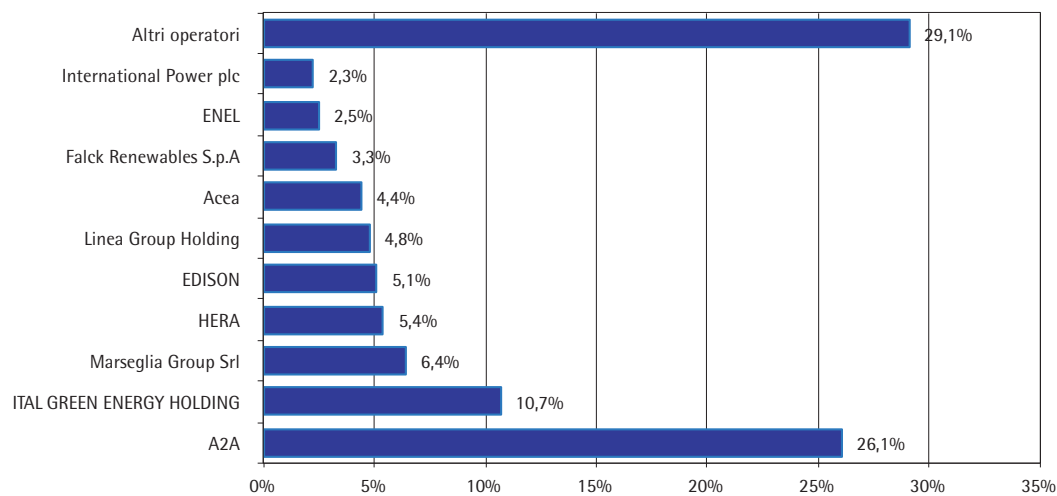


Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.5

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti assimilate nel 2012

Dati in percentuale



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.6

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti rinnovabili nel 2012

Dati in percentuale

Nel 2012 l'energia assimilata in convenzione CIP6 ha rappresentato il 9% della generazione termica convenzionale netta; il dato risulta ormai da tempo in diminuzione, infatti ha registrato una diminuzione del 10% nel 2011 e del 14,3% nel 2010.

La riduzione della produzione CIP6 da fonti rinnovabili riportata nel 2012, pari a circa 782 GWh, è stata determinata in prevalenza da una contrazione della generazione da impianti a biomassa e a RSU

che subiscono una variazione di 635 GWh (oltre -14%). Tra le altre fonti si sottolineano la forte riduzione dei ritiri da impianti eolici (-29%) e l'esaurimento delle convenzioni CIP6 riferite a impianti idroelettrici già in forte diminuzione nel 2011.

Il contributo delle convenzioni CIP6 relative a impianti per la produzione di energia rinnovabile è ormai in costante diminuzione. Nel 2012, infatti, la generazione rinnovabile incentivata mediante

CIP6 ha coperto il 4,5% della produzione complessiva netta da fonti rinnovabili, che risultava quasi il 6% nel 2011 e l'8% circa nel 2010.

Nel 2012 i costi totali dei ritiri del GSE per l'energia CIP6 sono stimabili in 2,9 miliardi di euro, dei quali oltre il 74% è attribuibile alla remunerazione degli impianti da fonte assimilata.

Rispetto al 2011 la remunerazione complessiva concessa agli impianti che percepiscono l'incentivo CIP6 risulta in diminuzione dell'8%. In particolare (Tav. 2.14) le fonti assimilate subiscono una riduzione di oltre il 5% e le rinnovabili di oltre il 16%. Per entrambe le produzioni, la riduzione dei costi è dovuta, da un lato, a un calo della quantità ritirata e, dall'altro, a una diminuzione della remunerazione unitaria.

Si sottolinea la maggiore diminuzione della remunerazione unitaria nel caso degli impianti alimentati da fonte rinnovabile (-11%) rispetto agli impianti assimilati (-4%) in confronto al 2011. Nella categoria degli impianti alimentati da fonti rinnovabili la remunerazione degli impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU o equiparati registra un calo dell'8% circa, pari a oltre 654 milioni di euro, mentre i costi della produzione da impianti eolici risultano in forte aumento, pari a oltre 33,3 milioni di euro, nonostante una remunerazione unitaria in diminuzione.

Analizzando i dati sui contributi CIP6 da fonte assimilata, sulla base delle dichiarazioni degli operatori che hanno risposto all'Indagine dell'Autorità, risulta che la totalità della generazione elettrica in convenzione CIP6 è sostanzialmente effettuata da otto operatori; le quote maggiori spettano ai gruppi Saras (22,9%), in aumento

di quattro punti percentuali rispetto al 2011, Erg (22,2%) con un incremento di cinque punti percentuali rispetto al 2011 e GdF Suez (18,5%) in aumento sul periodo precedente di tre punti percentuali. Per i contributi percepiti a fronte di ritiri di energia prodotta da fonti rinnovabili, la società A2A realizza quasi un terzo (26,1%) della generazione rinnovabile, seguita da Ital Green Energy Holding (10,7%), Marseglia Group (6,4%) e Hera (5,4%). Complessivamente i primi dieci operatori coprono oltre il 71% dell'energia totale rinnovabile in convenzione CIP6. Il peso della generazione CIP6 è in costante diminuzione per effetto dell'introduzione della possibilità di risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6, come previsto dalla legge 23 luglio 2009, n. 99.

Centrali elettriche

Di seguito si sintetizzano le principali novità riguardanti l'iter autorizzativo e le attività di realizzazione di centrali elettriche sul territorio nazionale.

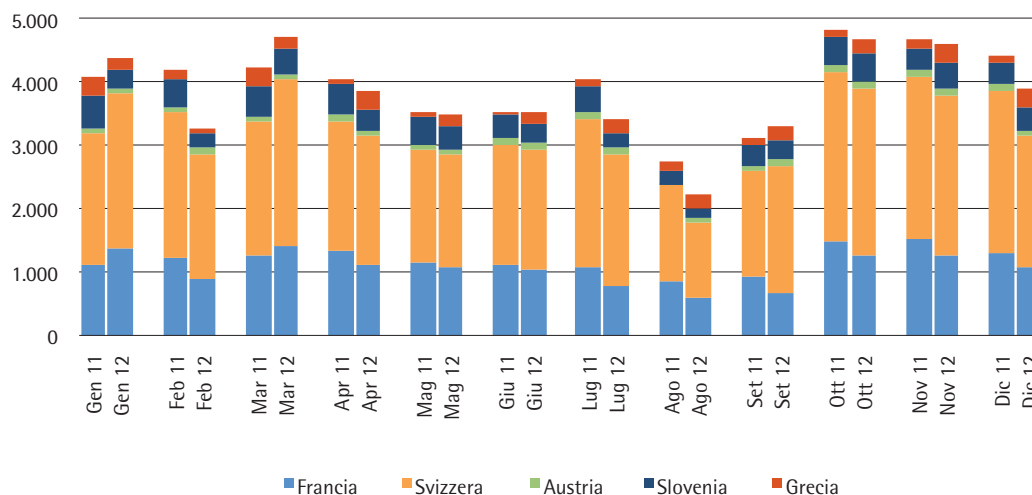
Nel secondo semestre 2012 si sono tenute tre riunioni della Conferenza di servizi:

- il 12 luglio 2012 (riunione conclusiva) per l'autorizzazione alla realizzazione, presso la centrale di Ostiglia (E.On Produzione), di due turbogas di punta alimentati a gas naturale della potenza di circa 100 MWe ciascuno (al posto dell'attuale gruppo 4 non più esercibile dopo il 2012).

Dopo la positiva Conferenza dei servizi si è in attesa della

FIG. 2.7

Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2011 e nel 2012 GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

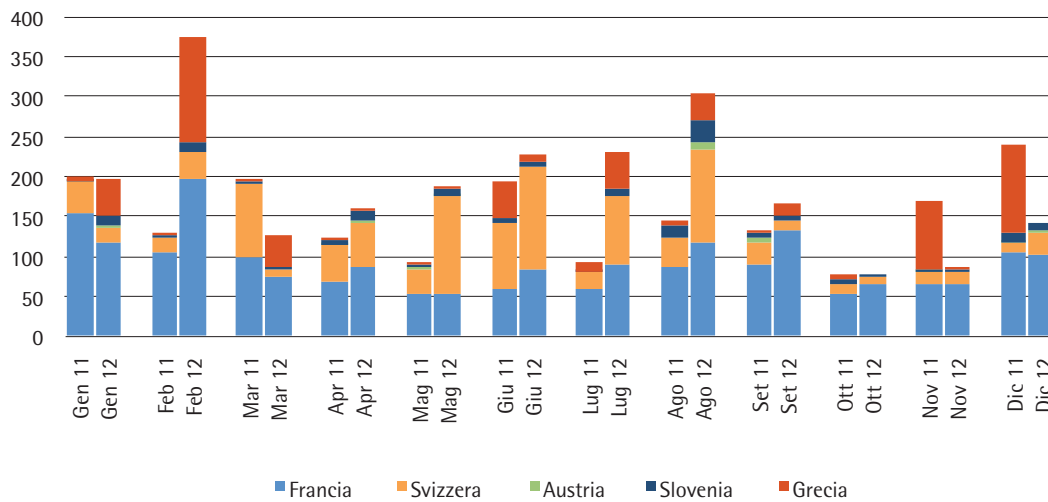


FIG. 2.8

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2011 e nel 2012
GWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

definizione di una condizione "propedeutica" al rilascio dell'autorizzazione, posta dalla Regione Lombardia con l'Intesa regionale;

- il 31 luglio 2012 (prima riunione) per l'autorizzazione alla modifica della centrale termoelettrica di cogenerazione esistente (Enipower) nella raffineria di Taranto;
- il 24 ottobre 2012 (riunione conclusiva) per l'autorizzazione all'installazione di un sistema di abbattimento degli ossidi di azoto post-combustione, del tipo a catalisi selettiva, presso la centrale a ciclo combinato di Trino Vercellese (Enel Produzione).

Si segnala che la centrale a carbone da 1.320 MWe di Saline Ioniche (Saline Ioniche Energie - Calabria) ha ottenuto il decreto VIA con prescrizioni il 15 giugno 2012. In data 29 novembre 2012, il Ministero dello sviluppo economico ha avviato l'attività istruttoria propedeutica alla conclusione. Si segnala inoltre la positiva conclusione della procedura VIA per:

- la centrale a ciclo combinato di Teverola (CE-Stet, 400 MWe), mediante emissione di decreto con prescrizioni il 21 novembre 2012;
- due Parchi eolici *off-shore*, nel golfo di Gela - Butera (CL) (*Mediterranean Wind Offshore*), con decreto 27 settembre 2012;
- la centrale nella rada esterna del porto di Taranto (Società Energy), con decreto 24 luglio 2012.

Il 21 dicembre 2012, è stata inoltre avviata la procedura VIA per la

Ancona-Falconara Marittima (Api Raffineria - Modifica impianto); nell'agosto 2012 è stata avviata la procedura VIA per la centrale di Porto Tolle (Enel - Progetto di conversione a carbone delle quattro sezioni termoelettriche in tre sezioni a carbone).

È in corso, inoltre, la procedura VIA per il Parco eolico marino Gargano Sud.

Importazioni nette

Il saldo estero per il 2012, in base ai dati provvisori di esercizio di Terna, è ammontato a 43.088 GWh, dunque le importazioni nette subiscono una riduzione del 5,8% rispetto all'anno precedente. Il saldo emerge quale differenza tra le importazioni, pari a 45.369 GWh (-4,5% sul 2011), e le esportazioni, pari a 2.281 GWh (+27,6% sul 2011). Nel 2012, dunque, le voci del saldo netto subiscono un'inversione di tendenza, nel 2011 le importazioni registrarono una variazione positiva del 3%, mentre le esportazioni evidenziarono una contrazione del 6%.

Nel 2012 il saldo estero ha coperto il 13,2% del fabbisogno interno. La variazione in diminuzione delle importazioni nel 2012 è legata a una sostanziale contrazione dell'energia proveniente dalla Francia (-1.767 GWh), dalla Slovenia (-935 GWh) e dalla Svizzera (+329 GWh), solo in parte bilanciata da un aumento delle importazioni dalla Grecia (+813 GWh). Per quanto riguarda le esportazioni, l'incremento è dovuto a un contributo positivo da tutti i paesi; si sottolinea il forte incremento di 195 GWh verso la Svizzera.

TAV. 2.15

Asset della RTN

Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

	2009	2010	2011	2012
Numero operatori di rete	9	11	11	11
Linee 380 kV (km)	10.514	10.560	10.609	10.610
Linee 220 kV (km)	11.358	11.308	11.277	11.206
Linee \leq 150 kV (km)	40.311	40.712	40.741	40.633
Linee 500 kV a corrente continua (km)	491	949	949	949
Linee 400 kV a corrente continua (km)	207	255	255	255
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862	862
Numero stazioni 380 kV	139	144	150	153
Numero stazioni 220 kV	151	154	157	158
Numero stazioni \leq 150 kV	110	149	163	173

Fonte: Terna.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

La società Terna è il principale proprietario della Rete di trasmissione nazionale (RTN) di energia elettrica. Al 31 dicembre 2012 l'azionista di riferimento di Terna, ovvero la Cassa depositi e prestiti, possedeva una quota azionaria pari al 29,851%; Romano Minozzi (direttamente e indirettamente) e Assicurazioni Generali risultavano detenere, rispettivamente, il 5,351% e il 2,002% del capitale sociale, mentre il restante 62,796% era ripartito tra investitori istituzionali e altri azionisti. Da segnalare, nell'aprile 2013, la certificazione dell'Autorità a Terna in qualità di gestore del sistema di trasmissione in separazione proprietaria⁴.

Analogamente all'anno precedente, nel 2012 sono risultati attivi nel settore della trasmissione altri undici operatori di rete. Nel corso del 2012 si è registrato un leggero decremento delle

linee a 220 kV e delle linee con tensione inferiore a 150 kV, in parte compensato da un incremento delle linee a 380 kV.

Sviluppo delle infrastrutture elettriche

Il regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, (CE) 714/2009, attribuisce a ENTSO-E, la Rete europea dei gestori di rete dei sistemi di trasmissione di energia elettrica, il compito di adottare e pubblicare ogni due anni un Piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello comunitario (*Ten-Year Network Development Plan - TYNDP*), che comprende la modellizzazione integrata delle reti, l'elaborazione degli scenari e le previsioni sull'adeguatezza della domanda e dell'offerta a livello europeo. Il regolamento prevede inoltre che in ambito ENTSO-E i gestori di rete cooperino a livello regionale per contribuire, tra l'altro, all'adozione di Piani di investimento su base regionale. Il Piano di

⁴ Delibera 5 aprile 2013, 142/2013/R/eel.

sviluppo della rete comunitario si basa quindi sui Piani di investimento nazionali, comprende i Piani di investimento su base regionale e tiene conto della pianificazione delle infrastrutture europee, compresi gli orientamenti per le reti trans-europee nel settore dell'energia (TEN-E), di cui al regolamento del Parlamento e del Consiglio 17 aprile 2013⁵. Il TYNDP individua anche le esigenze di investimento, specie sulla capacità transfrontaliera, e gli eventuali ostacoli al suo aumento dovuti, per esempio, alle procedure "autorizzative". Inoltre, l'art. 36 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, pone in capo a Terna l'obbligo di predisporre, entro il 31 gennaio di ciascun anno, un Piano decennale di sviluppo della RTN (basato su domanda e offerta esistenti e previste), il quale è sottoposto a previa valutazione e consultazione, effettuata all'uopo da parte dell'Autorità, e ad approvazione da parte del Ministero dello sviluppo economico.

Nell'ambito del regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee, la Commissione ha identificato dodici priorità strategiche, di cui quattro rappresentano corridoi prioritari per l'elettricità⁶.

L'Italia è interessata dallo sviluppo di due dei quattro corridoi elettrici prioritari menzionati nel suddetto regolamento. Più precisamente si tratta dei seguenti:

- il corridoio Nord-Sud in Europa occidentale (NSI West Electricity);
- il corridoio Nord-Sud in Europa centro-orientale e sud-orientale (NSI East Electricity).

Il primo corridoio (*NSI West Electricity*) interessa le interconnessioni tra gli Stati membri della regione (comprendente Austria, Belgio, Francia, Germania, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta, Paesi Bassi, Portogallo, Spagna, Regno Unito) e con l'area del Mediterraneo, compresa la Penisola Iberica, in particolare per integrare l'elettricità proveniente da fonti di energia rinnovabili e consolidare le infrastrutture di rete interne al fine di promuovere l'integrazione del mercato nella regione.

Il secondo corridoio (*NSI East Electricity*) interessa le interconnessioni

e le linee interne nelle direzioni Nord-Sud ed Est-Ovest, per completare il mercato interno e integrare la produzione a partire da fonti di energia rinnovabili. Gli Stati membri interessati sono Austria, Bulgaria, Cipro, Croazia, Germania, Grecia, Italia, Polonia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria.

Più in dettaglio, tra i progetti compresi nel TYNDP 2012 si annoverano i seguenti:

- l'interconnessione Italia-Francia (elettoconduttore HVDC, Piosasco-Grand'Ile) che, con i suoi 95 km di lunghezza, consentirà maggiore sicurezza del sistema elettrico, grazie all'incremento di capacità di scambio, nel breve termine, dalla Francia all'Italia per 600 MW. L'opera è stata autorizzata dal Ministero dello sviluppo economico nel marzo 2011, per due cavi elettrici da 500 MW ciascuno. La linea sarà realizzata in sinergia con le infrastrutture stradali e autostradali esistenti, in modo da minimizzare l'interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico paesaggistico e archeologico ed evitando, per quanto possibile, il passaggio in prossimità di aree di sviluppo urbanistico. L'inizio della realizzazione è previsto per il 2018;
- l'interconnessione Italia-Slovenia, per lo sviluppo della capacità di trasmissione, pari a 1.800 MW, attraverso Ungheria, Italia e Croazia, funzionale a eliminare le congestioni lungo le direttrici Nord-Sud ed Est-Ovest. Il progetto è in fase di studio di fattibilità; la realizzazione si prospetta dunque a lungo termine.
- l'interconnessione Italia-Montenegro (elettoconduttore HVDC, Villanova-Tivat), di 1.000 MW, riguardante il collegamento di 415 km, 390 dei quali sottomarini (il resto del tragitto sarà interrato, rendendo nullo l'impatto ambientale) tra Villanova in Abruzzo e Tivat, centro costiero del Montenegro. L'interconnessione, che ha ricevuto l'autorizzazione del Ministero dello sviluppo economico nel luglio 2011, è il primo collegamento tra l'Italia e i Balcani. Sono state avviate le attività propedeutiche all'apertura dei cantieri;

⁵ Regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee, che abroga la decisione 1364/2006/CE e che modifica i regolamenti (CE) 713/2009, (CE) 714/2009 e (CE) 715/2009.

⁶ Il regolamento cita anche, tra le aree tematiche prioritarie, la realizzazione, entro il 2020, di autostrade elettriche, in grado di:

- integrare il surplus di produzione eolica in continua crescita nel Mare del Nord e nel Mar Baltico e nelle zone circostanti e accrescere la produzione di energia rinnovabile in Europa orientale e meridionale nonché nell'Africa settentrionale;
- collegare questi nuovi centri di produzione con le principali capacità di stoccaggio nei paesi nordici, nelle Alpi e in altre regioni e con i principali centri di consumo;
- far fronte a un'offerta di elettricità sempre più variabile e decentrata e a una domanda sempre più flessibile.

- l'interconnessione Italia- Svizzera, in fase di approfondimento e studio, dovrebbe sviluppare quattro progetti, due dei quali verranno probabilmente implementati, ma con realizzazione nel lungo termine;
- l'interconnessione Italia-Austria (Lienz-Cordignano), iniziativa congiunta di Terna con il gestore di rete austriaco, Austrian Power Grid, che prevede la ricostruzione dell'esistente interconnessione a 220 kV, portandola a 380 kV. L'opera, funzionale anche al transito di energia proveniente da fonti rinnovabili, minimizzerà gli impatti ambientali, rafforzando la capacità di trasporto tra Italia e Austria di 750 MW. La realizzazione è prevista a lungo termine;
- le interconnessioni tra l'Italia e il continente africano, riguardanti due iniziative. La prima, Italia-Tunisia, prevede la realizzazione di un collegamento di 350 km per 1.000 MW, attraverso la Sicilia, con cavi sottomarini a 400 kV e stazioni di conversione su entrambe le sponde. L'opera è soggetta a iter autorizzativo e la realizzazione è attesa nel lungo periodo. La seconda, l'interconnessione sottomarina in corrente continua tra l'Italia e l'Algeria, è un collegamento concordato tra i due trasportatori nazionali, compreso tra i nodi della rete Nord orientale dell'Algeria, i nodi della rete meridionale della regione Sardegna e alcuni nodi della rete del Centro Sud e Cento Nord sul continente italiano. Lo studio di fattibilità congiunto tra Terna e Solengaz è in corso; Terna è in attesa di ricevere dalla Commissione europea la decisione sul possibile finanziamento nell'ambito del programma TEN-E, per definire anche le tempistiche di svolgimento delle attività. La realizzazione è comunque prevista nel lungo termine;
- l'interconnessione Italia-Corsica, la quale prevede la posa di un cavo di 358 km per 500 MW, mediante il potenziamento dell'esistente collegamento a 220 kV tra Sardegna e Corsica e la terraferma italiana. La realizzazione è prevista nel lungo termine.

Tra gli interventi di interesse internazionale, si segnala inoltre il progetto per l'interconnessione a 220 kV e 200 MW tra Italia e Malta (Ragusa-Maghtab, la cui realizzazione è a cura di Enemalta, l'ente elettrico statale maltese), nell'ambito dell'integrazione del sistema elettrico maltese, al fine di renderlo adeguato ai bisogni del lungo termine e funzionale a ricevere i contributi energetici derivanti dalle fonti rinnovabili. Terna ha avviato l'iter autorizzativo nel mese di settembre 2011, relativo al tracciato di circa 120 km, di cui circa 45 km in territorio italiano (19 km terrestri e 26 km in acque territoriali) che va, appunto, da Ragusa a Maghtab. L'intesa è stata raggiunta il 30 luglio 2012, e il decreto di Valutazione di impatto ambientale (VIA) positiva con prescrizioni è stato rilasciato il 20 dicembre 2012. Il 28 marzo 2013 Enemalta è stata autorizzata (decreto interministeriale n. 239/EL-262/184/2013) «*alla costruzione e all'esercizio del tratto ricadente in territorio italiano, di un collegamento tra la rete di trasmissione maltese e quella italiana, mediante un'interconnessione in cavo, terrestre e sottomarino, in corrente alternata a 220 kV e opere connesse, interessante il comune di Ragusa e le antistanti acque territoriali*». In seguito all'emissione del decreto autorizzativo sono stati pianificati i lavori per la posa del cavo terrestre in Sicilia e, nell'estate 2013, per la posa del cavo marino. È inoltre previsto un secondo elettrodotto parallelo e di pari capacità per il 2015. Un altro progetto di interesse internazionale, volto al rafforzamento dei collegamenti con l'area balcanica, riguarda i collegamenti Italia-Albania. Il collegamento Polignano-Conversono da 500 kV in corrente continua e 500 MW, proposto nel 2009 da Enel Produzione, il 19 gennaio 2012 ha ottenuto l'intesa⁷ da parte della Regione Puglia e il decreto autorizzativo è in corso di preparazione. Il collegamento da 380 kV e 480 MW (interconnessione HVDC, Manfredonia-Kalenett) ha ottenuto la delibera regionale di intesa il 3 febbraio 2011; è in corso di approfondimento l'iter autorizzativo presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

La tavola 2.16 riporta l'elenco sintetico dei progetti di interconnessione internazionali.

⁷ Si tratta della disposizione (prevista all'art. 1-sexies del decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito nella legge 27 ottobre 2003, n. 290, e infine modificato dalla legge 23 agosto 2004, n. 239), necessaria per il rilascio dell'autorizzazione unica da parte del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, stabilita dalle stesse disposizioni.

TAV. 2.16

Progetti di interconnessione internazionali

INTERCONNESSIONE	CARATTERISTICHE TECNICHE	LUNGHEZZA	AVVIO LAVORI	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
Italia – Francia (Piossasco – Grand'Île)	Elettrodotto HVDC 2 x 500 MW	95 km	2018	n.d.	Autorizzato per due cavi elettrici da 500 MW ciascuno (marzo 2011).
Italia – Slovenia	Elettrodotto 1.800 MW	n.d.	n.d.	n.d.	Studio di fattibilità in corso.
Italia – Montenegro (Villanova – Tivat)	Elettrodotto HVDC 1.000 MW	415 km (92 km in Italia)	2013	2015	Autorizzato (luglio 2011).
Italia – Svizzera	4 progetti	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Italia – Austria (Lienz – Cordignano)	Elettrodotto 380 kV-750 MW	150 km	n.d.	n.d.	n.d.
Italia – Tunisia	Elettrodotto 100 MW	350 km	n.d.	n.d.	Iter autorizzativo in corso.
Italia – Algeria	Elettrodotto in corrente continua	n.d.	n.d.	n.d.	Studio di fattibilità in corso.
Italia – Corsica	Elettrodotto 500 MW	358 km	n.d.	n.d.	n.d.
Italia – Malta (Ragusa – Maghtab)	220 kV-200 MW	120 km	2011	2013	Autorizzato (marzo 2013). In costruzione la parte maltese. Previsto un secondo elettrodotto parallelo e di pari capacità per il 2015.
	Elettrodotto 500 kV-500 kW (Polignano-Conversano)	n.d.	n.d.	n.d.	Delibera regionale di intesa (gennaio 2012); è in preparazione il decreto autorizzativo.
Italia – Albania	Elettrodotto HVDC 380 kV-480 MW (Manfredonia- Kalenett)	n.d.	n.d.	n.d.	Delibera regionale di intesa (febbraio 2011). Sono in corso approfondimenti presso il Ministero dell'ambiente.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Con delibera 31 gennaio 2013, 40/2013/R/eel, l'Autorità ha individuato gli interventi di sviluppo della RTN strategici per il sistema elettrico nazionale. Si tratta di 27 progetti strategici⁸ per lo sviluppo della RTN che consentiranno di ridurre le congestioni, con importanti benefici sui prezzi dell'energia elettrica. Per garantirne la realizzazione in tempi certi, l'Autorità ha previsto, con la medesima delibera, anche un sistema di monitoraggio dell'avanzamento dei lavori e individuato specifiche date obiettivo e *milestone*, ovvero tappe principali che Terna dovrà rispettare per non incorrere in penalità da ritardi.

Fra le opere strategiche individuate dall'Autorità applicando in modo stringente il criterio della selettività fra i costi dell'investimento e i benefici per il sistema, vengono indicati i potenziamenti delle interconnessioni con l'estero – quali l'interconnessione HVDC Italia-Balcani, insieme all'interconnessione e al potenziamento del collegamento Italia-Francia – e diversi interventi sul territorio nazionale, funzionali alla realizzazione di nuovi elettrodotti o alla razionalizzazione e al potenziamento delle reti esistenti. Si evidenziano sinteticamente di seguito alcuni sviluppi intervenuti nel 2012, relativi all'iter autorizzativo e alle attività di realizzazione

8 Inclusi nella tipologia I=3, di cui al comma 22.5, lettera c) del Testo integrato trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica - TIT.

inerenti alle opere programmate da Terna sul territorio nazionale:

- il raggiungimento dell'intesa, il 6 novembre 2012, per il collegamento tra Abruzzo e Puglia a 380 KV (Villanova-Gissi). L'opera ha ottenuto l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio il 15 gennaio 2013⁹;
- il raggiungimento dell'intesa, il 25 ottobre 2012, per il collegamento a 380 kV tra Udine e Gorizia (Udine Ovest-Redipuglia). L'opera ha ottenuto l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio il 12 marzo 2013¹⁰;
- l'avvio dell'iter autorizzativo per il potenziamento della penisola sorrentina e per la seconda alimentazione di Capri;
- l'emanazione dei decreti relativi al riassetto e al potenziamento della città di Torino, in data 23 maggio 2012 e 22 novembre 2012;
- l'attivazione dell'iter autorizzativo per il riassetto e il potenziamento della rete della città di Napoli;
- l'avvio di alcune opere in Campania e in Calabria, necessarie

principalmente a rimuovere le esistenti limitazioni alla produzione eolica.

Distribuzione

Il numero dei distributori iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre 2012 risulta pari a 140 (in leggera diminuzione rispetto all'anno precedente), ma questa cifra è passibile di modificazioni per il ritardo con cui alcuni operatori comunicano le variazioni societarie avvenute. Complessivamente, i distributori elettrici che hanno risposto all'Indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati sono 133.

Ricordando che nelle tavole seguenti sono da considerarsi provvisori tutti i dati relativi al 2012, una sintesi delle cifre riguardanti questo segmento della filiera elettrica è illustrata nella tavola 2.17, ove si riporta l'attività dei distributori suddivisa per classe di numerosità dei punti di prelievo, con i relativi volumi distribuiti per classe di operatore.

⁹ Più precisamente, il decreto interministeriale n. 239/EL-195/180/2013 del 15 gennaio 2013 ha autorizzato la società Abruzzoenergia alla costruzione e all'esercizio dell'elettrodotto a 380 kV in doppia terna in Villanova - Gissi, nelle province di Pescara e Chieti, ma il decreto interministeriale n. 239/EL-195/180/2013-VOL del 4 marzo 2013 ha stabilito la voltura a Terna dell'autorizzazione già rilasciata con il decreto precedente alla Abruzzoenergia.

¹⁰ Il decreto interministeriale n. 239/EL-146/181/2013 del 12 marzo 2013 autorizza Terna alla costruzione e all'esercizio dell'elettrodotto a 380 kV in doppia terna Udine Ovest - S.E. Redipuglia, in provincia di Udine e Gorizia

TAV. 2.17

Attività dei distributori elettrici dal 2006

DISTRIBUTORI PER NUMEROSITÀ DEI CLIENTI SERVITI	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
NUMERO	142	138	135	140	141	135	133
Oltre 500.000	4	4	4	4	4	4	4
Tra 100.000 e 500.000	8	7	8	7	6	6	6
Tra 50.000 e 100.000	2	2	2	2	2	3	3
Tra 20.000 e 50.000	9	10	8	8	9	9	9
Tra 5.000 e 20.000	20	21	22	22	23	20	21
Tra 1.000 e 5.000	40	42	39	41	42	39	41
Fino a 1.000	59	52	52	56	55	54	49
VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	293.100	294.919	294.763	279.846	285.997	286.908	279.073
Oltre 500.000	274.205	276.225	275.888	265.276	271.677	270.826	263.739
Tra 100.000 e 500.000	13.354	13.239	13.797	9.544	9.032	9.372	8.590
Tra 50.000 e 100.000	1.482	1.481	1.460	1.315	1.436	3.281	3.084
Tra 20.000 e 50.000	2.053	2.070	1.673	1.642	1.836	1.613	1.727
Tra 5.000 e 20.000	1.315	1.265	1.399	1.444	1.392	1.201	1.354
Tra 1.000 e 5.000	564	567	463	523	526	495	471
Fino a 1.000	127	72	83	103	100	120	108
NUMERO PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	35.106	35.525	36.283	36.493	36.582	36.727	37.079
Oltre 500.000	33.000	33.483	34.186	34.553	34.718	34.810	35.121
Tra 100.000 e 500.000	1.373	1.273	1.400	1.229	1.128	1.140	1.141
Tra 50.000 e 100.000	132	132	142	136	137	225	228
Tra 20.000 e 50.000	279	307	240	236	259	252	265
Tra 5.000 e 20.000	199	214	219	227	226	191	213
Tra 1.000 e 5.000	97	98	81	92	93	88	90
Fino a 1.000	28	19	16	21	22	21	21

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Complessivamente, i 133 operatori rispondenti hanno distribuito 279 TWh nel 2012, in diminuzione di quasi 8 TWh rispetto al 2011. Il volume medio distribuito per operatore è risultato pari a 2 TWh. Il numero dei punti di prelievo serviti nell'anno 2012, pari a 37 milioni, è lievemente cresciuto rispetto al dato dell'anno precedente (+352.000 unità). Il numero dei punti di prelievo mediamente serviti per operatore è stato pari a 279.000 unità. Il numero delle imprese medio-grandi, quelle cioè che servono oltre 100.000 punti

di prelievo, è sostanzialmente stabile negli anni, mentre si nota una lenta diminuzione del numero di imprese che servono meno di 1.000 punti di prelievo.

Nel 2012 gli operatori appartenenti alla prima classe (punti di prelievo superiori a 500.000) sono Enel Distribuzione, Acea Distribuzione, A2A Reti Elettriche e Aem Torino Distribuzione, mentre 49 distributori servono meno di 1.000 punti di prelievo.

Tra le operazioni societarie rilevanti nel settore della distribuzione

di energia elettrica nel corso del 2012, si segnala che il Comune di Avio (TN) e il Comune di Vermiglio (TN) dall'1 gennaio 2012 hanno ceduto l'attività di distribuzione di energia elettrica all'impresa Set Distribuzione. Inoltre, dal mese di aprile Est Reti Elettriche ha cambiato gruppo societario di appartenenza: il nuovo gruppo si chiama Eni-Acegas-Aps. Est Reti Elettriche è nata il 31 marzo 2012 dalla scissione parziale proporzionale di Est Più, già IRIS (e ancor prima A.M.G.) e opera a Gorizia. Ora è partecipata al 70% da Eni e al 30% da Acegas-Asp di Trieste, che vi esercitano un controllo congiunto. Si è quindi conclusa l'operazione societaria, avviata

nel 2010, grazie alla quale Eni e Acegas-Aps hanno concluso l'acquisizione delle attività energetiche di IRIS – Isontina Reti Integrate e Servizi, la *multiutility* che operava nel territorio della provincia di Gorizia. I dati provvisori sulla composizione societaria degli operatori di distribuzione evidenziano la prevalenza di persone fisiche (39,1%), superiore alla quota relativa agli enti pubblici (37,5%), che l'anno scorso era predominante (con una percentuale pari al 40,1%). In leggero calo, rispetto all'anno scorso, la quota relativa alle società diverse, mentre si rileva un aumento delle quote inerenti alle imprese energetiche nazionali e locali.

TAV. 2.18

Composizione societaria dei distributori al 31 dicembre 2012

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Persone fisiche	39,1
Enti pubblici	37,5
Società diverse	11,4
Imprese energetiche nazionali	6,3
Imprese energetiche locali	5,4
Istituti finanziari nazionali e altri	0,3
TOTALE	100,0

Fonte: Anagrafica operatori dell'Autorità.

La dimensione media delle imprese che effettuano la distribuzione di energia elettrica è relativamente elevata e pari a 188 addetti (Tav. 2.19). I distributori con oltre 250 addetti rappresentano solo il 2,7% delle imprese del settore¹¹, ma distribuiscono il 93% dell'energia nazionale a una quota altrettanto ampia di utenti. Se si aggiunge

la classe di operatori con più di 50 addetti, si ottiene una copertura del 98% sia in termini di volumi distribuiti, sia in termini di clienti serviti. Infatti, il 75% delle imprese del settore impiega meno di dieci addetti, ma distribuisce una quota esigua (lo 0,5%) di energia elettrica.

¹¹ Quest'anno, per soddisfare le esigenze di semplificazione agli operatori e ridurre il carico statistico su di essi, l'informazione sul numero degli addetti è stata tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. Pertanto, diversamente da quanto accadeva negli scorsi anni, i valori sono riferiti al personale che nella media dell'anno 2011 era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola 2.19 sono riferiti a 112 società.

TAV. 2.19

Ripartizione delle imprese che distribuiscono energia elettrica per classi di addetti

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI CLIENTI SERVITI
0	16,1%	0,0	0,1%	0,1%
1	18,8%	0,7	0,0%	0,1%
2-9	40,2%	4,6	0,4%	0,5%
10-19	8,9%	15,6	0,5%	0,6%
20-49	5,4%	29,5	0,7%	0,5%
50-250	8,0%	135,0	5,2%	5,4%
Più di 250	2,7%	6.426,2	93,2%	92,9%
TOTALE	100,0%	187,9	100,0%	100,0%

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

TAV. 2.20

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2012
km

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DISTRIBUTORI ^(A)
Valle d'Aosta	2.688	1.528	57	2
Piemonte	65.114	28.872	32	11
Lombardia	85.194	42.110	44	11
Trentino Alto Adige	15.581	8.064	137	68
Veneto	62.567	26.890	206	3
Friuli Venezia Giulia	15.505	8.225	4	6
Liguria	21.893	7.113	-	2
Emilia Romagna	67.823	32.336	31	3
Toscana	59.159	26.666	-	2
Umbria	20.031	8.765	-	2
Marche	30.261	12.056	-	8
Lazio	67.093	29.320	613	6
Abruzzo	26.209	10.137	-	2
Molise	8.070	3.731	-	1
Campania	61.530	24.774	-	5
Puglia	62.619	31.948	-	3
Basilicata	15.255	10.137	-	1
Calabria	43.440	17.886	-	1
Sicilia	79.684	36.419	-	11
Sardegna	36.789	18.227	-	3
ITALIA	846.507	385.204	1.123	

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.20 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 nota inoltre l'elevato numero di distributori della regione Trentino Alto Adige (68) a fronte di una rete che, in termini di lunghezza, rappresenta l'1,9% circa del totale nazionale. Come per l'anno 2011, Enel Distribuzione è il primo operatore del Paese, con circa l'86% dei volumi distribuiti, sia ai clienti domestici, sia a quelli non domestici; identica è anche la ripartizione dei tre operatori successivi con quote distribuite

superiori all'1,5% del totale, vale a dire A2A Reti Elettriche (3,9%), Acea Distribuzione (3,2%) e Aem Torino Distribuzione (1,3%). Gli altri distributori detengono quote inferiori all'1% (Tav. 2.21).

L'energia distribuita da Enel Distribuzione si ripartisce per il 22% a clienti domestici e il restante 78% a clienti non domestici. Percentuali simili si hanno per quasi tutti i distributori. Fanno eccezione Selnnet, A2A e Deval che riforniscono quote maggiori di clienti non domestici (il 91% nel caso di Selnnet e l'83% per A2A e Deval) e, all'opposto, Acea e Acegas-Aps che invece servono una quota proporzionalmente più elevata della media di clienti domestici (il 30% contro il 22% della media nazionale).

TAV. 2.21

Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2012

Volumi distribuiti in GWh;
punti di prelievo in migliaia

OPERATORE	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO
Enel Distribuzione	53.494	24.964	186.239	6.725	239.733	31.689
A2A Reti Elettriche	1.814	905	9.153	211	10.967	1.117
Acea Distribuzione	2.818	1.293	6.340	330	9.158	1.623
Aem Torino Distribuzione	940	553	2.941	139	3.881	692
Hera	418	198	1.798	62	2.216	260
Set Distribuzione	384	238	1.595	62	1.979	301
Agsm Distribuzione	278	128	1.481	37	1.760	165
Selnnet	141	64	1.439	27	1.580	91
A.I.M. Servizi A Rete	122	54	1.025	18	1.146	72
Azienda Energetica Reti	210	102	752	36	962	138
Deval	152	109	760	28	912	136
Acegas-Aps	225	114	537	28	761	142
Altri operatori	993	653	3.025	150	4.018	653
TOTALE	61.989	29.375	217.085	7.853	279.073	37.079

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.22 sono rappresentati i volumi distribuiti e i clienti (cioè i punti di prelievo) suddivisi per regione e per settore di consumo.

I prelievi maggiori, domestici e non domestici, sono concentrati in Lombardia, pari a circa il 22% dei prelievi totali. I punti di prelievo corrispondenti rappresentano il 15,6% del totale.

TAV. 2.22

Distribuzione di energia elettrica per settore di consumo nel 2012

Volumi in GWh;
punti di prelievo in migliaia

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Valle d'Aosta	161	113	784	29	945	142
Piemonte	4.248	2.320	17.027	602	21.276	2.922
Lombardia	9.993	4.687	51.695	1.118	61.688	5.805
Trentino Alto Adige	965	522	4.610	167	5.575	689
Veneto	5.240	2.249	22.462	610	27.702	2.859
Friuli Venezia Giulia	1.300	643	7.501	155	8.801	798
Liguria	1.631	1.027	4.656	276	6.287	1.303
Emilia Romagna	4.824	2.344	20.029	663	24.852	3.006
Toscana	4.012	1.858	14.275	567	18.287	2.425
Umbria	910	419	4.431	128	5.341	547
Marche	1.513	742	5.459	225	6.972	967
Lazio	5.900	2.712	14.372	719	20.272	3.431
Abruzzo	1.284	704	4.422	178	5.707	882
Molise	283	175	1.017	45	1.300	220
Campania	5.409	2.237	11.491	619	16.900	2.856
Puglia	4.017	1.880	8.708	557	12.724	2.437
Basilicata	497	282	1.733	84	2.231	366
Calabria	2.043	1.042	3.448	256	5.490	1.298
Sicilia	5.635	2.419	11.180	626	16.816	3.045
Sardegna	2.123	852	7.785	227	9.908	1.079
ITALIA	61.989	29.226	217.085	7.853	279.073	37.079

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.23

Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2012 per classe di potenza e di consumo

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

CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
Fino a 1,5 kW	281	624	450
Fino a 1.800 kWh	150	579	258
1.800-2.640 kWh	61	28	2.204
2.641-4.440 kWh	44	12	3.569
Oltre 4.400 kWh	25	2	11.557
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	1	2	497
Da 1,5-3,0 kW	52.544	26.302	1.998
Fino a 1.800 kWh	12.766	13.715	931
1.800-2.640 kWh	16.003	6.693	2.391
2.641-4.440 kWh	17.366	4.627	3.753
Oltre 4.440 kWh	5.934	915	6.484
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	474	351	1.352
Oltre 3 kW	9.164	2.301	3.983
Fino a 1.800 kWh	915	801	1.141
1.800-2.640 kWh	1.208	467	2.585
2.641-4.440 kWh	2.392	566	4.228
Oltre 4.440 kWh	4.548	431	10.561
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	102	36	2.841
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	61.989	29.226	2.121

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Con riferimento alla clientela domestica, come nel 2011 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 2012 è stato pari, per la totalità dei consumatori domestici, a 2.121 kWh (Tav. 2.23), leggermente inferiore a quello registrato l'anno scorso (2.141 kWh).

Per quanto riguarda i clienti non domestici, come per lo scorso anno il 45% circa dei volumi distribuiti nel 2012 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. 2.24).

TAV. 2.24

Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2012 per livello di tensione e di potenza

Volumi distribuiti in GWh

LIVELLO DI TENSIONE E CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Bassa tensione	76.658	7.742.176
di cui:		
- utenze soggette a regimi tariffari speciali	0	4
- illuminazione pubblica	6.121	266.921
Altri usi	70.537	7.475.251
di cui:		
- fino a 1,5kW	1.241	1.482.267
- da 1,5 kW a 3 kW	3.374	2.069.528
- da 3 kW a 4,5 kW	1.294	378.296
- da 4,5 kW a 6 kW	5.819	1.321.621
- da 6 kW a 10 kW	8.304	941.749
- da 10 kW a 15 kW	10.660	683.867
- da 15 kW a 30 kW	13.794	381.150
- da 30 kW a 42 kW	2.921	44.837
- da 42 kW a 50 kW	5.609	57.798
- oltre 50 kW	17.521	114.138
Media tensione	96.963	109.286
di cui:		
- utenze soggette a regimi tariffari speciali	80	18
- illuminazione pubblica	356	1.024
- altri usi	96.078	108.015
- punti di emergenza	449	229
Alta e altissima tensione	43.463	1.613
di cui:		
- utenze soggette a regimi tariffari speciali	4.519	291
- altri usi	38.909	1.308
- punti di emergenza	36	14
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	217.085	7.853.075

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Connessioni

In questo paragrafo vengono riportati i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi e passivi. Le prime sono quelle richieste dagli impianti di produzione di energia elettrica alla rete di trasmissione o alle reti di distribuzione, principalmente per permettere a tali impianti di immettere energia nel sistema elettrico; le seconde,

invece, sono quelle richieste da clienti finali alle reti di trasmissione o di distribuzione per permettere i prelievi di energia dal sistema elettrico. I dati relativi alla connessione degli utenti attivi con la rete di trasmissione, riportati in queste pagine, si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono

state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti. Le connessioni degli utenti passivi, infine, sono state raccolte da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta *Indagine sui settori regolati*, svolta annualmente dall'Autorità.

Nell'anno 2012, Terna ha ricevuto 176 richieste di connessione con la rete di trasmissione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 6,7 GW, e nello stesso anno ha messo a disposizione 133 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 5,4 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 37 giorni lavorativi. Sul totale di quelli messi a disposizione, nell'anno 2012 sono stati accettati 69 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 3 GW, e per uno solo di questi, corrispondente a 1 MW, è stata presentata la richiesta della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD), che è stata messa a disposizione, al netto delle interruzioni consentite, in 16 giorni lavorativi e accettata dal richiedente la connessione. Nel 2012, inoltre, Terna non ha effettuato alcuna connessione relativa a richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica che hanno presentato richiesta di connessione nel medesimo anno.

Per quanto concerne la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica con le reti di distribuzione, nel 2012 le imprese distributrici hanno ricevuto poco meno di 195.000 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 poco meno di 7,6 GW; inoltre, nello stesso anno hanno messo a disposizione circa 180.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 6,5 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 18 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 39 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 52 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Poco meno di 150.000 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2012, corrispondenti a una potenza totale di circa 3,5 GW.

Nell'anno 2012, sono state realizzate circa 120.000 connessioni, corrispondenti a circa 1,9 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 16 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici¹²;
- 40 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi¹³.

Nell'anno 2012, l'unica impresa distributtrice che ha ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, da connettere con le reti di alta tensione, è stata Enel Distribuzione con 40 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 910 MW, e nello stesso anno ha messo a disposizione 24 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 490 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 49 giorni lavorativi. Sul totale di quelli messi a disposizione, nell'anno 2012 sono stati accettati 13 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 250 MW, e per nessuno di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD; conseguentemente, nel 2012 non è stata effettuata alcuna connessione relativa a richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere con le reti di alta tensione che hanno presentato richiesta di connessione nel medesimo anno.

Circa l'andamento delle connessioni degli utenti passivi nel 2012, sulla base di stime preliminari, i dati raccolti mostrano che sono state effettuate poco più di 300.000 connessioni con le reti di distribuzione, per la quasi totalità in bassa tensione. Il tempo medio per effettuare tali connessioni è risultato pari a 12,6 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a poco meno di nove giorni lavorativi. Terna ha effettuato un'unica connessione di cliente passivo, con un tempo di realizzazione dell'intervento pari a 30 giorni lavorativi, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

¹² 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.

¹³ 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.

TAV. 2.25

Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2012

Numero di connessioni e tempo medio di allacciamento in giorni lavorativi

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO DI CONNESSIONI	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa tensione	298.180	8,7
Media tensione	2.254	20,7
TOTALE	300.434	12,6

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Mercato all'ingrosso

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE), a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) e nel Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) con obbligo di consegna fisica dell'energia. 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; le offerte possono essere effettuate a partire dal nono giorno antecedente il giorno di consegna.

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

L'MSD ha per oggetto l'approvvigionamento, da parte di Terna, delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema, per la risoluzione delle congestioni intrazonali, la creazione delle riserve

di energia e il bilanciamento in tempo reale; diversamente dagli altri mercati, Terna, in questo caso, agisce da controparte centrale. L'MSD si articola in fase di programmazione (MSD *ex ante*) e Mercato del bilanciamento (MB). L'MSD *ex ante* e l'MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. L'MSD *ex ante*, in particolare, si articola in tre sottofasi di programmazione (MSD1, MSD2, MSD3), mentre l'MB è organizzato in cinque sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione e non prevede la presentazione di nuove offerte, ma solo la possibilità, in capo a Terna, di accettare offerte già presentate nell'MSD *ex ante*. Le offerte accettate vengono valorizzate al proprio prezzo di offerta (*pay-as-bid*).

L'MTE è la sede per la negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti), trimestrale (quattro prodotti) e annuale (un prodotto). Nel novembre 2008, Borsa Italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati, aventi come sottostante il prezzo medio di acquisto (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), come ulteriore elemento di flessibilità del sistema. Sulla piattaforma vengono registrati i quantitativi sottesi a contratti a termine bilaterali e i quantitativi contrattati sulla piattaforma CDE.

Borsa elettrica: domanda nel Mercato del giorno prima

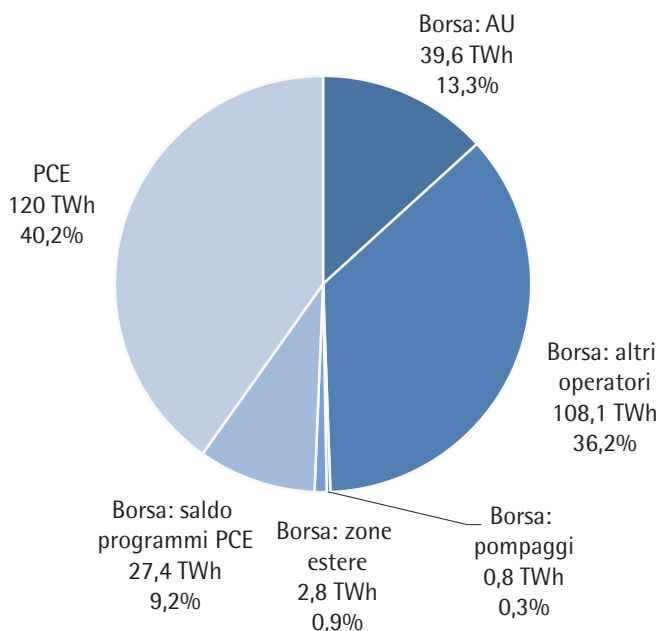
Nel 2012 la domanda di energia elettrica nel Sistema Italia è stata pari a 298,7 TWh, dunque per il secondo anno consecutivo in diminuzione con una contrazione del 4,1% rispetto al 2011 (311,5 TWh). La domanda nazionale si è ridotta del 4%, in ragione soprattutto di una forte contrazione dei volumi acquistati nella zona Centro Nord (-7%), seguita dalla Sardegna (-6%), quest'ultima in controtendenza rispetto all'anno precedente in cui ha registrato un incremento piuttosto elevato (+14,3%).

Quest'anno l'unica macrozona a essere in segno positivo è la Sicilia (+1,6%). Nonostante un calo del Sistema Italia maggiore rispetto all'anno precedente (-2,2% nel 2011), gli scambi di Borsa hanno registrato un calo inferiore all'1%. Di converso, la liquidità del mercato si è attestata al 59,8%, in aumento di quasi due punti percentuali rispetto al 2011. Diversamente dall'anno precedente, il contributo maggiore alla riduzione della domanda è attribuibile alla contrazione degli acquisti dell'Acquirente unico, che mostrano una variazione di -17,4% con una richiesta di 39,6 TWh. La domanda degli operatori diversi dall'Acquirente unico evidenzia una diminuzione del 2%, inferiore in valore assoluto rispetto al 2011 (-17,9%).

La domanda sottostante i contratti bilaterali ha registrato una contrazione dell'8,5%. Su tale risultato ha pesato la contrazione del 3,5% degli operatori nazionali, che rappresentano oltre il 90% sulla piattaforma dei bilaterali, anche questo un valore in controtendenza rispetto all'anno precedente, in cui gli acquisti degli operatori nazionali diversi dall'Acquirente unico evidenziarono un aumento del 28,4%.

FIG. 2.9

Composizione della domanda di energia elettrica nel 2012

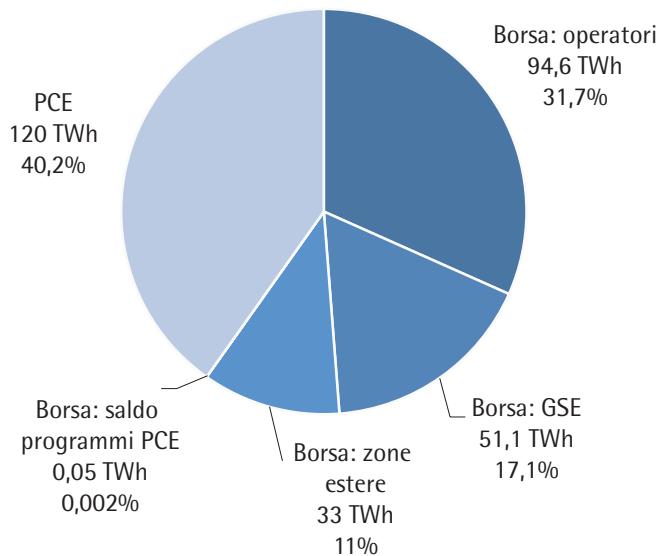


Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

Borsa elettrica: offerta nel Mercato del giorno prima

L'andamento dei volumi offerti in Borsa evidenzia un calo complessivo di poco inferiore all'1%. A questo risultato hanno contribuito un aumento del 30% delle offerte da parte del GSE, una riduzione del 12,9% delle proposte degli operatori nazionali (in

riduzione anche nel 2011 con -10,3%) e un aumento del 2,9% dalle zone estere. Sulla PCE si evidenzia una contrazione complessiva dell'8,7% e volumi pari a 178,7 TWh. Tale risultato è dovuto alla combinazione di una forte diminuzione delle offerte dalle zone estere (-25,1%) e una riduzione del 6,4% dagli operatori nazionali rispetto al 2011, attestatasi a 106,5 TWh.



Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

FIG. 2.10

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2012

Borsa elettrica: risultati sul Mercato del giorno prima

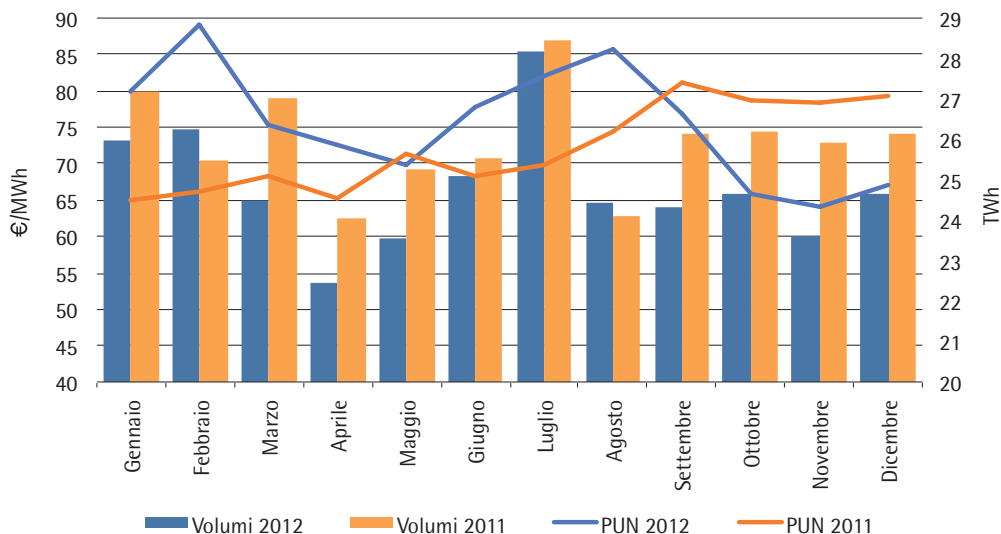
La Borsa elettrica italiana ha registrato per il 2012 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 75,53 €/MWh, in aumento del 4,6% rispetto al 2011. Diversamente dall'anno precedente, l'incremento è risultato particolarmente accentuato nelle ore di picco, con riferimento alle quali il prezzo medio è aumentato di più di 3,6 €/MWh.

Il prezzo medio mensile più elevato è stato rilevato nel mese di febbraio, raggiungendo gli 89,04 €/MWh, mentre il picco di domanda mensile si è confermato nel mese di luglio con 28,2 TWh. Con riferimento ai prezzi medi di vendita, e in controtendenza

rispetto allo scorso anno, si è registrato un aumento dello spread tra prezzo massimo e prezzo minimo zonale. Lo spread, in particolare, è risultato pari a quasi 25 €/MWh, come differenza tra il prezzo medio registrato in Sicilia (95,22 €/MWh) e quello nella macrozona Sud (70,35 €/MWh); nel 2011 lo spread, calcolato considerando le stesse due macrozone, era pari a circa 24 €/MWh. Analizzando le variazioni tendenziali su base annuale, emerge un aumento generalizzato del prezzo medio in tutte le zone, ma sensibilmente inferiore rispetto alle variazioni in doppia cifra sul periodo 2011-2010. L'incremento maggiore è nella macrozona Nord (+5,6%), il Sud risulta invece la zona caratterizzata dall'incremento più moderato del prezzo medio di vendita (+2%).

FIG. 2.11

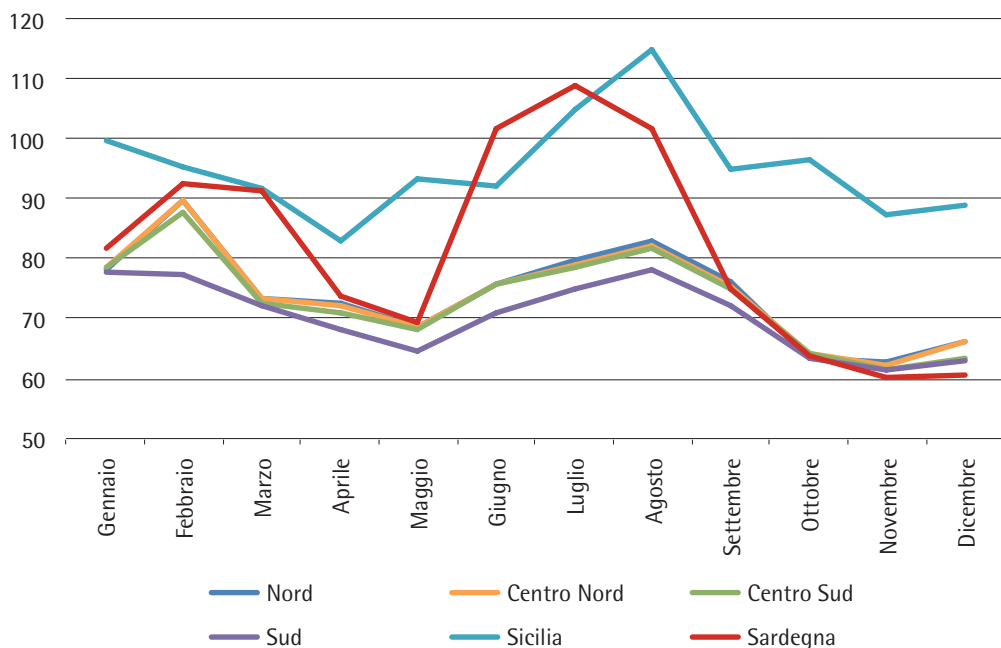
Andamento del Prezzo unico nazionale e volumi scambiati nel 2011 e nel 2012
€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

FIG. 2.12

Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2012
€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

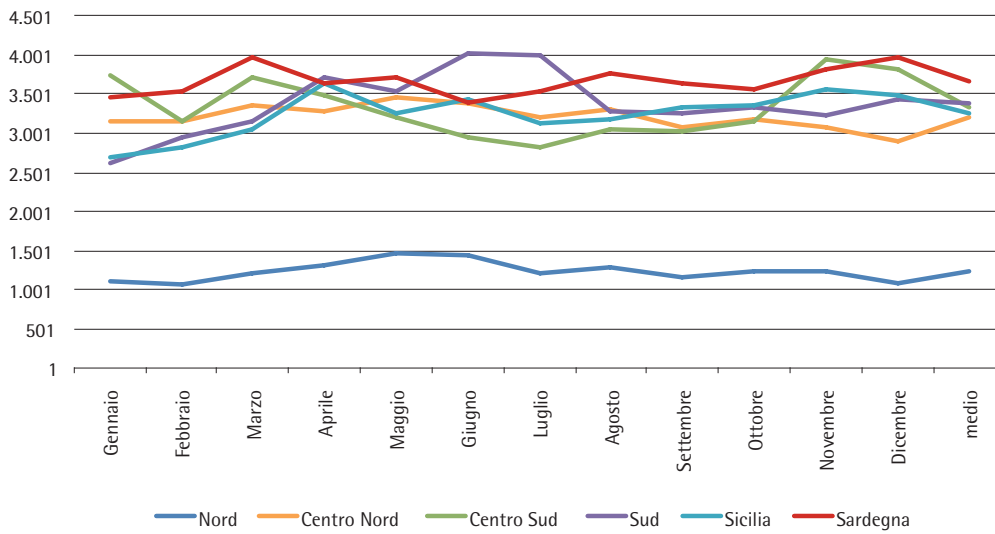
Borsa elettrica: indicatori di concentrazione nel Mercato del giorno prima

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 1.232), le altre zone mostrano tutti livelli di concentrazione elevati e mediamente al di sopra di 3.000, il valore più alto si registra in Sardegna con un HHI medio pari a 3.672.

FIG. 2.13

Valori dell'indice HHI nel 2012



Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

L'indice di operatore marginale (IOM) a livello di Sistema Italia, calcolato con riferimento ai volumi, mostra un incremento di due punti percentuali rispetto al 2011.

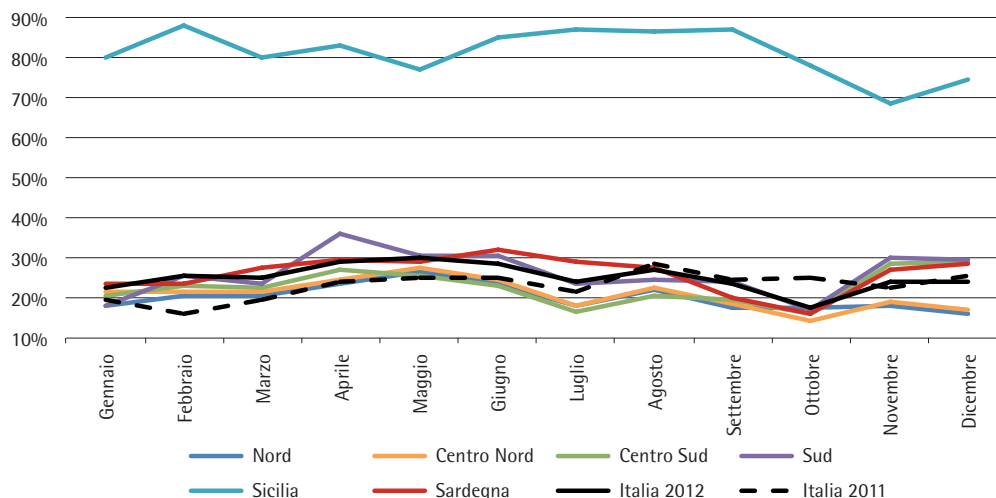
In particolare, la percentuale dei volumi complessivamente scambiati sui quali il primo operatore ha fissato il prezzo ha superato il 25% nel 2012, mentre tale quota era circa il 23% nel

2011. A livello zonale si riscontra un notevole miglioramento per la Sardegna, a fronte di punte dell'IOM che superavano il 60%; nel 2012 la stessa regione evidenzia una percentuale media di circa il 26%.

Permangono invece le criticità per la Sicilia, che mostra un IOM di oltre l'81%, con picco di oltre 87%.

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 del GME.

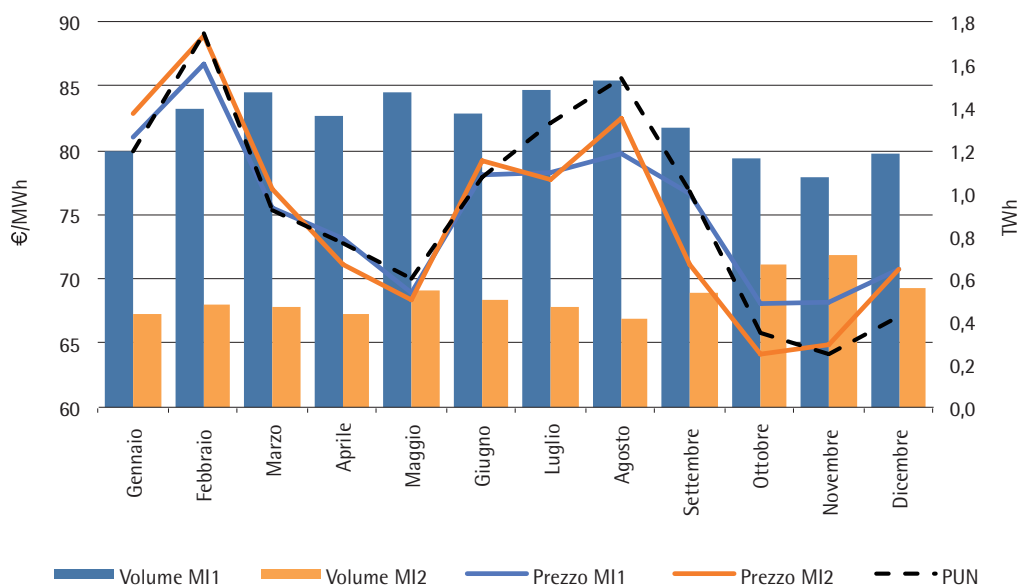
Borsa elettrica: risultati sul Mercato infragiornaliero

Nel corso del 2012 nel MI1 e nel MI2 sono stati scambiati rispettivamente 16 TWh e 6,2 TWh di energia. Il prezzo medio di acquisto nel MI1 è risultato pari a 75,41 €/MWh, quello nel MI2 pari

a 74,87 €/MWh, entrambi in aumento di oltre il 6% sui rispettivi prezzi registrati lo scorso anno. A livello zonale, tanto nel MI1 quanto nel MI2 il prezzo medio massimo è stato registrato in Sicilia (rispettivamente 96,96 €/MWh e 94,04 €/MWh), quello più basso nella zona Sud (rispettivamente 68,02 €/MWh e 67,54 €/MWh).

FIG. 2.15

Andamento dei prezzi e delle quantità sul Mercato infragiornaliero nel 2012
€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

Borsa elettrica: Mercato per il servizio di dispacciamento

Per quanto riguarda l'MSD, i dati ufficiali relativi al 2012 sono disponibili con riferimento al mercato ex ante.

Gli acquisti a salire sono risultati pari a 6,2 TWh, in aumento del 31,3% rispetto al 2011.

Un picco negli acquisti è stato registrato nel mese di febbraio, quando essi hanno raggiunto 0,75 TWh di energia.

Le quantità scambiate a scendere sono invece state pari a 3,7 TWh, in riduzione, in confronto all'anno precedente, del 25% circa. Anche in questo caso il punto di massimo è stato raggiunto nel mese di febbraio con 0,56 TWh.

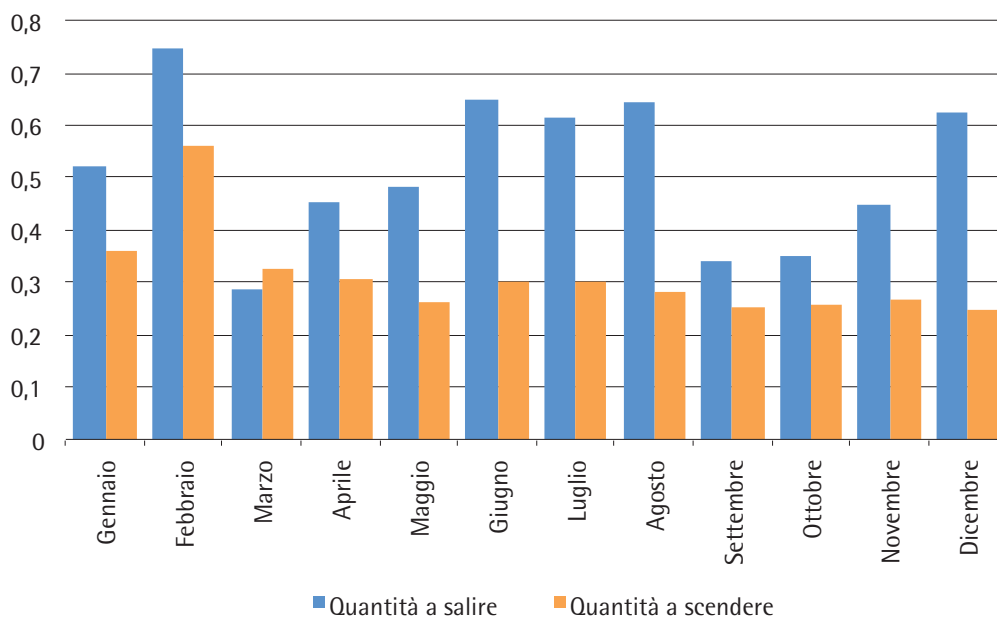


FIG. 2.16

Quantità sul Mercato del servizio di dispacciamento ex ante nel 2012
TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

Borsa elettrica: confronto con le principali Borse europee

Nel corso del 2012 l'andamento dei prezzi nelle principali Borse elettriche europee è risultato alquanto diversificato (Fig. 2.17). L'IPEX mostra il prezzo medio annuale maggiore (75,52 €/MWh) ed è l'unica in aumento rispetto alla quotazione media del 2011 (+4,6%), sia pure in coerenza con il prezzo del greggio (vedi il Capitolo 1 di questo Volume). Tuttavia, a partire dagli ultimi mesi del 2012 i prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, pur continuando a mostrare forti oscillazioni, hanno registrato un calo significativo, riducendo il differenziale rispetto alle altre Borse europee.

Sempre con riferimento al 2012, la quotazione media più bassa si registra sul NordPool con 32,66 €/MWh, in riduzione del 30,7%

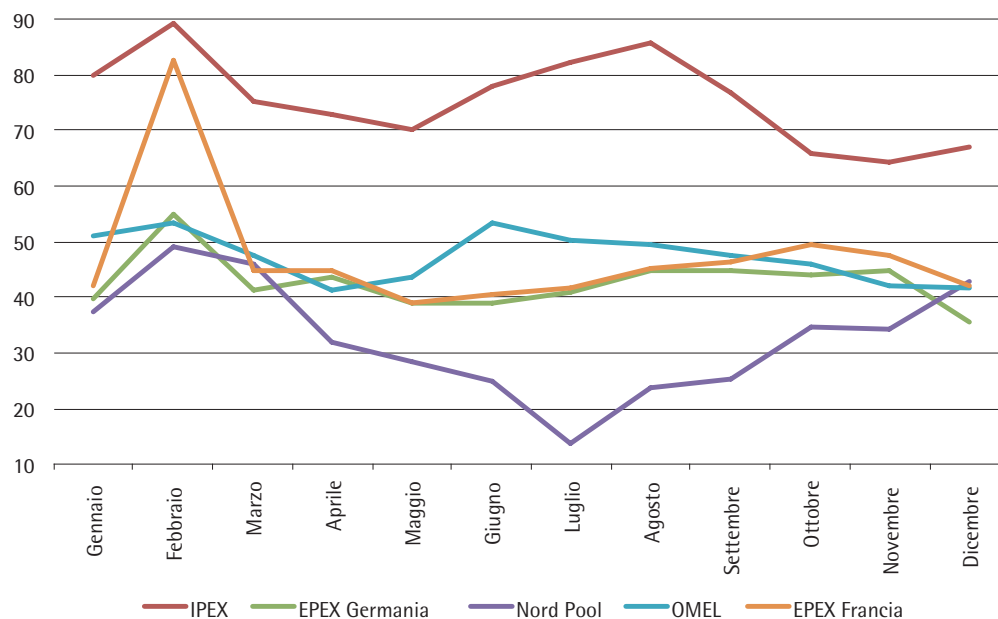
rispetto al 2011, nessuna piattaforma di contrattazione registra un simile decremento. In particolare, sul NordPool il valore minimo è 13,70 €/MWh in luglio (il più basso livello del prezzo dal 2005), dovuto all'abbondanza di generazione da impianti idroelettrici.

Anche sulla borsa tedesca si registra una riduzione importante, pari al 16%, con un prezzo medio di 42,7 €/MWh, inferiore al prezzo medio sulla borsa francese, che è di 47,1, in riduzione del 3,7%. Sulla Omel spagnola la quotazione media per il 2012 è di 47,3 in riduzione del 5,3% rispetto allo scorso anno. A causa delle temperature piuttosto rigide, tutte le Borse mostrano un aumento in febbraio. In particolare, la Borsa francese registra il picco di prezzo più alto dal 2006 (82,45 €/MWh), dovuto dell'enorme uso dell'elettricità per il riscaldamento domestico.

FIG. 2.17

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2012

Valori medi baseload; €/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

Mercato a Termine dell'energia elettrica

L'MTE gestito dal GME è stato istituito nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia. Sull'MTE sono negoziabili 16 prodotti; contratti della tipologia baseload e peakload con periodi di consegna pari al mese (tre prodotti), al trimestre (quattro prodotti) e all'anno (un prodotto). Terminata la fase di negoziazione, i contratti con 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". I volumi e il numero dei contratti risulta costantemente in crescita. Nel 2012 sono stati scambiati 13.262 contratti, corrispondenti a 54,1 TWh di energia, contro i 31,7 TWh scambiati nel 2011 e i 6,3 TWh del 2010; 51,4 TW di energia sono stati scambiati attraverso contratti baseload, 2,3 TWh tramite contratti peakload, questi ultimi in riduzione del 26,6% rispetto all'anno precedente. Per entrambe le tipologie di prodotto gli scambi hanno riguardato in netta prevalenza i prodotti annuali.

TAV. 2.26

Volumi scambiati sul Mercato a termine nel 2012
GWh

DURATA	PRODOTTI BASELOAD	PRODOTTI PEAKLOAD
Mensili	2.578	55
Trimestrali	6.956	20
Annuali	41.856	2.612
TOTALE	51.390	2.687

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

Mercati per l'ambiente

Il meccanismo dei certificati verdi

Introdotta dal decreto legislativo n. 79/99 in sostituzione del precedente meccanismo di tipo *feed-in tariff* (CIP6), il sistema dei certificati verdi prevede la promozione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili sulla base di un meccanismo di mercato. La domanda di certificati verdi nasce dall'obbligo imposto ai produttori/importatori di energia elettrica di immettere in rete una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili crescente nel tempo e pari al 7,55% per il 2012¹⁴. L'energia prodotta da fonti rinnovabili ha diritto all'emissione dei certificati verdi, ogni titolo rilasciato è rappresentativo di 1 MWh di energia prodotta da un impianto qualificato IAFR.

La qualificazione dell'impianto è demandata al GSE che, su richiesta del produttore, valuta le caratteristiche dell'impianto e assegna la qualifica di IAFR; successivamente, il produttore può richiedere il rilascio dei certificati verdi che può avvenire a consuntivo, sulla base della produzione dell'anno precedente, o a preventivo, sulla base della producibilità attesa in corso d'anno o per l'anno successivo.

Secondo quanto disposto dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, entrati in esercizio o ripotenziati a partire dall'1 aprile 1999 fino al 31 dicembre 2007, ha diritto al rilascio dei certificati verdi per i primi dodici anni di esercizio. Gli impianti entrati in esercizio a partire dall'1 gennaio 2008 e fino al 31 dicembre 2012 (fatte salve le deroghe concesse dall'articolo 30 del DM 6 luglio 2012) hanno diritto ai certificati verdi per un periodo di quindici anni.

Ai sensi della legge n. 244/07, la produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati dalle fonti rinnovabili, diverse da quella solare, di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW (0,2 MW per gli impianti eolici), immessa nel sistema elettrico, ha diritto, in alternativa ai certificati verdi e su richiesta del produttore, a una tariffa fissa onnicomprensiva di entità variabile a seconda della fonte utilizzata, per un periodo di quindici anni. Tale disposizione trova applicazione per gli impianti entrati in esercizio dall'1 gennaio 2008 e fino al 31 dicembre 2012 (fatte salve le deroghe concesse dall'articolo 30 del DM 6 luglio 2012). L'obbligo di immissione della quota di energia rinnovabile come dal decreto legislativo n. 79/99 può essere soddisfatto

TIPOLOGIA DI CERTIFICATI VERDI E ANNO DI RIFERIMENTO	MERCATO GME		BILATERALI	
	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO ^(A)	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO ^(A)
Rinnovabili (2009)	6.139	83,61	14.520	79,62
Rinnovabili (2010)	54.832	74,13	251.251	68,22
Rinnovabili (2011)	1.175.891	80,37	9.689.085	75,89
Rinnovabili (2012)	2.476.496	74,12	13.818.690	74,28
Teleriscaldamento (2009)	-	-	36.012	80,28
Teleriscaldamento (2010)	58.672	75,86	3.289.520	72,92
Teleriscaldamento (2011)	34.309	78,72	1.425.220	78,47

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

TAV. 2.27

Esiti della contrattazione dei certificati verdi nel 2012

Certificati negoziati in MWh;
prezzo medio in €/MWh

¹⁴ Il decreto legislativo n. 79/99 prevede dal 2002 l'immissione in rete di una quota di energia da fonte rinnovabile pari al 2% dell'energia elettrica prodotta (al netto degli autoconsumi) o importata nell'anno precedente eccedente i 100 GWh/anno. A partire dal 2004 fino al 2006 la quota minima ha subito un incremento dello 0,35% annuo, sulla base del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Nel periodo 2007-2012, sulla base della legge n. 244/07, la quota è incrementata dello 0,75% annuo.

costruendo impianti alimentati da fonti rinnovabili e ottenendo i certificati necessari attraverso la produzione di energia elettrica o acquistando i certificati verdi da altri produttori.

Per favorire lo scambio dei certificati verdi, il GME organizza e gestisce una piattaforma per la negoziazione degli stessi certificati. La tavola 2.27 mostra gli esiti delle contrattazioni avvenute nel mercato gestito dal GME nel corso del 2012. Nella tabella sono raggruppate le contrattazioni distinguendo per tipo di prodotto negoziato, certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti da fonte rinnovabile (IAFR) e certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti di cogenerazione abbinata a teleriscaldamento (per la quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento), in entrambi i casi con indicazione dell'anno di riferimento.

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

Nel 2012 il prezzo medio di vendita nel mercato gestito dal GME è stato di 76,13 €/MWh, in diminuzione di oltre il 7% rispetto all'anno precedente, mentre il prezzo per i bilaterali è stato di 74,84 €/MWh, quest'ultimo in riduzione di oltre il 4% rispetto al corrispettivo registrato nel 2011.

La liquidità del mercato è stata del 12% circa, in lieve calo rispetto al 2011 (13% circa), i certificati verdi con anno di riferimento 2012 sono risultati i più scambiati, rappresentando oltre la metà del mercato.

Secondo la legge n. 244/07, a partire dal 2008 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 l'anno precedente¹⁵.

Si evidenzia che per il 2012 il prezzo dei certificati verdi emessi dal GSE è stato pari a 105,28€/MWh, in ragione di un valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica nel 2011 di 74,72 €/MWh, come stabilito dalla delibera 26 gennaio 2012, 11/2012/R/efr.

Inoltre, l'articolo 2, comma 149, della legge n. 244/07 e l'articolo 15, comma 1, del decreto ministeriale 18 dicembre 2008 (fino alle

produzioni relative all'anno 2010), nonché l'articolo 25, comma 4, del decreto legislativo n. 28/11 (per le produzioni successive all'anno 2010), hanno previsto l'obbligo, in capo al GSE, di ritiro dei certificati verdi invenduti. Il prezzo di ritiro è pari al 78% del prezzo di vendita dei certificati verdi nella titolarità del GSE (differenza tra 180 €/MWh e il prezzo medio di mercato dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente). Ciò comporta un onere, posto a carico della componente tariffaria A_3 , cresciuto in misura significativa a partire dal 2008 a causa dell'eccesso di offerta dei certificati verdi che tuttora persiste.

Negli ultimi anni, il meccanismo dei certificati verdi ha conosciuto una rielaborazione normativa con il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. All'art. 25 del succitato decreto legislativo si prevede un graduale processo di *phase out*; a partire dal valore assunto per l'anno 2012, l'obbligo di immissione in rete di energia da fonte rinnovabile è destinato a ridursi linearmente fino ad azzerarsi al 2015. Pertanto, nei prossimi anni diminuirà sempre più il numero dei certificati verdi oggetto di negoziazione e aumenterà il numero dei certificati verdi ritirati dal GSE (il che comporta un trasferimento dei costi derivanti dai certificati verdi dal mercato alla componente tariffaria A_3).

Successivamente al 2015, i produttori ammessi a beneficiare dei certificati verdi riceveranno un incentivo "sostitutivo" riferito alla produzione netta, fino al termine del rispettivo periodo di diritto ai certificati verdi.

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

I Titoli di efficienza energetica (TEE), conosciuti anche come "certificati bianchi", sono stati introdotti con i decreti del Ministro delle attività produttive 20 luglio 2004, attraverso i quali, fino all'anno 2010, sono stati stabiliti gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per i distributori di energia elettrica e gas naturale¹⁶. Nella seconda fase, con successivo decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 21 dicembre 2007, sono stati

¹⁵ 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, 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.

¹⁶ I decreti ministeriali 20 luglio 2004 del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato avevano introdotto gli obiettivi di efficienza energetica per le imprese distributrici di energia elettrica e per le imprese distributrici di gas naturale con almeno 100.000 utenti al 31 gennaio 2001 nel quinquennio 2005-2009.

modificati i precedenti obiettivi quantitativi nazionali del 2009 e del 2010 e assegnati nuovi obiettivi fino al 2012¹⁷. Da ultimo il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 28 dicembre 2012 stabilisce i nuovi obiettivi di risparmio di energia primaria per il periodo 2013-2016¹⁸, introducendo importanti modifiche nella struttura e nella gestione del sistema.

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

In merito ai soggetti obbligati, per ciascuno degli anni successivi al 2007, sono soggetti agli obblighi i distributori che alla data del 31 dicembre, per due anni antecedenti a ciascun obbligo, abbiano connessi con la propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali. I TEE vengono rilasciati a seguito di incrementi di efficienza energetica per una durata di 5 – 8 anni e hanno valore di 1 tep. Sono emessi dal GME a favore dei distributori, dalle società controllate dai distributori, delle società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO) e dai soggetti che hanno ottemperato all'obbligo di nomina dell'*energy manager* ai sensi della legge n. 10/91.

Il GME organizza e gestisce il Registro dei TEE, che nella loro formulazione originaria prevedevano le seguenti tipologie:

- tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi di riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi di riduzione dei consumi di gas naturale;
- tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi diversi dai precedenti.

Successivamente, l'Autorità ha previsto l'introduzione di altre tipologie di TEE per progetti realizzati nel settore dei trasporti:

- tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati con le modalità previste dall'art. 30 del decreto legislativo n. 28/11;
- tipo V, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati attraverso modalità diverse da quelle previste per i Titoli di tipo IV;
- tipo II-CAR, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria la cui entità è stata certificata sulla base di quanto disposto dal decreto ministeriale 5 settembre 2011 (in materia di cogenerazione ad alto rendimento);
- tipo IN, emessi a seguito dell'applicazione di quanto disposto dal decreto ministeriale 28 dicembre 2012 in materia di premialità per l'innovazione tecnologica;
- tipo E, emessi a seguito dell'applicazione di quanto disposto dal decreto ministeriale 28 dicembre 2012 in materia di premialità per la riduzione delle emissioni in atmosfera.

I soggetti obbligati possono soddisfare gli obblighi in merito agli obiettivi di risparmio energetico anche acquistando i relativi TEE da altri soggetti con contrattazioni bilaterali o su un apposito mercato organizzato e gestito dal GME, che ne ha predisposto, d'intesa con l'Autorità, le regole di funzionamento.

Nel 2012 sono stati scambiati sul mercato organizzato 2.508.850 TEE, un numero doppio rispetto all'anno precedente (1.276.797). L'incremento maggiore è stato registrato dai TEE di tipo III che sono quadruplicati e dai TEE di tipo II che sono raddoppiati. La liquidità del mercato organizzato è stata del 33%, in lieve aumento rispetto ai valori del 2011 (31%).

¹⁷ Il decreto fissa un obiettivo complessivo di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia elettrica e di gas naturale pari a 2,2 Mtep nel 2008, 3,2 Mtep nel 2009, 4,3 Mtep nel 2010, 5,3 Mtep nel 2011 e 6,0 Mtep nel 2012.

¹⁸ 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 4,6 Mtep nel 2013, 6,2 Mtep nel 2014, 6,6 Mtep nel 2015 e 7,6 Mtep nel 2016.

TAV. 2.28

Esiti della contrattazione nel mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2012

Quantità in tep; prezzi in €/tep

TIPOLOGIA	MERCATO GME		BILATERALI	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
I	1.141.363	101,53	1.563.812	80,54
II	785.219	100,99	1.663.144	85,14
III	582.268	101,31	1.854.648	98,71

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Mercato finale della vendita

La tavola 2.30 presenta la ripartizione delle vendite finali di energia elettrica nel 2012 (esclusi gli autoconsumi e le perdite di rete) e del numero totale dei clienti (approssimato dal numero dei punti di prelievo calcolati secondo il criterio del *pro die*) per tipologia di mercato, sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori.

Gli operatori presenti nel mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali e il numero di rispondenti all'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas sono riassunti nella tavola 2.29. Dei 463 operatori che nell'Anagrafica operatori hanno dichiarato di svolgere l'attività nel 2012 (anche per un periodo limitato dell'anno) hanno risposto all'Indagine 314 soggetti, 51 dei

quali hanno dichiarato di essere rimasti inattivi nel corso dell'anno. 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 93% dei dati provvisori di Terna riferiti ai consumi finali.

I risultati – provvisori per il 2012 – dell'Indagine annuale mostrano che lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale 264 TWh a poco meno di 37 milioni di clienti (Tav. 2.30). Complessivamente i consumi di energia sono diminuiti del 4,2% rispetto al 2011, ma il calo non è stato uniforme né per tipologia di cliente, né per tipo di mercato.

TAV. 2.29

Imprese di vendita di energia elettrica nel 2012

MERCATO	IMPRESE OPERANTI ^(A)	IMPRESE RISPONDENTI	DI CUI INATTIVE
Servizio di maggior tutela	136	132	-
Servizio di salvaguardia	3	3	-
Vendita ai clienti liberi	324	179	51
TOTALE	463	314	51

(A) Imprese che nell'Anagrafica operatori hanno dichiarato di svolgere l'attività nel 2012, anche per un periodo limitato dell'anno.

Fonte: Anagrafica operatori dell'Autorità e Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.30

	VOLUMI		VAR.% 2012/2011	PUNTI DI PRELIEVO		VAR.% 2012/2011
	2011	2012		2011	2012	
Mercato di maggior tutela	73.503	69.850	-5,0%	27.821	27.821	0,0%
Domestico	49.425	46.664	-5,6%	24.016	23.173	-3,5%
Non domestico	24.078	23.186	-3,7%	4.775	4.648	-2,7%
Mercato di salvaguardia	5.776	5.161	-10,7%	107	113	5,6%
Mercato libero	196.303	188.941	-3,8%	7.700	8.691	12,9%
Domestico	12.565	14.596	16,2%	4.826	5.798	20,1%
Non domestico	183.738	174.345	-5,1%	2.874	2.894	0,7%
MERCATO FINALE	275.582	263.952	-4,2%	35.627	36.625	2,8%

Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Infatti, il settore domestico ha acquistato complessivamente 61 TWh, cioè l'1,2% in meno rispetto all'anno precedente, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico (203 TWh) ha registrato una riduzione del 5,1% rispetto al 2011. Come in passato, la quota del mercato tutelato sul mercato totale si è ridotta sia in termini assoluti, sia in termini relativi, mentre in crescita è risultata la quota del mercato libero, nonostante l'energia venduta su tale mercato si sia comunque ridotta rispetto all'anno precedente.

Nel mercato di maggior tutela, infatti, i volumi di vendita sono diminuiti del 5%, nel servizio di salvaguardia hanno subito un crollo del 10,7%, mentre sul mercato libero sono caduti del 3,8%. Il minor decremento subito dai volumi venduti sul mercato libero è integralmente dovuto alla notevole crescita che in questo mercato ha registrato il settore domestico: l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero risulta infatti aumentata del 16,2% (+20,1% il numero di punti serviti). I consumi non domestici, invece, hanno registrato una diminuzione in tutti i mercati: 3,7% nella maggior tutela e 10,7% nella salvaguardia, a fronte di un -5,1% nel libero. Complessivamente, quindi, nel 2012 il mercato tutelato ha acquisito il 26% di tutta l'energia venduta

al mercato finale (27% nel 2011), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito il 2% (lo stesso che nel 2011) e il mercato libero ne ha acquistato il 72% (contro il 71% del 2011).

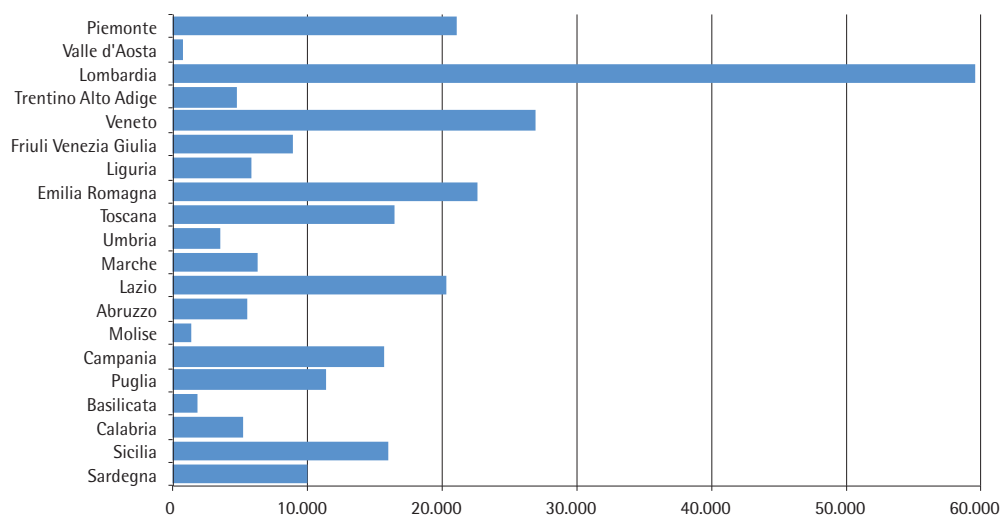
Sotto il profilo geografico (Fig. 2.18), la Lombardia è largamente la regione con i consumi più elevati, seguono con consumi consistenti il Veneto, l'Emilia Romagna, il Piemonte e il Lazio. La Basilicata, il Molise e la Valle d'Aosta sono in coda alla classifica. Considerando i consumi *pro capite*, tuttavia, è il Friuli a risultare la regione con gli impieghi maggiori, seguito nell'ordine da Valle d'Aosta, Lombardia e Sardegna (con valori molto simili tra loro); le ultime tre regioni – con valori più che dimezzati rispetto alle prime – risultano la Puglia, la Campania e la Calabria.

La figura 2.19 illustra anche la ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale. In particolare, il segmento del mercato libero risulta più ampio nelle regioni settentrionali (con il 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 Calabria presenta la più bassa percentuale di apertura del mercato, con una quota delle vendite del mercato libero sulle vendite complessive pari al 45%. Percentuali basse, inferiori al 60%, si

FIG. 2.18

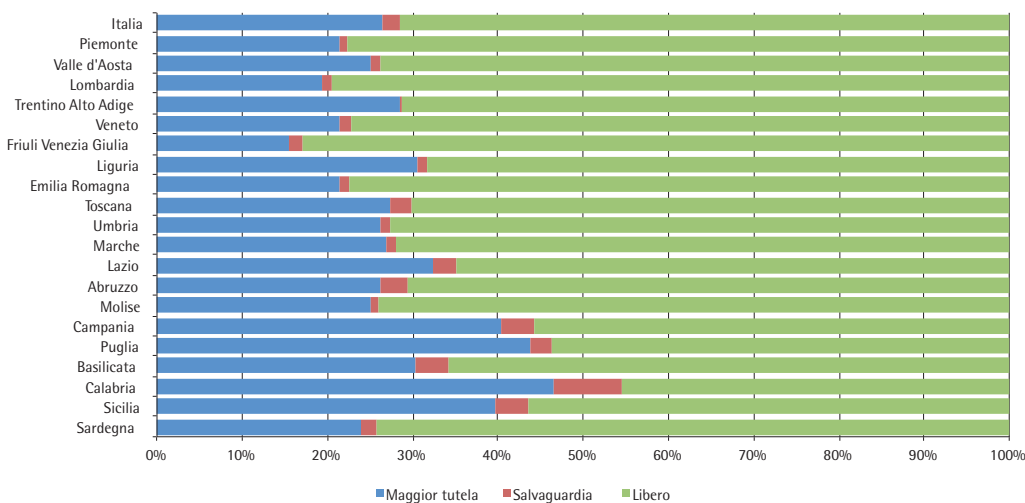
Vendite al mercato finale nel 2012 per regione
GWh



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.19

Vendite al mercato finale nel 2012 per regione e per tipologia di mercato
Ripartizione percentuale



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

riscontrano anche in Puglia (54%), Campania (56%) e Sicilia (57%). Nonostante la progressiva contrazione della quota di mercato negli anni recenti, il gruppo Enel si conferma l'operatore principale nel segmento della vendita finale, mantenendo nel 2012 quote di mercato molto simili a quelle del 2011, con un 38% circa dei volumi complessivamente venduti e quote dominanti in tutti i segmenti (Tav. 2.31). L'importanza del gruppo è massima nel segmento domestico, dove la quota raggiunge il 78%, ma è molto rilevante anche nel segmento non domestico connesso in bassa tensione, dove è pari

al 46%; il gruppo si classifica primo anche negli altri segmenti, ma con quote molto più piccole. Al secondo posto si posiziona il gruppo Edison, con una quota complessiva del 6,4%, 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 4,3%, e Iren, che ha raggiunto una quota del 3,7% in virtù di vendite importanti a clienti non domestici. I primi dieci operatori (gruppi societari) coprono il 70% delle vendite complessive, mentre ne servono 13 per superare il 75%. I primi tre gruppi, tuttavia, dominano praticamente

TAV. 2.31

Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2012

GWh

GRUPPO	CLIENTI NON DOMESTICI				TOTALE
	CLIENTI DOMESTICI	BT	MT	AT/AAT	
Enel	47.875	34.063	9.986	8.153	100.076
Edison	1.728	3.449	8.172	3.623	16.972
Acea	2.556	2.776	4.099	1.799	11.230
Iren	1.065	1.655	5.127	1.869	9.717
Eni	1.287	1.420	4.028	2.763	9.499
Hera	754	3.275	5.145	195	9.369
Energetic Source	73	2.569	5.366	483	8.490
A2A	1.594	2.443	2.476	252	6.764
Sorgenia	651	2.930	2.948	231	6.760
E.On	196	2.133	3.484	628	6.442
Modula	4	272	2.010	3.830	6.117
Axpo Group	0	496	1.077	2.837	4.410
Exergja	7	1.115	2.753	308	4.183
Repower	0	1.982	1.921	1	3.905
Egea	27	276	2.696	445	3.445
Dolomiti Energia	432	1.143	1.500	42	3.117
Alpiq Holding	0	363	1.736	411	2.510
C.I.E.	2	941	1.323	0	2.267
Metaenergia	0	153	1.964	136	2.253
Azienda Energetica - Etschwerke Bolzano	207	523	1.410	95	2.235
Altri operatori	2.800	10.183	25.453	5.755	44.192
TOTALE OPERATORI	61.260	74.161	94.674	33.856	263.952

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

metà del mercato. Sulla base dei dati forniti dai distributori, lo switching²¹ nel mercato elettrico è stato anche nel 2012 piuttosto vivace e in linea con i valori registrati nell'anno precedente: il tasso complessivo è risultato pari al 26,4% in termini di volumi distribuiti e ha coinvolto il 7,6% della clientela (Tav. 2.32).

Il 6,4% dei clienti domestici e il 12,1% dei clienti non domestici

risultano aver cambiato fornitore. Con riferimento ai volumi prelevati, le corrispondenti percentuali salgono, rispettivamente, all'8,3% e al 31,4%. Tra la clientela non domestica il segmento più dinamico in termini di punti di prelievo è stato quello dei clienti connessi in media tensione.

Anche dai più recenti dati di *switching* si conferma dunque

²¹ I dati di switching sono stati rilevati utilizzando la definizione prevista dalla Commissione europea, ovvero l'attività di switching è intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

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

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

TAV. 2.32

Tassi di switching dei clienti finali nel 2012

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	8,3%	6,4%
Non domestico:	31,4%	12,1%
di cui:		
- bassa tensione	23,2%	11,9%
- media tensione	36,4%	27,7%
- alta e altissima tensione	34,3%	17,7%
TOTALE	26,4%	7,6%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

quanto visto a proposito dei dati presentati nella tavola 2.30, ovvero come la quota del mercato tutelato sul mercato totale si vada gradatamente riducendo in favore di quella del mercato libero.

Servizio di maggior tutela

Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese²² 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.

In base ai primi e provvisori risultati dell'Indagine annuale, nel 2012 sono stati venduti nel mercato di maggiore tutela poco meno di 70 TWh a quasi 28 milioni di punti di prelievo calcolati con il criterio del *pro die*. Rispetto al 2011, quando i volumi venduti superarono i 73 TWh e il numero di punti di prelievo serviti raggiungeva quasi 29 milioni, i consumi risultano scesi del 5%, mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti del 3,4% (Tav. 2.33). La diminuzione dei volumi è stata più forte per i domestici, i cui consumi risultano scesi del 5,6%, mentre i volumi degli Altri usi sono calati del 3,8% e quelli dell'illuminazione pubblica sono cresciuti dell'1,2%.

Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica

TAV. 2.33

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI		PUNTI DI PRELIEVO	
	2011	2012	2011	2012
Domestici	49.425	46.664	24.016	23.173
Residenti	43.654	41.233	18.752	18.039
Non residenti	5.771	5.431	5.264	5.134
Illuminazione pubblica	424	429	22	22
Altri usi	23.654	22.757	4.753	4.626
Fino a 16,5 kW	12.824	12.274	4.434	4.314
Oltre 16,5 kW	10.830	10.483	319	313
TOTALE	73.503	69.850	28.791	27.821

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

²² Ai sensi della delibera 27 giugno 2007, n. 156, sono "piccole imprese" i clienti finali diversi dai clienti domestici aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

(circa 47 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'83% del mercato totale della maggior tutela (intorno a 23 milioni). 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. 2.34).

Quasi tutti i consumi domestici (93,4%) pagano ormai la tariffa bioraria obbligatoria, vale a dire quella condizione economica che varia per fascia oraria nella giornata e che a partire dall'1 luglio 2010 viene applicata automaticamente ai clienti dotati di contatore

elettronico riprogrammato; una quota esigua, pari all'1,7%, paga la tariffa bioraria volontaria, quella cioè richiesta esplicitamente dai clienti anche prima dell'1 luglio 2010; il restante 5% dei volumi domestici paga ancora la vecchia tariffa monoraria. La porzione di volumi a tariffa bioraria volontaria è rimasta invariata rispetto allo scorso anno, mentre nel 2011 i consumi che pagavano ancora la tariffa monoraria erano il 7,6% e quelli con bioraria obbligatoria il 90,7%. L'attività di ammodernamento dei contatori si va completando se si pensa che nel 2008 i volumi domestici che pagavano la tariffa monoraria rappresentavano l'89,9%.

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestici residenti fino a 3 kW	35.887	16.776
Monoraria	1.459	699
Bioraria volontaria	491	202
Bioraria obbligatoria	33.937	15.875
Domestici residenti oltre 3 kW	5.346	1.263
Monoraria	550	125
Bioraria volontaria	199	47
Bioraria obbligatoria	4.597	1.092
Domestici non residenti	5.431	5.134
Monoraria	280	291
Bioraria volontaria	124	93
Bioraria obbligatoria	5.027	4.750
Illuminazione pubblica	429	22
Monoraria	421	21
Multioraria	7	1
Altri usi fino a 16,5 kW	12.274	4.314
Monoraria	134	35
Bioraria	820	289
Multioraria	11.319	3.990
Altri usi oltre 16,5 kW	10.483	313
Monoraria	51	2
Bioraria	453	16
Multioraria	9.978	295
TOTALE	69.850	27.821

TAV. 2.34

Servizio di maggior tutela nel 2012 per tipologia di cliente e tariffa applicata

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il consumo medio del cliente domestico servito nel mercato di maggior tutela è risultato di circa 2.000 kWh all'anno.

Leggermente più elevato, pari a 2.139 kWh, è il consumo medio dei residenti con potenza fino a 3 kW, intorno ai 4.200 kWh quello dei residenti con potenza superiore ai 3 kW, mentre è quasi la metà (1.058 kWh) quello dei non residenti.

Il 65% dei consumatori (cioè dei punti di prelievo) residenti fino a 3

kW di potenza appartiene alle prime tre classi di consumo (consumi inferiori a 2.500 kWh/anno), mentre il 28% 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 66% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) (Tav. 2.35).

TAV. 2.35

Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2012

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

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO ¹
Domestici residenti fino a 3 kW	35.887	16.776	2.139
0-1.000 kWh	1.472	2.888	510
1.000-1.800 kWh	5.904	4.170	1.416
1.800-2.500 kWh	8.257	3.872	2.132
2.500-3.500 kWh	10.732	3.667	2.926
3.500-5.000 kWh	7.256	1.799	4.034
5.000-15.000 kWh	2.209	378	5.842
> 15.000 kWh	57	1	66.544
Domestici residenti oltre 3 kW	5.346	1.263	4.231
0-1.000 kWh	30	59	512
1.000-1.800 kWh	129	89	1.450
1.800-2.500 kWh	294	136	2.170
2.500-3.500 kWh	797	265	3.005
3.500-5.000 kWh	1.487	356	4.177
5.000-15.000 kWh	2.391	350	6.833
> 15.000 kWh	219	9	23.819
Domestici non residenti	5.431	5.134	1.058
0-1.000 kWh	1.135	3.410	333
1.000-1.800 kWh	1.058	785	1.347
1.800-2.500 kWh	783	372	2.104
2.500-3.500 kWh	822	281	2.921
3.500-5.000 kWh	702	172	4.084
5.000-15.000 kWh	741	106	7.009
> 15.000 kWh	189	7	27.801
TOTALE DOMESTICI	46.664	23.173	2.014

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.36 mostra la ripartizione regionale della clientela domestica servita in maggior tutela. La Lombardia rappresenta la regione di gran lunga più importante per questo mercato: qui infatti è localizzato il 16% dei punti di prelievo che acquista un'analoga quota dei volumi. Seguono per numerosità di punti di prelievo (ma le quote sono simili anche per i volumi di vendita): il Lazio (8,8%), la Sicilia (8,7%), la Campania (7,9%), il Veneto (7,8%), il Piemonte

(7,6%). Nove regioni registrano una quota di punti di prelievo compresa tra il 2% e il 7%, mentre sono cinque le regioni la cui numerosità di punti di prelievo è inferiore al 2% (i consumatori di Molise e Valle d'Aosta incidono meno dell'1%). Valle d'Aosta, Liguria, Abruzzo, Molise e Calabria sono le regioni con la quota maggiore di punti di prelievo non residenti (intorno al 31% per tutte tranne che per la Valle d'Aosta, dove raggiunge il 53%).

TAV. 2.36

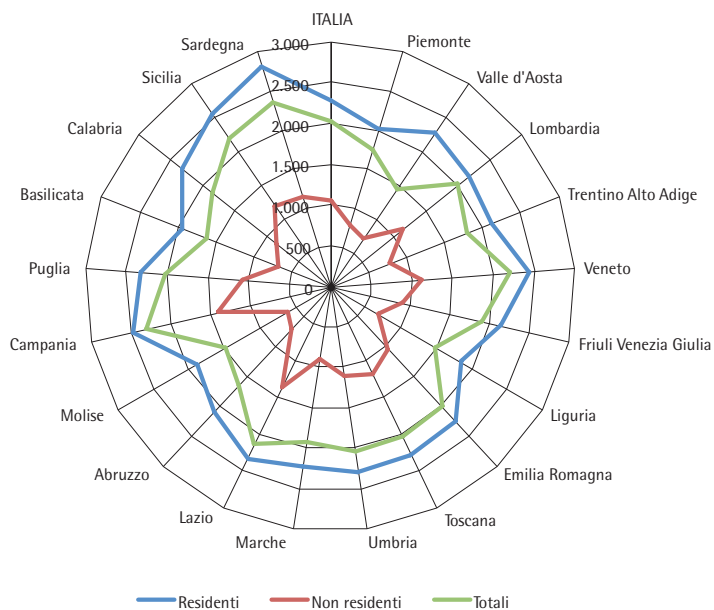
Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2012

REGIONI	RESIDENTI		NON RESIDENTI		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Valle d'Aosta	92	40	33	45	125	86
Piemonte	2.753	1.362	309	389	3.062	1.751
Lombardia	6.857	3.152	678	604	7.535	3.756
Trentino Alto Adige	705	334	84	107	789	440
Veneto	3.591	1.466	373	331	3.964	1.797
Friuli Venezia Giulia	911	426	89	98	1.000	524
Liguria	1.052	572	177	262	1.229	834
Emilia Romagna	2.842	1.261	346	331	3.188	1.592
Toscana	2.559	1.121	414	346	2.973	1.467
Umbria	561	244	74	66	635	310
Marche	996	449	118	132	1.114	580
Lazio	3.770	1.612	597	437	4.367	2.049
Abruzzo	830	397	130	184	960	581
Molise	197	105	28	46	225	151
Campania	3.786	1.527	418	296	4.204	1.823
Puglia	2.770	1.196	412	380	3.182	1.576
Basilicata	343	177	38	56	381	233
Calabria	1.406	611	245	288	1.651	899
Sicilia	3.768	1.476	635	534	4.403	2.010
Sardegna	1.444	512	233	202	1.677	713
ITALIA	41.233	18.039	5.431	5.134	46.664	23.173

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.20

Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggiore tutela nel 2012



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

I consumi medi, tuttavia, appaiono relativamente poco differenziati sul territorio, specie se si considerano quelli dei domestici residenti (Fig. 2.20). Le uniche modeste eccezioni sono date – in avanzo – dalla Sardegna, che per i residenti mostra un consumo medio di oltre 500 kWh più elevato rispetto alla media nazionale, e – in deficit – dalla Liguria, dove i domestici residenti evidenziano un consumo medio di 450 kWh inferiore alla media nazionale.

La tavola 2.37 propone la ripartizione dei volumi (circa 23,7 TWh) e dei punti di prelievo (circa 4,6 milioni) relativi agli altri usi

dell'energia elettrica per classe di consumo. L'80% dei punti di prelievo non domestici (escludendo l'illuminazione pubblica) ricade nella prima classe di consumo (< 5 MWh/anno) per un volume di consumo corrispondente pari a quasi un quinto delle vendite totali. I punti di prelievo con potenza inferiore a 16,5 kW rappresentano il 93% dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela e assorbono il 54% dei consumi. Poco più della metà dei punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW è caratterizzata in larga misura (87%) da consumi compresi tra 20 e 500 MWh.

La distribuzione regionale dei clienti non domestici (altri usi) è illustrata nella tavola 2.38. Anche in questo caso la Lombardia e il Lazio sono le regioni più rilevanti sia in termini di numero di punti di prelievo (13% e 10% del totale nazionale, rispettivamente), sia in termini di volumi acquistati (17% e 9% del totale nazionale,

rispettivamente). Seguono: Sicilia, Campania e Puglia. Anche per gli altri usi si osservano valori di consumo medio regionali non troppo dissimili, se si eccettuano i dati di Lombardia, Trentino Alto Adige e Veneto (superiori alla media nazionale) e di Liguria e Basilicata (inferiori alla media nazionale), come mostrato nella figura 2.21.

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Altri usi fino a 16,5 kW	12.274	4.314	2.845
< 5 MWh	4.268	3.631	1.176
5-10 MWh	2.743	396	6.926
10-15 MWh	1.636	136	12.075
15-20 MWh	1.120	65	17.107
20-50 MWh	2.290	83	27.669
50-100 MWh	191	3	58.079
100-500 MWh	24	0	167.649
500-2.000 MWh	1	0	879.726
2.000-20.000 MWh	-	-	-
Altri usi oltre 16,5 kW	10.483	313	33.539
< 5 MWh	117	54	2.188
5-10 MWh	288	38	7.516
10-15 MWh	399	32	12.493
15-20 MWh	482	28	17.485
20-50 MWh	3.218	99	32.562
50-100 MWh	3.014	44	68.114
100-500 MWh	2.906	18	161.218
500-2.000 MWh	55	0	672.463
2.000-20.000 MWh	5	0	2.049.950
TOTALE ALTRI USI	22.757	4.626	4.919

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.37

Clients non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2012
Volumi in GWh

TAV. 2.38

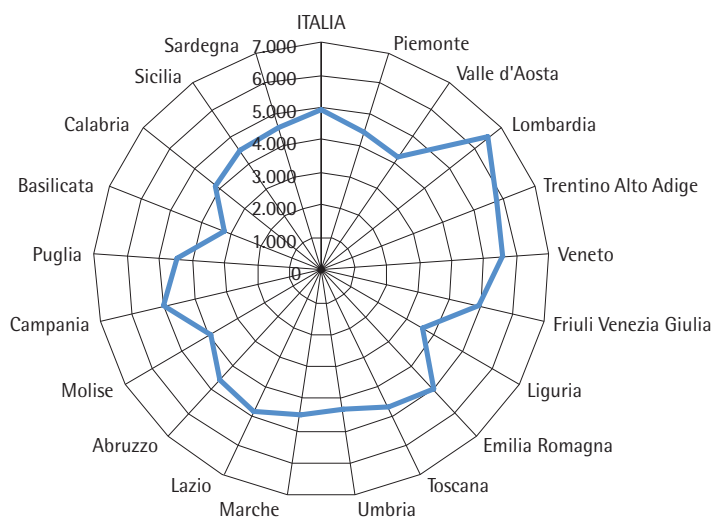
Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2012

REGIONI	FINO A 16,5 kW		OLTRE 16,5 kW		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Valle d'Aosta	41	15	27	1	68	16
Piemonte	786	300	644	23	1.430	323
Lombardia	1.697	536	2.213	63	3.910	599
Trentino Alto Adige	271	86	280	10	551	96
Veneto	873	296	927	28	1.799	323
Friuli Venezia Giulia	185	69	185	6	370	75
Liguria	340	145	197	6	537	151
Emilia Romagna	814	299	808	25	1.622	324
Toscana	794	306	733	22	1.527	328
Umbria	157	63	134	4	290	67
Marche	280	118	288	9	569	127
Lazio	1.300	421	846	23	2.146	445
Abruzzo	252	93	203	6	455	99
Molise	66	25	39	1	105	27
Campania	1.337	397	732	18	2.068	416
Puglia	978	374	807	24	1.785	398
Basilicata	105	53	74	2	179	55
Calabria	443	165	285	9	728	174
Sicilia	1.142	408	777	22	1.918	430
Sardegna	412	144	286	9	698	153
ITALIA	12.274	4.314	10.483	313	22.757	4.626

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.21

Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggiore tutela nel 2012



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.39, infine, illustra la ripartizione dei volumi (circa 429 GWh) e dei punti di prelievo (circa 22.000) relativi agli usi dell'energia elettrica per illuminazione pubblica. Più della metà dei punti di prelievo (56%) ricade nelle prime due classi

di consumo, che insieme acquisiscono poco meno del 10% dei volumi complessivamente venduti. Poco più di un quarto dei punti di prelievo è caratterizzata in larga misura (78%) da consumi compresi tra 20 e 500 MWh.

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	16,3	9,0	1.820
5-10 MWh	24,5	3,4	7.246
10-15 MWh	24,6	2,0	12.241
15-20 MWh	24,5	1,4	17.284
20-50 MWh	119,5	3,8	31.619
50-100 MWh	113,4	1,6	69.657
100-500 MWh	101,9	0,7	154.592
500-2.000 MWh	4,1	0,0	1.027.329
TOTALE	428,8	21,9	19.625

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.39

Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2012
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

RAGIONE SOCIALE	VOLUMI	QUOTA %
Enel Servizio Elettrico	59.640	85,4%
Acea Energia	3.118	4,5%
A2A Energia	2.601	3,7%
Iren Mercato	975	1,4%
Hera Comm	558	0,8%
Trenta	474	0,7%
Azienda Energetica Etschwerke	348	0,5%
Acegas-Aps Service	261	0,4%
Agsm Energia	216	0,3%
Vallenergie	190	0,3%
A.I.M. Energy	156	0,2%
A.E.M. Gestioni	95	0,1%
Amet	94	0,1%
Umbria Energy	62	0,1%
Asm Vendita e Servizi	61	0,1%
Altri esercenti	1.003	1,4%
TOTALE	69.850	100%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.40

Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2012
Volumi in GWh; quota percentuale

Nel 2012 hanno operato nel mercato della maggior tutela 136 esercenti (imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di energia elettrica a clienti tutelati). Di questi hanno risposto all'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas 132 imprese.

Il mercato della maggior tutela si mantiene fortemente concentrato: la società Enel Servizio Elettrico resta il principale esercente con una quota di mercato pari all'85,4%; seguono Acea Energia (4,5%), A2A Energia (3,7%) e Iren Mercato (1,4%). Gli altri operatori hanno quote inferiori all'1% (Tav. 2.40)

Le operazioni societarie più rilevanti che sono avvenute nel corso del 2012 tra gli esercenti il servizio di maggior tutela sono le seguenti:

- a gennaio il Comune di Avio (TN) e il Comune di Vermiglio (TN) hanno ceduto l'attività di vendita a clienti tutelati dell'energia elettrica alla società Trenta; entrambe le operazioni completano l'uscita dei due Comuni dalla gestione del servizio elettrico, considerando che – come si è visto nelle pagine dedicate alla distribuzione, gli stessi Comuni hanno ceduto anche l'attività di distribuzione di energia elettrica all'impresa SET Distribuzione;
- si è avuto l'asestamento delle vicende societarie che hanno riguardato l'azienda municipalizzata di Sondrio e altri comuni vicini. In particolare, a febbraio l'Azienda Energetica Valtellina Valchiavenna ha ceduto l'attività di vendita dell'energia elettrica a clienti tutelati a Sondrio Gas che dalla stessa data ha cambiato nome in Aevv Energie. Quest'ultima è l'impresa del gruppo che svolge le attività di vendita dell'energia elettrica e del gas;
- l'impresa Est Più (ex Newco Energia, ora denominata Est Reti Elettriche) ha ceduto in aprile l'attività di vendita dell'energia

elettrica a clienti tutelati a un'altra impresa del gruppo, denominata anch'essa Est Più, che alla fine del 2012 ha incorporato Isogas, impresa del gruppo che svolgeva le attività di acquisto e vendita all'ingrosso e al dettaglio di gas naturale ed energia elettrica. Anche qui l'operazione completa quelle avvenute nella fase di distribuzione già descritte nelle pagine dedicate a questo servizio (vedi supra).

Mercato libero

Nel 2012 il numero di società di vendita attive nel mercato libero è tornato a crescere, riattivando il trend di costante aumento che si era rilevato nel corso del decennio passato (Tav. 2.41). Parallelamente il volume complessivo di vendita è diminuito rispetto al 2011 di 7,4 TWh. Perciò il volume medio unitario delle vendite è diminuito di quasi 17 punti percentuali: da 996 a 829 GWh, tornando sui livelli del 2010. Il continuo accrescersi del numero di operatori e la riduzione dei volumi di vendita degli ultimi anni, causata soprattutto dalla crisi economica, ha portato il livello medio unitario delle vendite a circa la metà di quello del 2000 (1.580 GWh).

Il calo delle vendite non ha interessato in misura uniforme tutte le classi di venditori: la riduzione dei volumi ha infatti colpito gli operatori più grandi (cioè quelli con più di 10 TWh di vendite) e quelli medio piccoli (con vendite tra 0,1 e 1 TWh), che hanno visto diminuire le proprie vendite rispettivamente del 22% e del 18%. Sono invece cresciute del 45% e del 28% le vendite degli operatori di dimensione media (da 1 a 5 TWh) e piccola (meno di 0,1 TWh). Le prime tre classi di operatori (ovvero i primi 33 operatori, corrispondenti al 14% dei principali venditori attivi) hanno coperto l'87% circa delle vendite complessive del 2012; la stessa quota nel 2011 era dell'86%.

TAV. 2.41

Attività dei venditori nel periodo 2000-2012 per classe di vendita

	2000	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Numero di distributori^(A)	194	163	151	147	149	137	136
Numero di venditori attivi	27	135	149	177	193	197	228
Oltre 10 TWh	1	4	3	2	4	3	2
5-10 TWh	1	3	5	6	4	9	8
1-5 TWh	5	24	24	22	20	19	23
0,1-1 TWh	11	41	41	53	65	63	55
Fino a 0,1 TWh	9	63	76	94	100	103	140
Volume venduto (TWh)^(B)	42,7	182,1	188,8	181,0	182,8	196,3	188,9
Oltre 10 TWh	20,9	86,2	77,8	68,3	77,9	70,9	55,4
5-10 TWh	8,2	24,8	37,5	44,5	31,5	63,2	59,5
1-5 TWh	10,6	54,9	56,0	46,3	44,5	34,4	50,0
0,1-1 TWh	2,7	14,5	15,8	19,5	26,9	25,7	21,4
fino a 0,1 TWh	0,3	1,7	1,8	2,3	2,0	2,0	2,6
Volume medio unitario (GWh)	1.580	1.349	1.267	1.022	947	996	829
Oltre 10 TWh	20.865	21.561	25.920	34.165	19.474	23.643	27.694
5-10 TWh	8.158	8.253	7.491	7.415	7.878	7.022	7.439
1-5 TWh	2.122	2.288	2.334	2.105	2.227	1.811	2.174
0,1-1 TWh	246	354	385	369	414	408	390
Fino a 0,1 TWh	36	27	24	24	20	20	19

(A) Dal 2008 i dati esposti riguardano gli esercenti il servizio di maggior tutela che hanno svolto l'attività per almeno un giorno dell'anno.

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.42

Mercato libero per tipologia di cliente

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI		PUNTI DI PRELIEVO	
	2011	2012	2011	2012
BT	64.258	63.681	7.604	8.598
Domestico	12.565	14.596	4.826	5.798
Illuminazione pubblica	5.161	4.823	212	197
Altri usi	46.533	44.262	2.566	2.603
MT	92.291	91.502	95	93
Illuminazione pubblica	382	275	1	1
Altri usi	91.908	91.227	94	92
AT e AAT	39.754	33.758	1	1
Altri usi	39.754	33.758	1	1
TOTALE	196.303	188.941	7.700	8.691

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.42, i dati raccolti dall'Autorità sono ripartiti per tipologia di cliente; nel 2012 il 34% dei volumi è stato acquisito dai consumatori connessi in bassa tensione, il 48% dai consumatori in media tensione e il 18% dai consumatori in alta e altissima

tensione. Inoltre, il 90% circa dei volumi ha interessato i c.d. "altri usi" (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), pari a circa 2,7 milioni di punti di prelievo (31% del totale del mercato libero).

TAV. 2.43

Mercato libero domestico nel 2012 per classe di consumo

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

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	420	829	506
1.000-1.800 kWh	1.658	1.164	1.425
1.800-2.500 kWh	2.595	1.207	2.149
2.500-3.500 kWh	4.117	1.393	2.956
3.500-5.000 kWh	3.555	869	4.091
5.000-15.000 kWh	2.113	329	6.414
> 15.000 kWh	137	5	25.480
TOTALE DOMESTICI	14.596	5.798	2.518
di cui con contratto dual fuel			
< 1.000 kWh	56	109	520
1.000-1.800 kWh	262	184	1.423
1.800-2.500 kWh	374	175	2.142
2.500-3.500 kWh	510	173	2.938
3.500-5.000 kWh	375	92	4.078
5.000-15.000 kWh	201	31	6.426
> 15.000 kWh	10	0	22.531
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	1.788	765	2.338

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come si è già osservato nelle pagine precedenti, la quota dei consumatori domestici è cresciuta nel mercato libero rispetto al 2011, sia in termini di volumi (+16%), sia in termini di punti di prelievo (+20%). Sono invece diminuiti i consumi dell'illuminazione pubblica (-8%) e quelli degli altri usi (-5%).

Tra i domestici, la classe più rilevante è quella con consumi compresi tra i 2.500 e i 3.500 kWh/anno, che conta per il 24% in termini di numerosità di clienti e per il 28% in termini di prelievi (Tav. 2.43). Interessante è anche osservare che i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano, per ciascuna classe, del medesimo ordine di grandezza, seppur lievemente superiori, di

quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela (Tav. 2.35).

Dei quasi 6 milioni di clienti domestici ve ne sono circa 765.000, il 13%, che hanno sottoscritto un contratto *dual fuel* e che complessivamente acquistano il 12% dell'energia venduta ai domestici sul mercato libero. Anche questi clienti mostrano consumi medi simili a quelli generali.

La disaggregazione dei clienti per tariffa applicata disponibile anche per il mercato libero (Tav. 2.44) mostra una netta preferenza per la modalità contrattuale monoraria, che è stata scelta in quasi la metà dei casi (48%). Il 38% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e solo il 14% quella multioraria.

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Monoraria	7.010	2.788
Bioraria	5.588	2.225
Multioraria	1.999	785
TOTALE DOMESTICI	14.596	5.798

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.44

Mercato libero domestico nel 2012 per condizione contrattuale applicata

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
< 5 MWh	BT	2.595	1.545
5-10 MWh	BT	2.772	386
10-15 MWh	BT	2.431	197
15-20 MWh	BT	2.213	127
< 10 MWh	MT	37	8
10-20 MWh	MT	70	5
< 20 MWh	AT e AAT	0,2	0,004
20-50 MWh	Tutti	10.938	343
50-100 MWh	Tutti	8.973	129
100-500 MWh	Tutti	24.233	115
500-2.000 MWh	Tutti	27.967	29
2.000-20.000 MWh	Tutti	48.589	10
20.000-50.000 MWh	Tutti	13.404	0
50.000-70.000 MWh	Tutti	4.843	0
70.000-150.000 MWh	Tutti	7.139	0
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	18.141	0
TOTALE NON DOMESTICI		174.345	2.894

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.45

Mercato libero non domestico nel 2012 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 92 TWh (il 52,8% delle vendite complessive nel relativo segmento di mercato), mentre poco più della metà dei

clienti consuma meno di 5 MWh all'anno (Tav. 2.45).

Tra la clientela non domestica i contratti *dual fuel* non hanno grande diffusione: i contratti sottoscritti sono circa 36.500 sui quasi 3 milioni totali e l'energia acquisita è pari a 2,9 TWh sui 174,3 complessivi (Tav. 2.46).

TAV. 2.46

Mercato libero non domestico nel 2012 per livello di tensione

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	DI CUI DUAL FUEL	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI DUAL FUEL
BT	49.085	811	2.800	0,36
MT	91.502	569	93	0,01
AT e AAT	33.758	35	1	0,00
TOTALE NON DOMESTICI	174.345	1.415	2.894	0,37

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.47 rappresenta 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,

TAV. 2.47

Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero nel 2012

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

REGIONE	NUMERO OPERATORI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% PUNTI DI PRELIEVO
Valle d'Aosta	47	87,0	71,0
Piemonte	124	35,0	47,7
Lombardia	148	36,0	70,8
Trentino Alto Adige	105	67,3	65,5
Veneto	120	31,8	66,2
Friuli Venezia Giulia	90	42,5	57,8
Liguria	98	40,3	68,8
Emilia Romagna	121	44,3	74,1
Toscana	114	38,7	67,8
Marche	91	49,9	64,4
Umbria	96	39,9	62,5
Lazio	115	51,1	72,8
Abruzzo	100	40,0	73,1
Molise	77	47,9	72,6
Campania	108	50,3	70,7
Puglia	106	48,8	65,0
Basilicata	76	55,9	79,7
Calabria	89	59,2	81,4
Sicilia	101	57,4	62,6
Sardegna	91	71,7	66,4

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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 al 35% delle vendite complessive regionali. Viceversa, Sicilia, Calabria e Valle d'Aosta presentano il livello di concentrazione più elevato in termini di quota dei clienti serviti dai primi tre operatori, rispettivamente pari al 57%, 59% e 87%. Considerando il mercato libero nel suo complesso, nel 2012 il principale operatore in termini di vendite risulta essere il gruppo Enel (Tav. 2.48), la cui quota di mercato, pari al 20,3%, è tornata lievemente a salire rispetto al 2011 dopo anni in cui si era ridimensionata (19,3% nel 2011 contro il 19% nel 2010 e il 27% nel 2009). Ancora in contrazione, invece, è la quota di Edison, che scende al 9% dall'11,1% del 2011 e dal 13% del 2010. I primi dieci gruppi rappresentano il 61,6% del mercato in termini di volumi

venduti (63,4% nel 2011).

Tra le principali operazioni societarie che hanno interessato nel 2012 gli operatori di vendita del mercato libero vi sono le seguenti:

- l'acquisizione da parte di ETR Power, avvenuta in gennaio, dell'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di energia elettrica di Elettrogas;
- l'incorporazione dell'impresa La Luce, attiva nella vendita di energia elettrica a clienti finali liberi, nella società Green Network Sud, nel mese di luglio;
- l'estinzione, avvenuta a gennaio, dell'impresa E.On Europa Power & Fuel che svolgeva sia la vendita all'ingrosso, sia la vendita a clienti liberi dell'energia elettrica e, nel mese di ottobre, l'incorporazione in E.On Produzione di E.On Italia Power & Fuel, che svolgeva l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di energia elettrica

TAV. 2.48

Principali venditori sul mercato libero nel 2012
Volumi in GWh

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA %
Enel	38.418	20,3%
Edison	16.972	9,0%
Eni	9.499	5,0%
Iren	8.742	4,6%
Energetic Source	8.490	4,5%
Acea	8.112	4,3%
Sorgenia	6.760	3,6%
Hera	6.744	3,6%
E.On	6.442	3,4%
Modula	6.117	3,2%
Axpo Group	4.410	2,3%
A2A	4.161	2,2%
Repower	3.905	2,1%
Egea	3.445	1,8%
Exergia	3.108	1,6%
Dolomiti Energia	2.643	1,4%
Alpiq Holding	2.510	1,3%
C.I.E.	2.267	1,2%
Metaenergia	2.253	1,2%
GdF Suez	2.194	1,2%
Altri operatori	41.751	22,1%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2012 sono 36 le imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di aver avviato l'attività di vendita di energia elettrica a clienti finali liberi; di queste, 22 sono società già attive nel settore del gas naturale. Al contempo hanno cessato la medesima attività 6 imprese, 12 imprese hanno dichiarato di aver avviato l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di energia elettrica, mentre solo una società ha dichiarato di aver cessato

la medesima attività. La dimensione media delle imprese che effettuano la vendita di energia elettrica all'ingrosso o a clienti finali è piuttosto piccola e pari a 11,4 addetti (Tav. 2.49). Il 78% dei venditori²³ opera con meno di 10 addetti, ma vende solo il 45% dell'energia. Il restante 55% dell'energia è fornito dal 22% dei soggetti che opera con un numero di addetti compreso tra 10 e 250.

TAV. 2.49

Ripartizione delle imprese che vendono energia elettrica per classi di addetti

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI VENDUTI A CLIENTI FINALI
0	35,3%	-	37,2%
1	10,8%	0,6	0,6%
2-9	32,4%	4,3	7,1%
10-19	7,8%	16,4	14,0%
20-49	6,9%	35,2	12,3%
50-250	6,9%	91,0	28,9%
TOTALE	100,0%	11,4	100,0%

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

Servizio di salvaguardia

Tutti i clienti che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, ma che non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela, sono ammessi al servizio di salvaguardia. Dall'1 maggio 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta. Per gli anni 2011, 2012 e 2013 gli esercenti il servizio di salvaguardia che sono stati selezionati con la procedura concorsuale sono: Enel Energia (per Umbria, Marche, Sardegna, Campania, Basilicata, Calabria e Sicilia), Exergia (per Piemonte, Valle d'Aosta, Liguria, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna) ed Hera Comm (per Lombardia, Toscana, Lazio, Abruzzo, Molise e Puglia).

Nel 2012 sono stati serviti in regime di salvaguardia poco meno di 113.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio del *pro die* (ovvero

conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti). Complessivamente questi clienti hanno prelevato 5,2 TWh (Tav. 2.50), il 10,7% dell'energia in meno di quanto hanno consumato nel 2011. Il numero di punti di prelievo serviti in salvaguardia, però, è cresciuto rispetto al 2011: l'anno scorso, infatti, erano 107.000. In parte il fenomeno è dovuto a un corretto conteggio dei punti per l'anno 2012 da parte di un esercente della salvaguardia (punti che erroneamente non sono stati conteggiati nel 2011). Tuttavia, il ridursi dei prelievi e l'accrescersi del numero di punti serviti possono essere entrambi letti come segnali della crisi economica in atto. Infatti, è ragionevole pensare che le difficoltà economiche attraversate dai clienti industriali e commerciali abbiano fatto aumentare il numero degli utenti morosi e, per conseguenza, anche quello degli utenti serviti in salvaguardia rispetto al 2011²⁴. La salvaguardia riguarda quasi esclusivamente gli usi industriali e

²³ Quest'anno, per soddisfare le esigenze di semplificazione agli operatori e ridurre il carico statistico su di essi, l'informazione sul numero degli addetti è stata tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. Pertanto, diversamente da quanto accadeva negli scorsi anni, i valori sono riferiti al personale che nella media dell'anno 2011 era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola 2.49 sono riferiti a 102 società.

²⁴ Si ricorda che, ai sensi della delibera 5 gennaio 2008, ARG/elt 4/08, quando un cliente finale del mercato libero perdura in una condizione di morosità, il venditore può rescindere il contratto e in tal modo il cliente viene ammesso alla salvaguardia.

commerciali, che prelevano il 91,6% di tutta l'energia venduta su questo mercato. Per lo più questi clienti sono allacciati in media tensione (61%), ma una quota non trascurabile di essi (28,7%) è connessa in bassa tensione. Il restante 8,4% delle vendite riguarda l'illuminazione pubblica.

Data la tipologia di clienti che accede a questo mercato, il

prelievo medio è piuttosto elevato, intorno ai 46 MWh. Campania, Lombardia, Sicilia e Lazio sono – nell'ordine – le regioni che assorbono i volumi maggiori di energia elettrica acquisita in regime di salvaguardia (Tav. 2.51). Quote relativamente importanti, a scendere, appartengono anche ad altre cinque regioni: Calabria, Toscana, Veneto, Emilia Romagna e Puglia.

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA % DEI VOLUMI
Illuminazione pubblica	407	18,5	7,9%
Altri usi	1.484	82,8	28,7%
TOTALE BT	1.891	101,3	36,6%
Illuminazione pubblica	25	0,1	0,5%
Altri usi	3.148	11,3	61,0%
TOTALE MT	3.172	11,4	61,5%
Altri usi	98	0,1	1,9%
TOTALE AT	98	0,1	1,9%
TOTALE SALVAGUARDIA	5.161	112,7	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.50

Servizio di salvaguardia nel 2012 per tipologia di cliente

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

TAV. 2.51

Servizio di salvaguardia nel
2012 per regione

Volumi in GWh; punti di prelievo in
migliaia

REGIONE	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA % DEI VOLUMI
Valle d'Aosta	Exergia	9	0,1	0%
Piemonte	Exergia	212	4,0	4%
Lombardia	Hera Comm	626	13,9	12%
Trentino Alto Adige	Exergia	14	0,3	0%
Veneto	Exergia	339	9,0	7%
Friuli Venezia Giulia	Exergia	143	2,4	3%
Liguria	Exergia	60	3,4	1%
Emilia Romagna	Exergia	298	7,6	6%
Toscana	Hera Comm	386	11,1	7%
Umbria	Enel Energia	37	1,7	1%
Marche	Enel Energia	77	2,6	1%
Lazio	Hera Comm	583	8,1	11%
Abruzzo	Hera Comm	175	4,0	3%
Molise	Hera Comm	12	0,6	0%
Campania	Enel Energia	631	13,1	12%
Puglia	Hera Comm	286	7,2	6%
Basilicata	Enel Energia	71	1,3	1%
Calabria	Enel Energia	410	6,4	8%
Sicilia	Enel Energia	616	12,0	12%
Sardegna	Enel Energia	176	4,0	3%
ITALIA	-	5.161	112,7	100%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Con la delibera 20 dicembre 2012, 565/2012/R/eel, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare per l'anno 2013 le tariffe relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2013 risulta pari a 2,665 c€/kWh. Nella tavola 2.52 tale tariffa media viene confrontata con quella

relativa al 2012, calcolata sulla base degli stessi volumi utilizzati per il calcolo delle tariffe di distribuzione per l'anno 2013. I valori delle componenti UC₃ e UC₆ considerate nel calcolo per gli anni 2012 e 2013 sono, rispettivamente, quelli fissati con le delibere 29 dicembre 2011, ARG/com 201/11, e 28 dicembre 2012, 581/2012/R/com, con riferimento al primo trimestre dei due anni.

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	UC ₃ e UC ₆	TOTALE
2012	0,535	1,714	0,265	0,018	2,532
2013	0,586	1,722	0,260	0,096	2,665
Variazione assoluta	0,051	0,008	-0,005	0,078	0,132
Variazione %	9,5%	0,5%	-2,0%	437,3% ^(A)	5,2%

(A) Tale incremento è in gran parte riconducibile a un aumento della componente UC₃, principalmente per tener conto delle esigenze di integrazione dei ricavi di Terna in relazione alla forte contrazione della domanda elettrica nel 2012.

	2012	2013	DIFFERENZA
BT usi domestici	3,895	4,081	0,186
BT illuminazione pubblica	1,917	2,096	0,179
BT altri usi	3,012	3,197	0,185
MT illuminazione pubblica	1,237	1,334	0,097
MT altri usi	1,417	1,515	0,098
AT	0,603	0,673	0,070
AAT	0,506	0,579	0,073

TAV. 2.52

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

TAV. 2.53

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

TAV. 2.54

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

	2012	2013	DIFFERENZA
BT usi domestici	0,865	0,847	-0,017
BT illuminazione pubblica	0,061	0,060	-0,001
BT altri usi	0,229	0,224	-0,005
MT illuminazione pubblica	0,059	0,060	0,001
MT altri usi	0,028	0,029	0,001
AT	0,007	0,006	-0,001
AAT	0,000	0,000	0,000

Prezzi del mercato al dettaglio

Sulla base dei dati ancora provvisori raccolti dall'Autorità, nel 2012 il prezzo medio sul mercato libero per l'approvvigionamento di energia elettrica è risultato pari a 113,06 €/MWh. Questo prezzo è stato rilevato chiedendo agli operatori del mercato libero di includere esclusivamente le componenti riferite a energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento e costi di commercializzazione della vendita. Il dato si riferisce, come già nel 2011, al totale delle offerte del mercato libero e considera tutte le tipologie di clienti servite in bassa tensione. Per quanto riguarda invece le vendite relative al servizio di maggior tutela, il prezzo medio si è attestato sui 107,93

€/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, DISP_{BT} 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.

Si confermano quindi anche per il 2012 livelli di prezzo per il mercato libero e tutelato già oggetto, da parte dell'Autorità, di approfondimenti nell'ambito di un'apposita Indagine di cui si dà conto nel Capitolo 5 del Volume II.

TAV. 2.55

Prezzi medi finali (componente approvvigionamento) nel 2012^(A)
€/MWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE	MERCATO LIBERO	MERCATO DI MAGGIOR TUTELA
Domestico	114,97	108,41
Non domestico ^(B)	112,50	106,98
TOTALE CLIENTI	113,06	107,93

(A) Dati provvisori.

(B) Bassa tensione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Vale la pena tuttavia rilevare che le offerte sul mercato libero sono articolate e comprendono spesso servizi accessori (per esempio, polizze assicurative o strumenti per l'efficienza energetica) e/o sono caratterizzate da strutture di prezzo, come quelle a prezzo fisso, che comportano meccanismi di aggiornamento dei prezzi relativi

all'approvvigionamento diversi da quello della maggior tutela, che avviene con cadenza trimestrale. Nel 2012 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 2.56 e 2.57.

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO ^(B)	PREZZO ^(C)
< 1.000 kWh	420	829.375	157,69
1.000-1.800 kWh	1.658	1.163.960	119,06
1.800-2.500 kWh	2.595	1.207.311	116,02
2.500-3.500 kWh	4.117	1.393.070	113,50
3.500-5.000 kWh	3.555	869.015	112,40
5.000-15.000 kWh	2.113	329.419	110,00
> 15.000 kWh	137	5.394	102,76
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	14.596	5.797.545	114,97

(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. 2.56

Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2012^(A)

Volumi in GWh; prezzi in €/MWh

LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO ^(B)	PREZZO ^(C)
Bassa tensione	49.085	2.800.216	112,50
Media tensione	91.502	92.663	95,10
Alta e altissima tensione	33.758	831	81,47
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	174.345	2.893.710	97,36

(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. 2.57

Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2012^(A)

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.

TAV. 2.58

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2012 GWh, al lordo delle perdite di rete

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Al di fuori del sistema delle offerte	14.273	8.596	15.902	38.771
di cui:				
- importazioni annuali	1.116	778	1.342	3.237
- contratti bilaterali e MTE	13.158	7.817	14.559	35.534
Mercato del giorno prima	13.636	14.007	11.987	39.629
di cui:				
- contratti differenziali	1.060	787	1.500	3.347
- contratti VPP	891	661	1.260	2.811
- acquisti al PUN	11.685	12.559	9.228	33.472
Sbilanciamento Unità di consumo ^(A)	-152	-172	50	-274
TOTALE	27.758	22.431	27.938	78.126

(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 tavola 2.58 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico, relativi al periodo gennaio-dicembre 2012. Dalla tavola è possibile constatare come, per i propri approvvigionamenti, l'Acquirente unico abbia sottoscritto contratti al di fuori del sistema delle offerte per un ammontare pari a circa il 50% del proprio fabbisogno. Relativamente agli acquisti fatti sull'MGP, circa il 15,5% di essi è stato coperto dal rischio prezzo con contratti differenziali, inclusivi dei contratti

Virtual Power Plant (VPP).

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 2011 e corrispondenti allo 0,4% del fabbisogno. Nella tavola 2.59 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di Borsa.

TAV. 2.59

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2012

Incidenza delle fonti di approvvigionamento non soggette al rischio prezzo sul totale del fabbisogno nel 2012

	F1	F2	F3	TOTALE
Contratti bilaterali e MTE	47%	35%	52%	45%
Importazioni	4%	3%	5%	4%
Contratti differenziali e VPP	7%	6%	10%	8%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Con riferimento al 2013²⁵, l'ammontare di energia elettrica acquistata nell'MGP interessa circa il 41% 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 2013, fa riferimento:

- alla potenza sottostante i contratti di cessione di capacità produttiva virtuale (contratti VPP) di tipo *baseload* per l'anno 2013, stipulati tra l'Acquirente unico ed Enel Produzione ed

E.ON Energy Trading, di cui alla tavola 2.60;

- alla potenza sottostante il contratto differenziale di tipo *baseload*, sottoscritto in esito all'asta effettuata in data 24 giugno 2011 per un volume pari a 10 MW.

Per l'anno 2013, l'Acquirente unico, in esito alle aste riportate nelle tabelle 2.61 e 2.62, ha sottoscritto contratti fisici bilaterali rispettivamente di tipo *baseload* e *peakload*. Le clausole contrattuali prevedono la registrazione delle quantità oggetto dei contratti sulla piattaforma dell'MTE gestito dal GSE e, pertanto, la loro regolazione avviene secondo le regole di tale mercato.

DATA ASTA	MW
15/10/2009	13
27/09/2012	202
04/10/2012	130

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

TAV. 2.60

Quantità assegnate ai contratti Virtual Power Plant nel 2013

DATA ASTA	MW	DATA ASTA	MW
16/12/11	100	17/04/12	50
16/12/11	100	24/04/12	50
28/12/11	100	15/05/12	50
18/01/12	55	17/05/12	100
27/01/12	55	22/05/12	245
23/02/12	50	29/05/12	195
24/02/12	50	05/06/12	190
29/02/12	50	19/06/12	195
06/03/12	25	26/06/12	220
13/03/12	10	10/07/12	150
20/03/12	50	17/07/12	150
27/03/12	50	24/07/12	90
03/04/12	50	31/07/12	115

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

TAV. 2.61

Quantità assegnate ai contratti fisici bilaterali (*baseload*) nel 2013

²⁵ I dati relativi all'anno 2013 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2013.

TAV. 2.62

Quantità assegnate ai contratti fisici bilaterali (peakload) nel 2013

DATA ASTA	MW
18/09/12	100
25/09/12	100
02/10/12	100
13/11/12	15
27/11/12	70

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

All'energia elettrica conseguente alle assegnazioni riportate nella tavole 2.61 e 2.62 si aggiungono le quantità contrattate direttamente sull'MTE. Complessivamente, per l'anno 2013 la quantità di energia elettrica approvvigionata mediante contratti

bilaterali e acquisti sull'MTE risulta pari a circa 43.802 GWh, di cui 41.449 GWh *baseload* e 2.353 GWh *peakload*.

Infine, la tavola 2.63 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2013.

TAV. 2.63

Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per l'anno 2013

FONTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2013 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'ACQUIRENTE UNICO	PREZZO
Contratti bilaterali e acquisti sull'MTE	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2013 e gli acquisti effettuati sul Mercato a termine dell'energia elettrica	43.802	58,9	Definito nell'ambito del contratto
Borsa elettrica (Mercato del giorno prima)	La quota rimanente per soddisfare la domanda dei clienti finali	30.515	41,1	del contratto
di cui:				
Contratti differenziali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2013	88	0,0	Definito nell'ambito del contratto
- VPP	La potenza assegnata in esito ai contratti di cessione di capacità produttiva virtuale	3.022	4,1	Prezzi in funzione del prezzo di aggiudicazione dell'asta
TOTALE FABBISOGNO		74.317	100,0	

Fonte: Elaborazione Autorità su dati Acquirente unico.

Prezzo dell'energia elettrica e inflazione

Come avviene da diversi anni, anche nel 2013 il peso dell'energia elettrica nell'ambito del paniere di rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC) utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione è cresciuto, a seguito della consueta revisione annuale della ponderazione, operata dall'Istituto nazionale di statistica. Il peso dell'elettricità è infatti salito quest'anno all'1,72% dall'1,39% del 2012. Ciò accade perché l'Istat attribuisce il peso ai vari prodotti del paniere in base al valore della spesa che l'acquisto dei medesimi prodotti ha generato nella spesa per

consumi totale dell'anno precedente. Poiché lo scorso anno il prezzo dell'energia elettrica è aumentato, il valore della spesa per questo bene è cresciuto e, di conseguenza, anche la sua incidenza nell'ambito della spesa totale per i consumi.

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 3,9% del 2012 al 4,3% del 2013.

	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE PERCENTUALE	INDICE GENERALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	ENERGIA ELETTRICA REALE ^(A)	VARIAZIONE PERCENTUALE
Gennaio 2012	109,1	11,2%	104,4	3,2%	104,5	7,7%
Febbraio	109,1	11,2%	104,8	3,3%	104,1	7,6%
Marzo	109,1	11,2%	105,3	3,3%	103,6	7,4%
Aprile	113,1	11,0%	105,8	3,3%	106,9	12,6%
Maggio	118,4	16,2%	105,8	3,2%	111,9	12,5%
Giugno	118,4	16,2%	106,0	3,3%	111,7	10,9%
Luglio	118,7	14,4%	106,1	3,1%	111,9	10,8%
Agosto	118,7	14,4%	106,5	3,2%	111,5	10,8%
Settembre	118,7	14,4%	106,5	3,2%	111,5	12,9%
Ottobre	120,4	15,9%	106,5	2,6%	113,1	13,0%
Novembre	120,4	15,9%	106,3	2,5%	113,3	13,3%
Dicembre	120,4	15,9%	106,5	2,3%	113,1	7,7%
ANNO 2012	116,2	14,0%	105,9	3,0%	109,7	10,6%
Gennaio 2013	119,5	9,5%	106,7	2,2%	112,0	7,2%
Febbraio	119,5	9,5%	106,8	1,9%	111,9	7,5%
Marzo	119,5	9,5%	107,0	1,6%	111,7	7,8%

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

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

Nel 2012 il prezzo del segmento di consumo dell'energia elettrica rilevato dall'Istat ha registrato quattro sensibili aumenti consecutivi, più sensibili nella prima metà dell'anno (5,0% e 6,9%, rispettivamente nel primo e nel secondo trimestre) e più contenuti nella seconda parte dell'anno (1,8% nel terzo trimestre, seguito da un ulteriore 1,4% nell'ultimo trimestre) (Tav. 2.64). Il 2012 si è quindi chiuso con un aumento medio annuo del 14% che, confrontato con

il 3% del livello generale dei prezzi, porta a una crescita – in termini reali – del 10,6%.

La prima riduzione, dopo sette aumenti consecutivi, si è avuta solo nel primo trimestre di quest'anno, quando l'indice dell'elettricità ha registrato un -0,7% rispetto al quarto trimestre 2012.

Il livello di inflazione dell'energia elettrica è quindi sceso, a marzo 2013, al 9,5%, che si confronta con un tasso di inflazione complessivo

TAV. 2.64

Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica

Numeri indice 2010=100

e variazioni percentuali

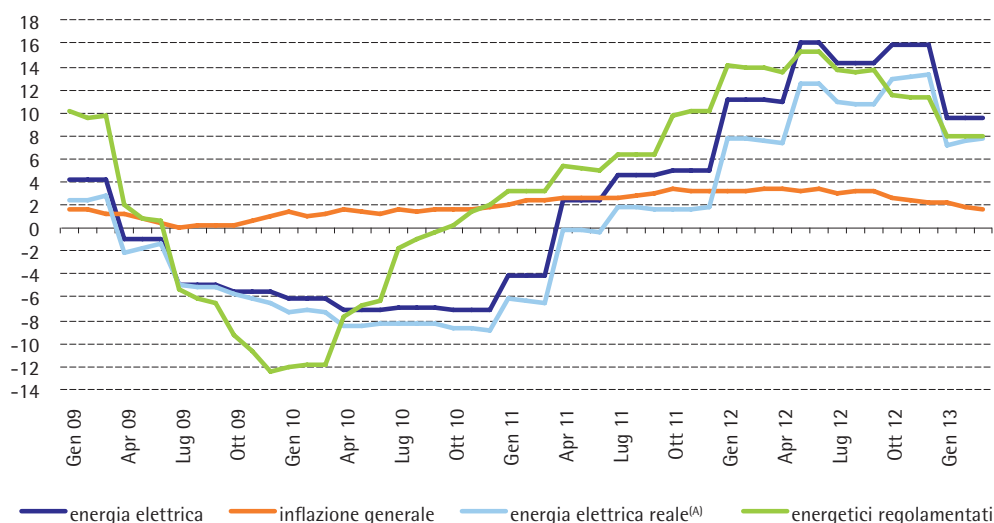
pari all'1,6%. Considerando il livello raggiunto dall'indice di prezzo (119,5), l'inflazione acquisita²⁶ per il 2013 da questo segmento di consumo è pari al 2,8%.

L'andamento dell'elettricità appena visto ha certamente contribuito a innalzare l'inflazione dei "Beni energetici regolamentati" (FIG. 2.22) che, dopo aver toccato un punto di massimo (15,3%) nel giugno dello scorso anno, a marzo 2013 è

tornata al 7,9% e la cui inflazione acquisita per il 2013 alla stessa data è pari al 3,7%. Ma va detto che negli ultimi 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 (11,2% nel 2010, 14,6% nel 2011 e 14,3% nel 2012, mentre negli

FIG. 2.22

Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi quattro anni
Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo

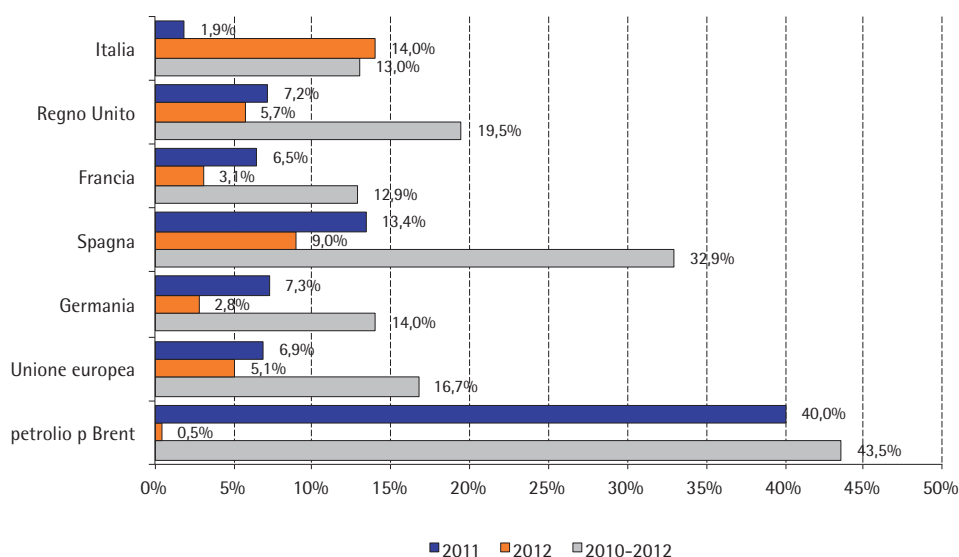


(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

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

FIG. 2.23

Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei
Variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2010-2012



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

²⁶ 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.

stessi anni l'inflazione registrata dagli energetici regolamentati è stata rispettivamente del -4,9%, 6,3% e 13,4%), sia perché essi possiedono un'incidenza più importante (5,2% contro il 4,3% degli energetici regolamentati). La performance cambia se si considerano le variazioni del prezzo elettrico negli ultimi tre anni. In questo caso l'Italia registra un dato decisamente al di sotto della media dell'Unione europea, pari al 16,7%, grazie alla riduzione registrata nel 2010 e al lieve incremento relativo del 2011. In tutti gli altri paesi si osserva nel triennio un aumento superiore a quello italiano. L'Italia sembrerebbe quindi aver recuperato nel 2012 gli aumenti che gli altri paesi considerati avevano registrato nei due anni precedenti.

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 2012 i prezzi di maggior tutela sono progressivamente aumentati, portandosi su livelli superiori di circa il 25% rispetto a due anni prima. Tale tendenza si è invertita nel primo e secondo trimestre 2013, nei quali si sono verificate diminuzioni pari, rispettivamente, all'1,4% e all'1% (Fig. 2.24).

All'1 aprile 2013 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 16,41 c€/kWh al netto delle imposte e a 18,94 c€/kWh al lordo delle imposte.

Tenuto conto degli ultimi adeguamenti decisi dall'Autorità, la componente a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura (includere le componenti tariffarie UC₃ e UC₆ in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incide per il 14,7% sul prezzo lordo complessivo, in aumento rispetto al peso registrato nell'ultimo trimestre 2012 (13,2%), anche a seguito dell'incremento in valore assoluto di tale componente rispetto all'anno precedente (+0,22 c€/kWh).

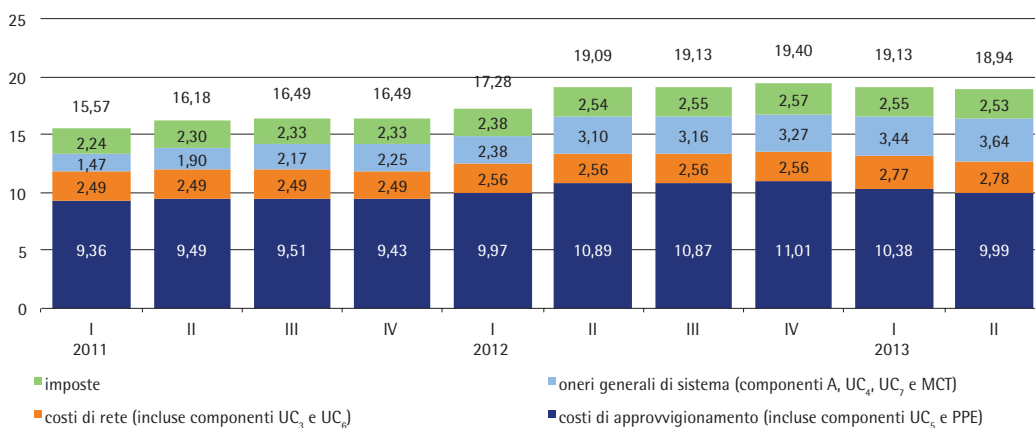
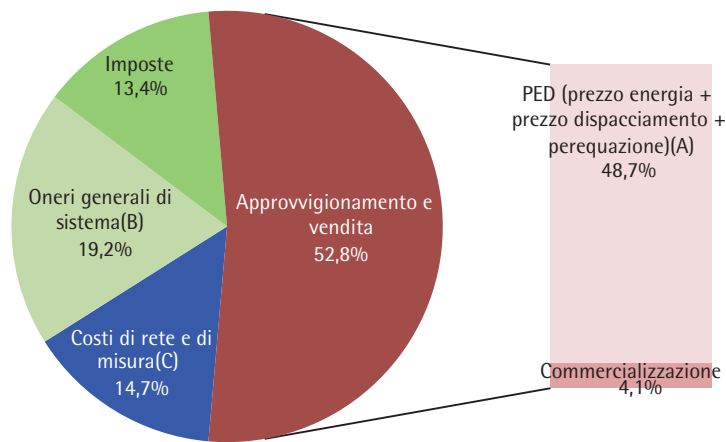


FIG. 2.24

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; 2011-2013

FIG. 2.25

Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW
Valori aggiornati al secondo trimestre 2013



(A) Il corrispettivo per l'acquisto e il dispacciamento di energia include la componente PPE.
(B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, le componenti UC₄, UC₇, e MCT.
(C) La componente a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura include le componenti UC₃ e UC₆.

I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica ad aprile 2013 presentano un'incidenza sul prezzo lordo pari al 52,8%, in riduzione di oltre quattro punti percentuali 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 rivolta ai clienti in maggior tutela; il corrispettivo PPE è pari, ai sensi del comma 10.1, del TIV, alla somma dell'elemento PPE¹ che copre gli squilibri relativi a periodi per i quali la CCSE ha effettuato le determinazioni degli importi di perequazione nei confronti degli esercenti la maggior tutela, e dell'elemento PPE² che copre gli squilibri relativi a periodi per i quali la CCSE non ha ancora effettuato le determinazioni degli importi di perequazione nei confronti degli esercenti la maggior tutela; nel secondo trimestre 2012, l'elemento PPE¹ è pari a -0,007 c€/kWh, dove il segno negativo indica una restituzione ai clienti finali, mentre l'elemento PPE² è pari a 0,031 c€/kWh;

- i corrispettivi che nel regime di definizione delle componenti tariffarie del mercato vincolato erano esplicitati attraverso, rispettivamente, la componente UC₅ (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 circa 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 19,2%, in aumento di tre punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2012, principalmente per effetto della dinamica della componente A₃. La tavola 2.65 illustra la ripartizione del gettito complessivo degli oneri generali di sistema di competenza 2012 tra le diverse componenti, evidenziando il peso della componente A₃. Si rimanda al Capitolo 2, del volume 2, per ulteriori informazioni di dettaglio.

ALIQUOTA	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE
A ₂	Oneri per il finanziamento delle attività nucleari residue	151
A ₃	Fonti rinnovabili e assimilate	10.417
A ₄	Regimi tariffari speciali ferrovie	295
A ₅	Finanziamento della ricerca	41
A ₆	<i>Stranded Costs</i>	0
A ₅	Tariffa sociale	18
UC ₄	Imprese elettriche minori	69
MCT	Misure di compensazione territoriale	33
UC ₇	Efficienza energetica negli usi finali	236
TOTALE		11.260

TAV. 2.65

Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2012

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

La continuità del servizio di trasmissione nel 2012, misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS), è stata caratterizzata da un aumento rispetto al biennio 2010-2011. Nella tavola 2.66 è mostrato l'andamento dell'indicatore ENS relativo agli anni dal 2010 al 2012.

Il motivo dell'aumento dell'ENS è principalmente dovuto al contributo degli incidenti rilevanti. Sono così definite le interruzioni con ENS superiore a 250 MWh (considerando gli

effetti dei servizi di mitigazione prestati dalle imprese distributrici, tali da consentire l'alimentazione degli utenti connessi con le reti di distribuzione a seguito di disalimentazioni delle cabine primarie, originate sulla rete di trasmissione). In particolare nell'anno 2012 si sono verificati tre episodi nei mesi di febbraio, marzo e novembre, che hanno rispettivamente interessato diverse province dell'Italia centrale, nonché le province di Taranto e Catania, per un totale di ENS pari a 3.112 MWh. Nella tavola 2.67 sono rappresentati il numero e l'entità complessiva, in termini di ENS netta, degli incidenti rilevanti.

TAV. 2.66

Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti MWh

ANNO	ENS ^(A)
2008	2.430
2009	2.372
2010	2.175
2011	3.131
2012	4.460

(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. 2.67

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

ANNO	NUMERO INCIDENTI RILEVANTI	ENS
2008	1	560
2009	1	370
2010	1	339
2011	2	1.305
2012	3	3.112

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

Ai fini della regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione, l'indicatore oggetto di regolazione premi-penalità è la ENS ottenuta escludendo i volumi di ENS derivanti da cause non riconducibili all'operato di Terna e considerando gli incidenti rilevanti attraverso una funzione di saturazione (ENS regolata). Per il periodo 2012-2015 gli obiettivi di miglioramento annuo dell'ENS

regolata sono differenziati tra la rete di trasmissione storica (già esistente nel 2008) e la porzione di rete di trasmissione acquisita nel 2009 da Enel Distribuzione; nel 2012 tali valori sono rispettivamente pari a 944 MWh e 579 MWh, per un totale di 1.523 MWh. I valori effettivi dell'ENS regolata, comunicati da Terna e ancora oggetto di verifica da parte dell'Autorità, sono rispettivamente pari a 593 MWh

e 333 MWh, per un totale di 926 MWh.

Il numero medio delle interruzioni lunghe e brevi per utente (dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna, e compresi gli incidenti rilevanti) è riportato nella tavola 2.68. Il numero medio su base nazionale è leggermente aumentato rispetto agli anni precedenti, rimanendo comunque

inferiore a una interruzione lunga o breve ogni due anni.

Per quanto riguarda la distribuzione delle interruzioni tra le diverse aree territoriali, anche nel 2012 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 Roma, Napoli e Palermo.

TAV. 2.68

Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN
Numero di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi incidenti rilevanti)^(A)

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2008	2009	2010	2011	2012
Torino	0,71	0,32	0,21	0,25	0,20
Milano	0,22	0,14	0,10	0,09	0,16
Padova	0,37	0,34	0,29	0,31	0,33
Firenze	0,27	0,19	0,19	0,14	0,16
Roma	0,41	0,45	0,32	0,42	0,70
Napoli	0,48	0,85	1,14	0,89	0,99
Palermo	0,75	0,57	0,80	0,95	0,79
Cagliari	0,22	0,10	0,11	0,27	0,41
TOTALE ITALIA	0,42	0,37	0,39	0,39	0,45

(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.

Fonte: Comunicazioni di Terna all'Autorità.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni

Nel 2012, dopo il trend positivo del periodo 2008-2011, la durata (minuti persi) e il numero di interruzioni senza preavviso lunghe (di durata superiore a 3 minuti) hanno registrato un peggioramento, dovuto essenzialmente a eventi meteorologici eccezionali, verificatisi nel mese di febbraio. Rispetto al 2000, anno di prima introduzione della regolazione premi-penalità della continuità del servizio per le

imprese di distribuzione, il miglioramento è pari al 49% per la durata delle interruzioni e pari al 36% per il numero di interruzioni.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2012 (tenendo presente i dati che per l'anno 2012 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità), aumenta l'impatto di eventi non attribuiti a responsabilità delle imprese distributrici rispetto agli anni precedenti. Come mostrato nella figura 2.23, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 43

minuti a livello nazionale. Nel calcolo di tale valore sono dedotte le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate, identificate in base a un metodo statistico, le interruzioni dovute a eventi eccezionali, ad atti di autorità pubblica e a furti; nella figura 2.26 è presentato il contributo di tali interruzioni a livello regionale, mentre nella figura 2.27 è mostrato il contributo mensile delle interruzioni eccezionali, avvenute in periodi di condizioni perturbate, nell'anno 2012, registrato da Enel Distribuzione. Considerando le interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione, nel 2012:

- la durata delle interruzioni per utente in bassa tensione (BT) è stata pari a 96 minuti (Fig. 2.26);
- la durata delle interruzioni per utente, di responsabilità delle imprese distributrici, è stata di 43 minuti a livello nazionale, di

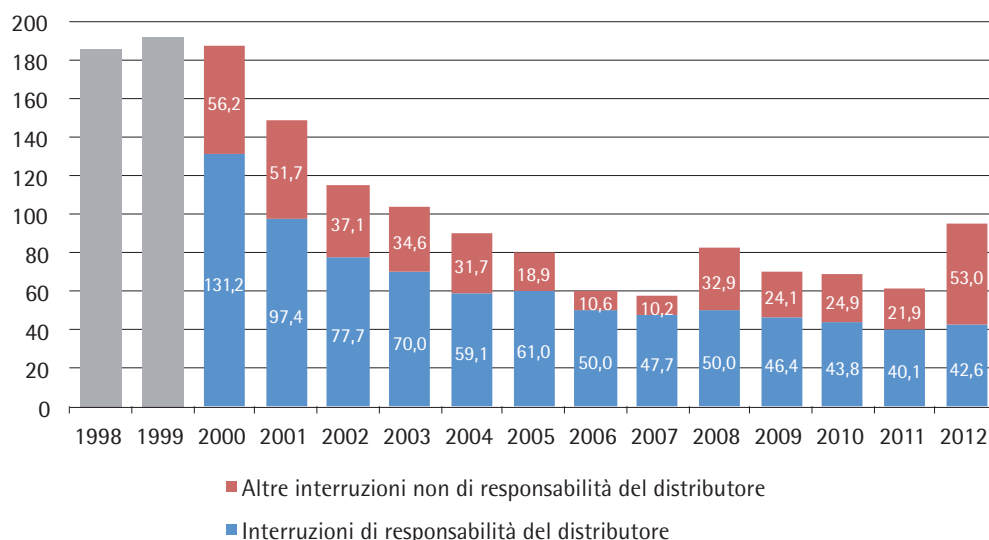
27 minuti nel Nord Italia, di 43 minuti nel Centro Italia e di 64 minuti nel Sud Italia (Fig. 2.29);

- il numero di interruzioni senza preavviso lunghe si è attestato a 2,31 interruzioni per utente BT (Fig. 2.30);
- il numero di interruzioni senza preavviso brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) si è attestato a 2,33 interruzioni per utente BT (Fig. 2.31);
- il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente di responsabilità delle imprese distributrici è stato pari a 3,34 a livello nazionale, 2,13 interruzioni nel Nord Italia, 2,88 interruzioni nel Centro Italia e 5,33 interruzioni nel Sud Italia (Fig. 2.33), con un miglioramento pari al 28% rispetto al 2008, anno di introduzione della regolazione premi-penalità del numero delle interruzioni lunghe e brevi.

FIG. 2.26

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente all'anno; 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)

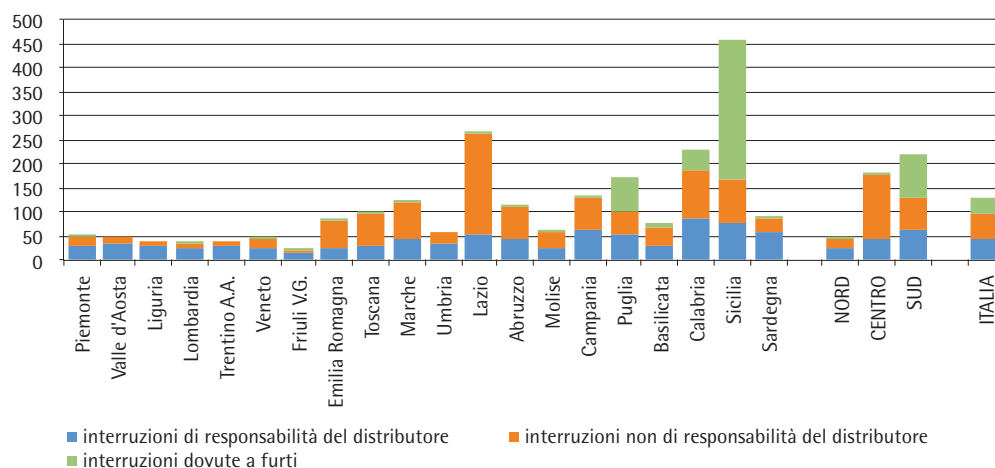


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.27

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

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

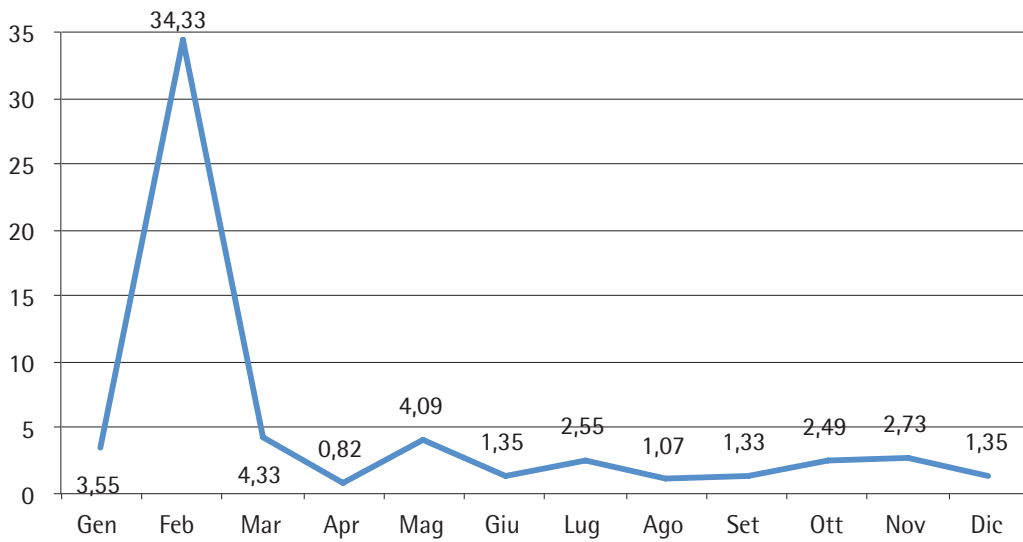


FIG. 2.28

Durata (minuti persi) delle interruzioni eccezionali in periodi di condizioni perturbate per utente in bassa tensione registrate da Enel Distribuzione

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

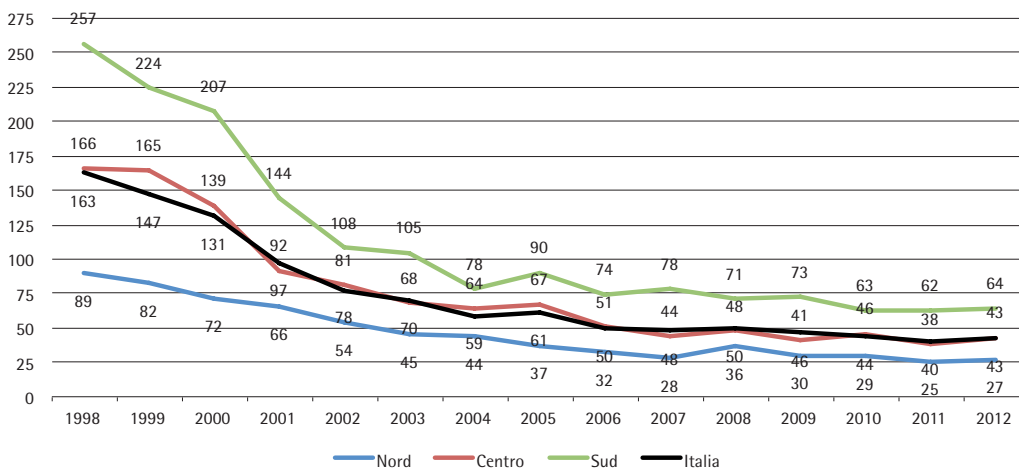


FIG. 2.29

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici
Minuti persi per cliente BT all'anno; riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

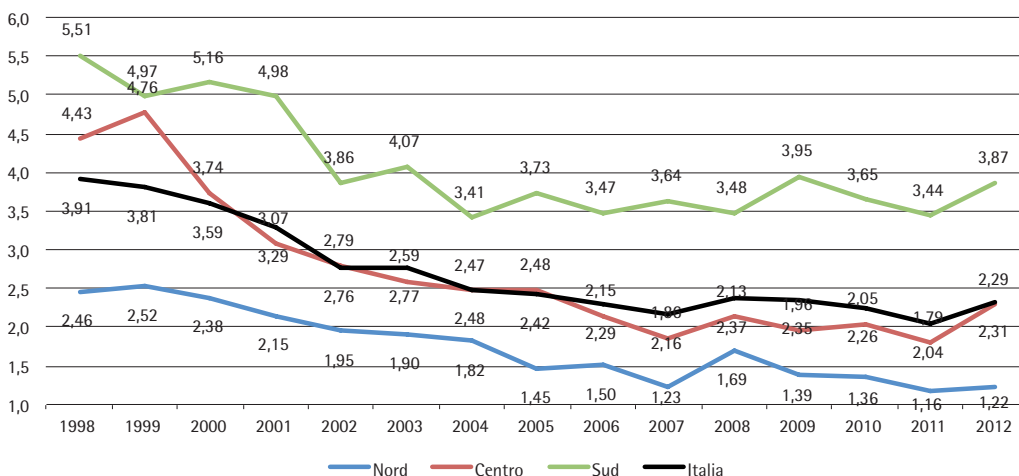


FIG. 2.30

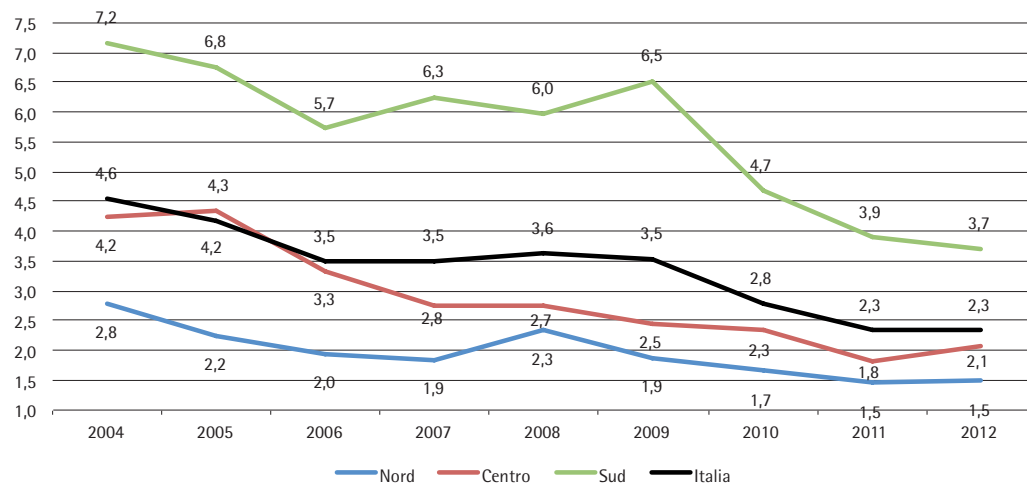
Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione
Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.31

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)

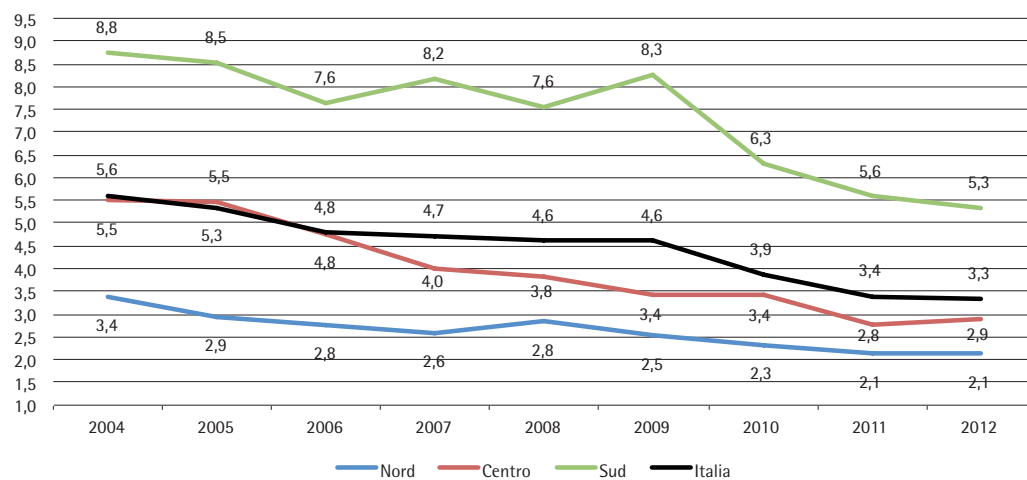


Fonte: Elaborazione Aeg su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.32

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



Fonte: Elaborazione Aeg su dichiarazioni degli esercenti.

REGIONE O AREA	DURATA MEDIA ANNUALE DELLE INTERRUZIONI (AL NETTO DEI FURTI)	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI LUNGHE	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI BREVI	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI TRANSITORIE
Piemonte	51	1,45	1,81	2,70
Valle d'Aosta	50	0,99	2,07	1,77
Liguria	39	1,33	1,87	2,57
Lombardia	33	1,04	1,05	1,27
Trentino Alto Adige	39	1,41	1,78	1,93
Veneto	42	1,44	1,77	4,02
Friuli Venezia Giulia	20	0,73	1,27	3,16
Emilia Romagna	84	1,21	1,54	2,73
Toscana	98	1,73	1,68	2,65
Marche	120	2,02	2,42	6,07
Umbria	61	1,72	1,89	5,13
Lazio	265	2,85	2,26	3,97
Abruzzo	113	2,59	2,16	7,02
Molise	60	1,80	1,81	3,62
Campania	129	4,06	3,76	3,99
Puglia	101	3,27	3,09	6,02
Basilicata	67	1,90	2,19	4,80
Calabria	189	4,46	4,10	8,20
Sicilia	168	5,13	5,17	10,08
Sardegna	87	2,58	2,52	5,16
Nord	46	1,22	1,48	2,42
Centro	176	2,29	2,06	3,89
Sud	131	3,87	3,70	6,70
ITALIA	96	2,31	2,33	4,13

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.69

Durata (minuti persi) delle interruzioni e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per cliente in bassa tensione nel 2012

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

TAV. 2.70

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 2.69 mostra i valori di continuità del servizio a livello regionale, relativi a 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); in particolare mostra la durata delle interruzioni senza preavviso per utente BT, il numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie, registrato nel corso del 2012.

Per alcune regioni del Sud Italia (Molise, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna), si evidenzia la durata delle interruzioni dovute a furti nel periodo 2008-2012, come illustrato nella tavola 2.70.

Standard di qualità individuali per utenti in media tensione

Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono

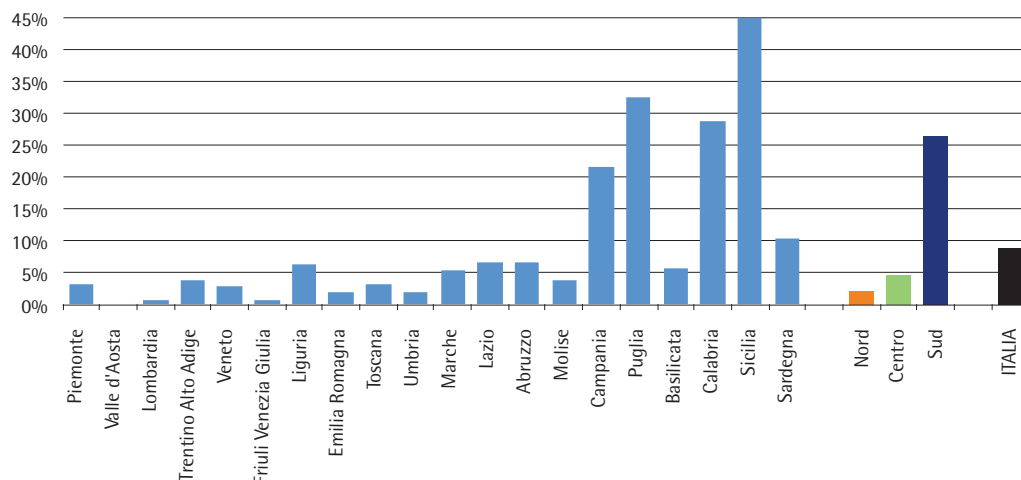
anche un meccanismo di regolazione individuale di tutela per gli utenti alimentati in media tensione (MT). Gli utenti che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità (Tav. 2.71) possono ricevere un indennizzo economico. Con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento tecnico degli impianti elettrici degli utenti MT, per avere diritto a tali indennizzi, gli utenti MT devono aver inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità.

Gli utenti MT che nel 2012 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 ha raggiunto il 26%, ben oltre il 9% medio nazionale (Fig. 2.33).

TAV. 2.71

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

LOCALIZZAZIONE DELL'UTENTE	STANDARD VIGENTE PER GLI ANNI		
	2008-2009	2010-2011	2012-2013
Ambiti in alta concentrazione (comuni > 50.000 abitanti)	3	2	6
Ambiti in media concentrazione	4	3	9
Ambiti in bassa concentrazione (comuni ≤ 5.000 abitanti)	5	4	10

**FIG. 2.33**

Percentuale di utenti peggio serviti rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2012

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

Gli utenti che non hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza sono soggetti al versamento di un corrispettivo tariffario specifico (CTS). L'impresa distributtrice trattiene una parte predefinita del CTS e deve versarne la maggior parte al Fondo utenti MT presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) (Tav. 2.72). Alla CCSE è destinata anche la quota di penalità per numero di interruzioni oltre lo standard,

che le imprese distributrici non corrispondono direttamente a indennizzo di utenti MT nel caso di utenti con impianti non adeguati (Tav. 2.73). In particolare, tali somme vengono destinate 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 premi-penalità della continuità).

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.72

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

TAV. 2.73

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

M€

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

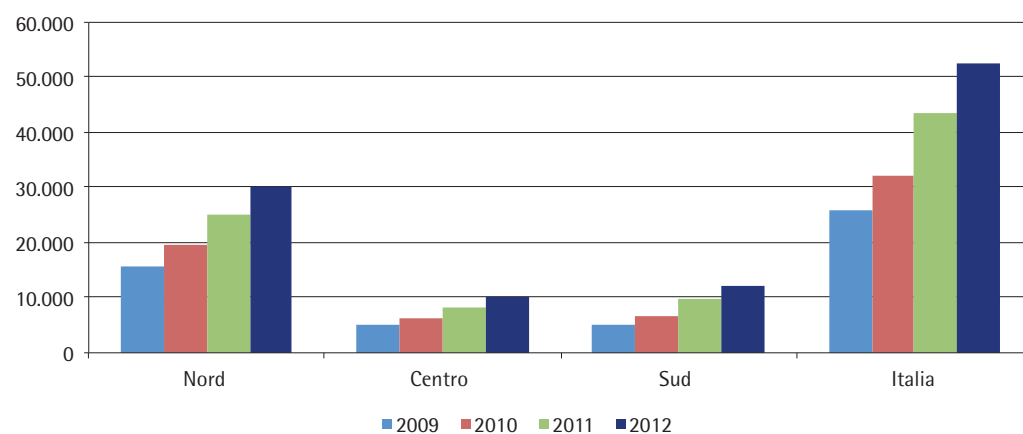
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

Le somme derivanti dal CTS raccolto dalle imprese distributrici nel 2012 evidenziano un trend decrescente rispetto agli anni precedenti, spiegabile con l'aumento progressivo del numero di utenti aventi impianti adeguati su tutto il territorio nazionale. Gli utenti MT adeguati al 31 dicembre 2012 hanno infatti

largamente superato le 50.000 unità (Fig. 2.34). Nel 2012 cresce la quota di CTS trattenuta dalle imprese distributrici a compensazione di oneri amministrativi per maggiori obblighi informativi, cui le imprese sono tenute nei confronti degli utenti MT, a decorrere dal 2012.

FIG. 2.34

Utenti in media tensione con impianti adeguati



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

Le penalità versate per l'anno 2012 hanno subito una drastica riduzione dovuta al miglioramento della qualità, stimolata anche da una nuova regolazione per le imprese distributrici, in vigore dal 2012, incentivante la riduzione del numero di utenti MT con numero di interruzioni

superiore agli standard, nonché per effetto della limitazione al numero di interruzioni penalizzabili (c.d. "tetto alle penalità"), pari al doppio dello standard (Tav. 2.71) per il biennio 2012-2013 (per il biennio 2014-2015 il tetto alle penalità è pari al triplo dello standard).

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

Oltre alle interruzioni, gli utenti di tipo industriale, con particolare riferimento a quelli associati ad attività produttive di tipo continuo, risultano essere sensibili al disturbo della qualità della tensione denominato "buco di tensione". Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione, diverso da una interruzione (tensione residua al di sotto del 5% su tutte le tre fasi di alimentazione), seguito dal ripristino della tensione di esercizio. I buchi di tensione sono caratterizzati dalla tensione residua (solitamente espressa in % della tensione di esercizio) e dalla durata (normalmente espressa in millisecondi). La tavola 2.74 rappresenta il numero medio di buchi di tensione per punto di misura per l'anno 2012. La tavola fa riferimento alla classificazione per celle di severità (profondità/durata), definita "Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica" nella norma europea EN 50160, pubblicata nel maggio 2011.

La tavola 2.75 riporta i valori di alcuni indicatori sintetici relativi ai buchi di tensione rilevanti ai fini della qualità della tensione per gli utenti. Tali indicatori fanno riferimento alle classi di immunità delle apparecchiature elettriche a fronte di buchi di tensione, indicate dalle norme CEI EN 61000-4-11 e CEI EN 61000-4-34, che richiamano la definizione di classi di ambienti elettromagnetici fornita dalla norma CEI EN 61000-2-4.

Per l'anno 2012 si rileva un lieve peggioramento rispetto al biennio precedente (103 nel 2012 contro i 98 e 91 registrati rispettivamente nel 2010 e nel 2011), dovuto essenzialmente a eventi meteorologici eccezionali verificatisi nel mese di febbraio; in particolare, nel solo mese di febbraio si è registrato circa il 20% (pari a 20) del numero totale di buchi di tensione dell'anno 2012 (come appena detto pari a 103). Per quanto riguarda i buchi di tensione al di fuori delle classi di immunità, si sono verificati mediamente circa 38 buchi di tensione al di fuori della classe di immunità 2 e circa 16 buchi di tensione al di fuori della classe di immunità 3.

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA ^(A)				
	20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
$80 \leq u < 90$	38,8	7,2	1,1	0,5	0,1
$70 \leq u < 80$	15,6	4,0	0,3	0,1	0,0
$40 \leq u < 70$	19,9	5,9	0,5	0,1	0,0
$5 \leq u < 40$	6,7	2,2	0,2	0,0	0,0
$1 \leq u < 5$	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	81,1	19,3	2,1	0,7	0,1

(B) I dati si riferiscono al periodo compreso tra la settimana del 2 gennaio 2012 e quella del 30 dicembre 2012.

Fonte: Dati del sistema di monitoraggio QuEEN.

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

TAV. 2.74

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

Anno 2012

TAV. 2.75

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

Anni 2006-2012

Indennizzi per le interruzioni di lunga durata

Dal 2009 sono in vigore standard individuali per gli utenti BT e MT (estesa dal 2012 anche ai produttori in BT e MT) sulla durata massima delle interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate (Tav. 2.76).

La tavola 2.77 illustra gli indennizzi automatici che le imprese distributrici hanno erogato agli utenti BT e MT nel corso del 2012 per il superamento di tali standard: oltre 90 milioni di euro a circa

500.000 utenti BT (poco più di 180 € per utente BT) e oltre 2 milioni di euro a poco più di 2.000 utenti MT (poco più di 1.000 € per utente MT).

L'indennizzo agli utenti è dovuto in massima parte alle interruzioni eccezionali avvenute nel mese di febbraio ed è pertanto a carico del Fondo eventi eccezionali, finanziato dalle imprese di distribuzione e di trasmissione e dagli utenti in BT e MT, presso la CCSE. In misura minore l'indennizzo è dovuto a interruzioni di responsabilità delle imprese distributrici (Tav. 2.78).

TAV. 2.76

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
Interruzioni senza preavviso		
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
Interruzioni con preavviso		
Tutti i gradi di concentrazione	8	8

Fonte: AEEG.

TAV. 2.77

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

GRADO DI CONCENTRAZIONE	CLIENTI BT INDENNIZZATI	AMMONTARE	CLIENTI MT INDENNIZZATI	AMMONTARE
Alta	48.562	4,0	284	0,2
Media	248.978	47,9	1.307	1,3
Bassa	204.229	38,6	653	0,9
TOTALE	501.769	90,5	2.244	2,4

Fonte: AEEG.

TAV. 2.78

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

ANNO	INDENNIZZI AGLI UTENTI PER SUPERAMENTO DELLA DURATA MASSIMA DELLE INTERRUZIONI	AMMONTARE RICHIESTO AL FONDO EVENTI ECCEZIONALI	QUOTA PARTE A CARICO DELLE IMPRESE DISTRIBUTTRICI	AMMONTARE VERSATO AL FONDO EVENTI ECCEZIONALI
2009	4,2	3,5	0,7	4,0
2010	15,5	13,2	2,3	3,5
2011	21,6	18,4	3,2	4,3
2012	92,9	88,5	4,4	5,6
2010	15,5	13,2	2,3	3,5
2011	21,6	18,4	3,2	4,3
2012	92,9	88,5	4,4	5,6

Fonte: AEEG.

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

Scopo della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura è quello di definire standard nazionali minimi e obbligatori per le prestazioni richieste dai clienti (allacciamenti, attivazioni, disattivazioni, preventivi, verifiche tecniche, 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.

Sin dall'1 luglio 2000, le prestazioni sono assoggettate 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 previsti 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.

Le imprese comunicano annualmente all'Autorità 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. 2.79). Nell'anno 2012 si riscontra una leggera diminuzione del numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico e del numero di indennizzi pagati rispetto all'anno 2011, mentre si verifica un leggero aumento dell'ammontare degli indennizzi effettivamente erogati ai clienti, che si è attestato a poco più di un milione di euro, in particolare per l'aumento degli importi unitari degli indennizzi automatici deliberato dall'Autorità nel 2011, con decorrenza 2012. I dati osservati indicano comunque una buona performance delle imprese che riescono a rispondere alle esigenze del cliente finale con tempestività.

TAV. 2.79

Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2012

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali, dall'1 luglio 2000; M€

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

Esaminando le singole prestazioni disciplinate dalla qualità commerciale (FIG. 2.35), si osserva che la percentuale più alta dei casi di mancato rispetto degli standard specifici registrata nell'anno 2012 è attribuibile alle verifiche del gruppo di misura; tale percentuale risulta essere intorno al 2% del complesso di tali prestazioni, e in peggioramento rispetto al 2011. La preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT, la verifica della tensione e il ripristino della fornitura a seguito del guasto del gruppo di misura mostrano percentuali di mancato rispetto in diminuzione a confronto dell'anno

precedente, mentre risultano praticamente invariate le percentuali di mancato rispetto per tutte le altre prestazioni.

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

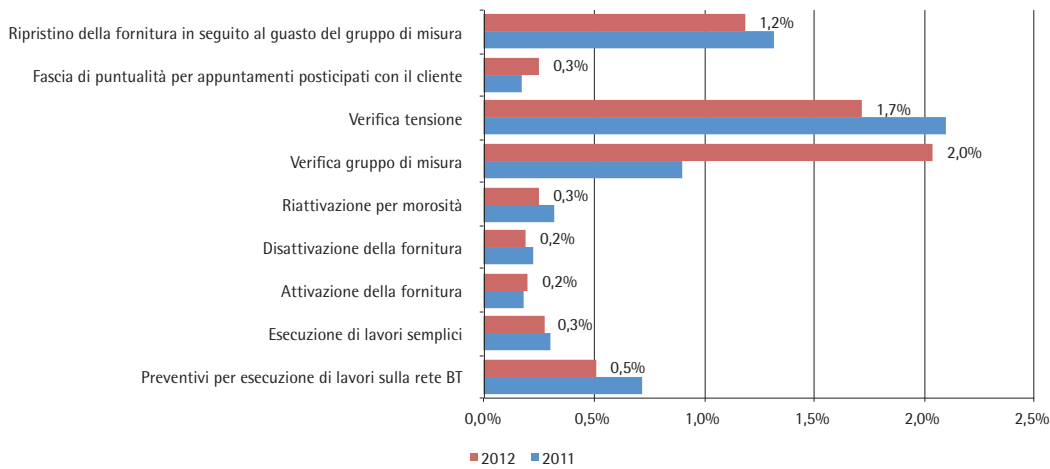


FIG. 2.35

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale per gli utenti in bassa tensione domestici e non domestici Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

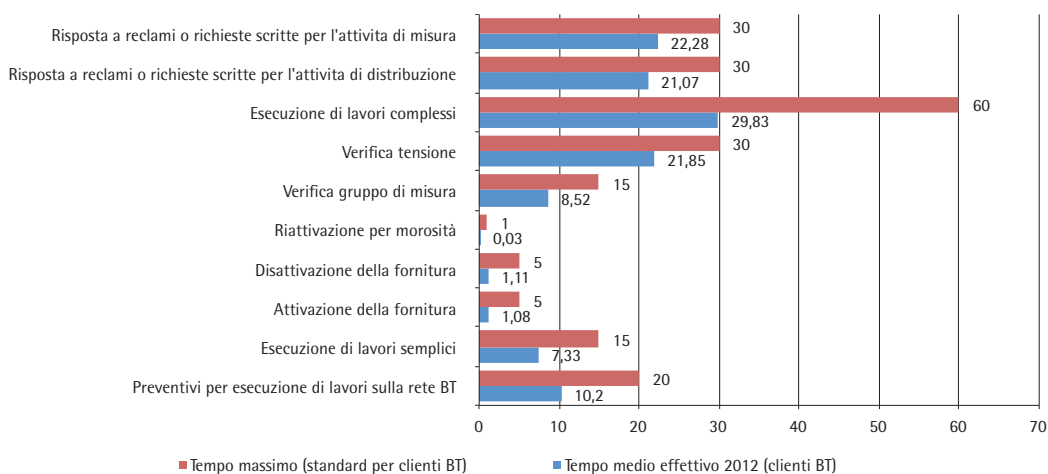


FIG. 2.36

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in bassa tensione domestici e non domestici nel 2012
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni registrati nel 2012 (Fig. 2.36) 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 o all'esecuzione di lavori, che necessitano di interventi in sito, e che registrano tempi medi effettivi più elevati.

La tavola 2.80 presenta il confronto per gli anni 2011 e 2012

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 BT.

Si osserva nel complesso il sensibile aumento delle richieste di riattivazione per morosità rispetto al 2011 (un terzo in più). 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 una decisa diminuzione del numero di indennizzi corrisposti per la preventivazione (per l'esecuzione di lavori sulla rete BT), per la riattivazione per morosità e per il ripristino della

fornitura a seguito del guasto del gruppo di misura, nonché un lieve incremento del numero di indennizzi corrisposti per l'attivazione e la disattivazione della fornitura e la fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente.

TAV. 2.80

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione (domestici e non domestici) negli anni 2011 e 2012
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

PRESTAZIONE	STANDARD	ANNO 2011		ANNO 2012			
		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	314.568	10,03	2.633	304.282	10,20	1.866
Esecuzione di lavori semplici	15 gg. lavorativi	333.899	7,03	1.018	255.080	7,33	783
Attivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	1.400.611	1,02	2.384	1.424.495	1,08	3.071
Disattivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	827.116	1,06	1.735	905.822	1,11	1.899
Riattivazione per morosità	1 gg. feriale	1.257.649	0,11	4.063	1.627.357	0,03	3.365
Verifica del gruppo di misura	15 gg. lavorativi	14.115	7,65	165	18.555	8,52	132
Verifica della tensione	30 gg. lavorativi	1.836	22,30	51	2.310	21,85	46
Fascia di puntualità	2 ore	73.122	0,00	1.085	57.254	0,00	116
per appuntamenti posticipati con il cliente	2 ore	57.254	-	116	58.977	-	283
Ripristino della fornitura a seguito del guasto del gruppo di misura	3/4 ore	88.324	1,54	953	83.104	1,52	657

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

Per assicurare coerenza con le disposizioni previste dal *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)*, che prevede che il venditore sia l'interfaccia unica del customer care per i clienti finali, dall'1 luglio 2009 sono in vigore due nuovi standard specifici in capo ai distributori per la messa a disposizione dei dati tecnici richiesti dai venditori (richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura e richiesta di altri dati tecnici). Le prestazioni hanno standard specifici differenziati a seconda che la richiesta del venditore riguardi la lettura del gruppo di misura o altri dati tecnici. In caso di non rispetto

dello standard per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi, è previsto un indennizzo automatico che il distributore deve versare al venditore. La tavola 2.81 illustra i dati relativi al numero di richieste, i tempi medi effettivi e il numero di indennizzi corrisposti ai venditori dai distributori registrati nell'anno 2011 e 2012. Nell'anno 2012 si rileva un leggero aumento dei tempi medi effettivi e del numero di indennizzi automatici corrisposti; i tempi medi effettivi registrati nel 2012 sono comunque inferiori agli standard fissati e il numero di indennizzi corrisposti risulta essere estremamente contenuto rispetto al complesso delle richieste di dati.

PRESTAZIONE	STANDARD	ANNO 2011			ANNO 2012		
		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	14.780	5,24	170	14.031	7,30	270
Richiesta di altri dati tecnici	15 gg. lavorativi	59.860	10,83	1.081	69.589	11,08	1.253

TAV. 2.81

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori negli anni 2011 e 2012

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

Fonte: Dichiarazioni dei distributori all'Autorità.

3.

Struttura,
prezzi e qualità
nel settore gas

Domanda e offerta di gas naturale

Anche il 2012 è stato un anno negativo per il consumo di gas naturale. Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, lo scorso anno il consumo interno lordo si è fermato a 74,9 G(m³), registrando così una diminuzione del 3,9% rispetto all'anno precedente. I consumi finali sono scesi a 72,9 G(m³), 3 miliardi sotto al valore del 2011 che rappresentava, finora, il punto di minimo relativo dall'anno della liberalizzazione del settore. Il calo non ha colpito tutti i settori: i consumi del settore civile, quelli dell'autotrazione e gli usi non energetici, infatti, hanno tenuto o hanno registrato un buon incremento. A scendere, invece, sono stati tutti gli usi produttivi, vale a dire quelli dell'agricoltura, dell'industria e – specialmente – quelli per la generazione elettrica. I consumi del settore civile (residenziale e terziario) sono lievemente cresciuti rispetto al 2011 (+1,2%), passando da 30,8 a 31,2 G(m³), grazie alle temperature più rigide d'inverno e più calde d'estate. Gli impieghi di gas per autotrazione, saliti del 4,8%, hanno confermato il trend di crescita che li contraddistingue ormai da diversi anni. Anche gli usi non energetici hanno registrato una crescita dell'8,6%, compensando la forte caduta dello scorso anno. Alla tenuta del settore civile si è però contrapposto il calo (-3,1%) dei consumi industriali, che sono scesi a 15 G(m³) e soprattutto quelli del settore termoelettrico, crollati dell'11%. Nel 2012, infatti, il perdurare della crisi economica ha ridotto

la domanda di gas per la produzione elettrica di altri 3 G(m³), portandola a 25,1 G(m³) dai 28,2 G(m³) del 2011.

Nel 2012 la produzione nazionale ha toccato gli 8,6 G(m³), registrando un nuovo lieve aumento per il terzo anno consecutivo (+1,8% rispetto al 2011). La contrazione dei consumi ha contribuito all'ulteriore riduzione delle importazioni (-3,8%), con un calo di 2,6 G(m³). Le esportazioni invece, seppure ancora trascurabili, hanno evidenziato un netto incremento, passando da 124 M(m³) a 139 M(m³).

Le importazioni nette, quindi, sono risultate pari a 67,6 G(m³), scendendo al di sotto del livello minimo registrato nel 2009. A stoccaggio sono andati 1,3 G(m³), quasi mezzo miliardo in più del 2011. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il valore dei consumi nazionali nel 2012 è valutabile in 72,9 G(m³). Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere (misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo) è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2011 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 per l'energia elettrica e il gas. I gruppi sono poi stati attribuiti alle diverse classi in base al valore degli impieghi di gas, cioè a seconda dell'ampiezza

degli autoconsumi e delle vendite effettuate all'ingrosso e al mercato finale (in entrambi i casi sono comprese le vendite a soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario).

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale 2012
G(m³); valori riferiti ai gruppi industriali

	Gruppo Eni	15-18 G(m ³)	10-15 G(m ³)	2-10 G(m ³)	1-2 G(m ³)	0,1-1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	TOTALE
Produzione nazionale netta	6,8	0,6	-	0,6	0,0	0,2	0,0	8,3
Importazioni nette ^(A)	28,8	14,1	9,4	6,4	1,7	4,2	0,1	64,7
- di cui vendite Eni oltre frontiera	-	0,2	-	-	0,0	-	-	0,2
Variazioni scorte	-0,5	-0,5	0,4	0,4	-0,1	-0,4	-0,1	-0,8
Stoccaggi al 31 dicembre 2011	1,8	0,7	1,7	2,1	0,8	0,7	0,0	8,0
Stoccaggi al 31 dicembre 2012	2,3	1,2	1,3	1,7	0,9	1,2	0,1	8,7
Acquisti sul territorio nazionale	3,5	20,7	14,4	34,1	7,4	21,3	4,9	106,3
da Eni	0,6	4,4	1,0	2,9	1,1	2,0	0,8	12,7
da altri operatori	2,9	16,3	13,4	31,2	6,3	19,3	4,1	93,5
Acquisti in Borsa	-	0,4	0,1	0,5	0,4	0,6	0,1	2,1
Cessioni ad altri operatori nazionali	14,4	19,0	14,1	30,0	7,5	13,8	0,7	99,5
- di cui vendite al PSV	8,2	10,2	3,0	19,2	5,7	7,9	0,6	54,8
Vendite in Borsa	0,3	0,4	0,2	0,4	0,1	0,3	0,0	1,6
Trasferimenti netti	-0,6	-2,3	-0,1	0,1	0,1	0,2	0,0	-2,6
Consumi e perdite ^(B)	0,4	0,3	0,2	0,4	0,1	0,3	0,0	1,8
Autoconsumi	5,4	4,4	1,2	1,1	-	0,4	0,2	12,6
Vendite finali	17,5	8,9	8,5	10,2	1,7	11,4	4,1	62,4
- di cui a clienti finali collegati	1,0	1,7	2,9	1,7	0,3	1,3	0,3	9,2
Al mercato libero	11,1	8,1	5,9	8,0	1,2	8,0	2,4	44,6
Al mercato tutelato	6,4	0,8	2,6	2,2	0,6	3,5	1,7	17,8
Vendite finali per settore								
Domestico	4,7	0,9	3,1	2,3	0,6	3,4	1,6	16,4
Condominio uso domestico	0,8	0,0	0,3	0,5	0,0	0,8	0,5	3,0
Commercio e servizi	1,5	0,2	0,8	1,0	0,3	1,8	0,6	6,2
Industria	7,8	1,4	1,0	3,2	0,5	4,0	1,0	18,8
Attività di servizio pubblico	0,2	0,1	0,1	0,2	0,0	0,4	0,2	1,1
Generazione elettrica	2,5	6,4	3,2	3,1	0,3	1,1	0,2	16,9

(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.

In base ai primi risultati dell'Indagine annuale, nel 2012 sono stati venduti al mercato finale 62,4 G(m³). Se a tali quantitativi si aggiungono i 12,6 G(m³) degli autoconsumi, cioè il gas direttamente impiegato nelle centrali di produzione elettrica degli operatori, e gli 1,8 G(m³) di perdite, si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 76,8 G(m³), un valore di 1,9 G(m³) superiore a quello indicato dal Ministero dello sviluppo economico. Le ragioni di tale sopravanzo risiedono principalmente nella difficoltà di ottenere dagli operatori dati di competenza relativi all'anno indagato, oltre

che riportati a un valore del potere calorifico uniforme (pari a 38,1 MJ/m³). Peraltro, è opportuno sottolineare il carattere provvisorio di tutte le rielaborazioni dei dati raccolti attraverso l'Indagine annuale ed esposti nel testo, come pure la natura preconsuntiva dei volumi di fonte ministeriale.

Nel 2012, i principali gruppi in termini di vendite (al mercato finale e all'ingrosso) e autoconsumi, dopo Eni, sono stati Edison, con un totale di gas impiegato pari a circa 17 G(m³), e GdF Suez, i cui impieghi erano pari a 15,7 G(m³). Nella classe dei gruppi i cui

impieghi sono compresi tra 10 e 15 G(m³) sono inclusi, come nel 2011, Enel e A2A, rispettivamente con impieghi pari a 13,4 G(m³) e a 10,6 G(m³). Nella classe dei gruppi i cui impieghi sono compresi tra 2 e 10 G(m³) sono presenti dieci gruppi con vendite e autoconsumi che passano dai 7,8 G(m³) di Royal Dutch Shell ai 2,7 G(m³) di Unogas. Gli altri gruppi presenti in questa classe sono Sinergie Italiane in liquidazione, Hera, Vitol, E.On, Axpo Group, VNG Italia, ENOI e Iren. La classe successiva 1-2 G(m³) comprende sette gruppi: il più grande è Ascopiave con 1,7 G(m³), mentre il più piccolo è Geifin (il gruppo che comprende Italtrading) con impieghi di poco superiori a 1 G(m³). Le ultime due classi includono, rispettivamente, 67 e 227 gruppi, tra cui numerosi operatori aventi la casa madre all'estero: proprio i gruppi inseriti in quest'ultima classe sono quelli che vendono e/o autoconsumano anche pochissime migliaia di metri cubi di gas (dai 98 milioni del gruppo più grande ai poco più di 3.000 m³ del più piccolo). Sebbene il posizionamento dei grandi operatori tra le classi sia sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente, nelle classi minori continua a registrarsi una buona mobilità dei gruppi tra le diverse classi, anche con nuovi ingressi nel mercato. Ciò fa sì che la connotazione delle classi sia diversa rispetto al passato.

La produzione nazionale è sostanzialmente tutta in capo al gruppo Eni, fatta eccezione per Edison, Royal Dutch Shell e alcuni altri piccoli coltivatori.

Relativamente alle importazioni, si è registrata una diminuzione delle stesse a livello nazionale, fenomeno che ha colpito in particolar modo i gruppi ricadenti nelle classi centrali, e specialmente quelli appartenenti alla classe tra 1 e 2 G(m³), dalla quale sono usciti alcuni operatori particolarmente attivi nell'approvvigionamento all'estero. Infatti, a parte il gruppo Vitol che è passato alla classe superiore, la maggior parte dei gruppi inclusi nella classe 1-2 G(m³) nel 2012 è scivolata nelle classi più basse.

Come negli scorsi anni, continua a essere evidente la vivacità del mercato all'ingrosso dove ciascun operatore cerca di differenziare quanto più possibile le modalità di approvvigionamento e le relative controparti: il fenomeno è dimostrato anche dalla diminuzione del gas complessivamente acquistato direttamente da Eni: è scesa al 7,2%, infatti, la quota di gas che gli operatori hanno comprato direttamente da Eni.

Le vendite all'ingrosso (comprese le vendite in Borsa), pari a 101,1 G(m³), hanno rappresentato oltre il 57% dei volumi complessivamente venduti e autoconsumati (cioè degli impieghi

totali, pari a 176,2 G(m³) e risultano particolarmente significative nelle classi 2-10 G(m³) e 1-2 G(m³) dove raggiungono quote maggioritarie, rispettivamente pari al 73% e all'81%.

Come si vedrà nel corso del Capitolo, il numero di operatori attivi nel mercato all'ingrosso è in crescita (si passa da 143 a 152) e aumenta il loro livello di specializzazione: in questo mercato, infatti, è cresciuto il numero di operatori che svolgono unicamente l'attività di vendita all'ingrosso (57 operatori nel 2012 contro i 39 nel 2011) ed è diminuito quello dei c.d. "operatori misti" (95 operatori nel 2012 e 104 nel 2011). Il quantitativo di gas venduto dai grossisti puri al mercato intermedio è inoltre aumentato dal 27,7% nel 2011 al 32,4%.

Particolarmente significative sono le vendite al Punto di scambio virtuale (PSV) che hanno raggiunto quasi i 55 G(m³), rappresentando oltre la metà delle vendite all'ingrosso: in tutte le classi considerate, le vendite al PSV equivalgono a oltre il 50% del totale, raggiungendo una quota dell'85% del gas ceduto all'ingrosso nel caso della classe cui afferiscono i gruppi di più piccole dimensioni. Fa eccezione la classe 10-15 G(m³) dove il volume di gas venduto al PSV raggiunge il 21% delle vendite all'ingrosso.

La quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi si attesta solo al 7% circa, ma ciò nonostante tale voce rappresenta una porzione molto rilevante degli impieghi nei gruppi più grandi che, tendenzialmente, sono quelli che dispongono degli impianti di produzione di energia elettrica. Se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, è possibile notare come il gas riservato al proprio fabbisogno nell'ambito di ciascun gruppo non sia affatto trascurabile: esso equivale al 12,4% del totale del gas impiegato (nel 2011 la stessa quota era pari al 13,3%). Eni destina al proprio fabbisogno il 17% del gas impiegato, i gruppi delle due classi principali destinano alle proprie centrali rispettivamente il 18,4% e il 17,2%. Il gas destinato al fabbisogno dei gruppi inclusi nella classe 10-15 G(m³) è sceso di circa dieci punti percentuali rispetto al 2011, probabilmente in virtù della forte diminuzione registrata nel 2012 nei gruppi societari afferenti a questa classe della produzione di energia elettrica da impianti alimentati a gas naturale. Significativo è anche l'aumento del gas autoconsumato nella classe dei gruppi più piccoli.

Per quello che riguarda le vendite al mercato finale, esse rappresentano in media il 35% degli impieghi di gas: in dettaglio, corrispondono a oltre l'80% del gas venduto e/o autoconsumato per i piccolissimi gruppi della classe inferiore a 100 milioni di m³.

Per i gruppi della classe 1-2 G(m³) le vendite finali rappresentano appena il 18,7% del gas venduto e/o autoconsumato, mentre per il gruppo Eni tale quota rappresenta il 46,6% del totale.

La quota di gas destinata al mercato tutelato risulta pari al 28,5% del totale. Per Eni e per i gruppi principali la quota di gas venduta a clienti tutelati si attesta sulle stesse percentuali dello scorso anno, mentre è cambiata nelle altre classi in ragione della diversa distribuzione dei gruppi societari rispetto al passato.

Per gli operatori più piccoli la quota di gas destinata al mercato tutelato è pari al 30,5% e al 41% delle vendite finali. Il dato conferma quanto già rilevato lo scorso anno: questi operatori non vendono più la maggior parte del gas sul mercato tutelato, anche

in virtù del restringersi delle categorie di clienti che hanno diritto a godere delle offerte tutelate.

Questi gruppi, esattamente come in passato, si confermano quelli in cui le vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi) sono particolarmente elevate, fino a raggiungere il 71% delle vendite finali, nel caso dei gruppi con impieghi inferiori ai 100 milioni di m³, e il 56% nel caso dei gruppi della classe 0,1-1 G(m³). In pratica, quanto più un operatore è di piccola dimensione, tanto più tende ad avere un mercato limitato ai clienti del territorio storico di vendita che risale a prima della liberalizzazione.

Mercato e concorrenza

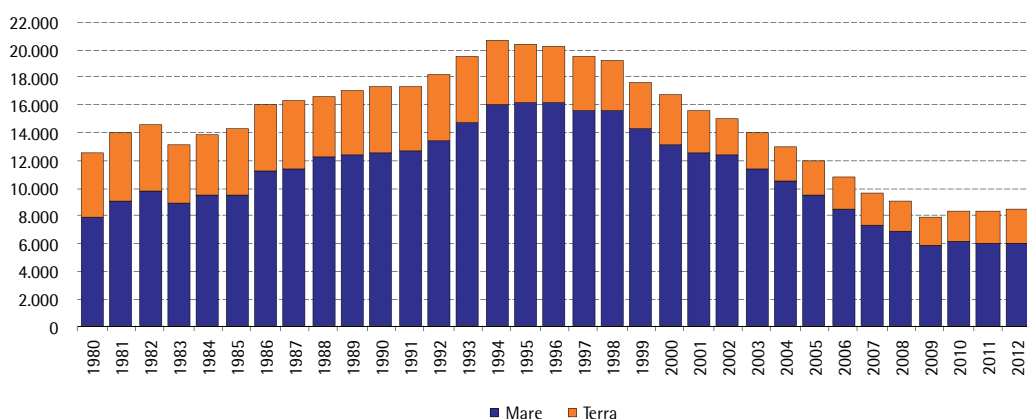
Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

Per la produzione nazionale nel 2012 si conferma il trend di assestamento intorno agli 8 G(m³)/anno che ha caratterizzato gli ultimi anni e che ha arrestato la dinamica di sensibile riduzione dei volumi prodotti, innescatasi a partire dal 1994, anno in cui fu raggiunto il massimo storico di 20 G(m³) e le risorse nazionali consentirono di soddisfare circa un terzo dei consumi dell'epoca. Secondo i dati provvisori del Bilancio energetico nazionale diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, anche nel 2012, infatti, l'estrazione di gas sul territorio nazionale ha toccato quota 8.605

M(m³), evidenziando un aumento del 2,1% rispetto al 2011, per una copertura del fabbisogno interno pari al 12% circa.

Secondo i dati pubblicati dalla Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, la produzione 2012, pari a 8.511 M(m³) – valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente –, è stata ottenuta per il 29% da giacimenti a terra e per il 71% da coltivazione in mare (Fig. 3.1). La quantità di gas estratta da giacimenti in terraferma, pari a 2.476 M(m³), è cresciuta rispetto al 2011 del 5,8%, mentre è aumentata solo dello 0,6% la produzione in mare, quest'anno pari a 6.034 M(m³).



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

FIG. 3.1

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980
M(m³)

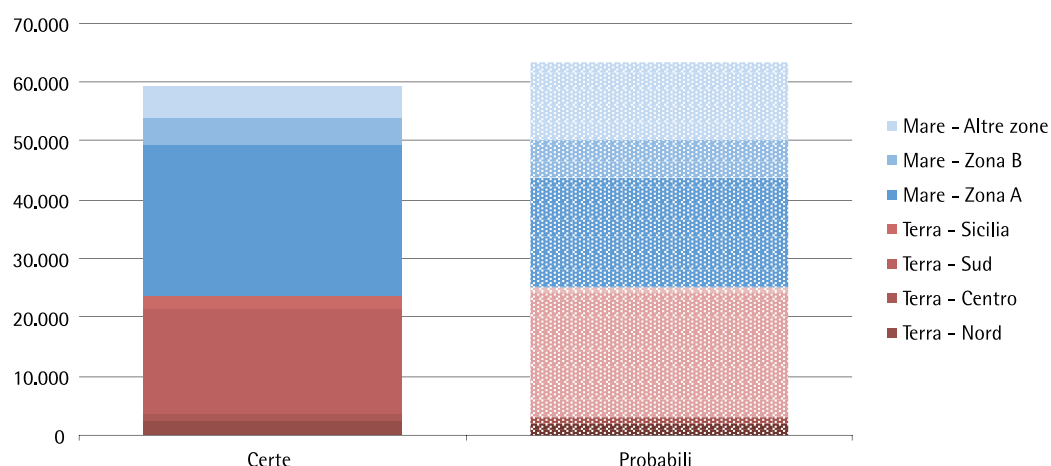
La Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico valuta le riserve certe di gas al 31 dicembre 2012 in 59,4 G(m³) e quelle probabili in 63,4 G(m³) (Fig. 3.2). Al ritmo di produzione medio degli ultimi cinque anni, le sole riserve certe basterebbero quindi per poco più di sette anni, anche se questo dato prescinde da eventuali rivalutazioni o investimenti che

potrebbero trasformare parte delle riserve attualmente giudicate probabili o possibili (le possibili stimate in altri 21,2 G(m³) in riserve certe. La parte preponderante delle riserve certe, vale a dire il 60%, si trova in mare, mentre il restante 40% è localizzato in terraferma e specialmente al Sud (30%).

Secondo i dati raccolti nella consueta Indagine annuale sui

FIG. 3.2

Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2012
M(m³)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2012
M(m³)

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	6.815	82,6%
Edison	608	7,4%
Royal Dutch Shell	596	7,2%
Gas Plus	200	2,4%
Altri	32	0,4%
TOTALE	8.251	100,0%
PRODUZIONE (Ministero dello sviluppo economico)	8.605	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

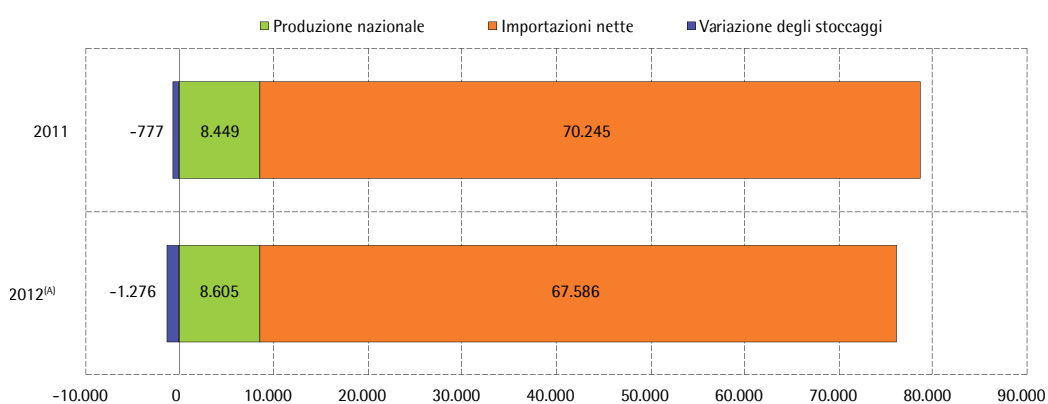
settori regolati svolta dall'Autorità, nel 2012 sono dieci gli operatori che hanno dichiarato di aver estratto gas naturale nel territorio nazionale e la loro produzione complessiva è risultata pari a 8.251 M(m³). Eni continua a detenere la quota più elevata

e largamente superiore a quella dei concorrenti, pari all'82,6%. Seguono i gruppi Edison e Royal Dutch Shell, con quote intorno al 7%. Royal Dutch Shell ha perso la seconda posizione conquistata nel 2011 a scapito di Edison.

Importazioni

Continua anche per il 2012 la diminuzione delle importazioni nette di gas in Italia (Fig. 3.3), ridotte di ulteriori 2,6 G(m³) e passate dai 70.245 del 2011 a 67.586 M(m³), livello prossimo a quello del 2004. Secondo i dati preconsuntivi del Ministero dello sviluppo economico, infatti, nel 2012 le importazioni lorde sono scese a 67.725 dai 70.369 M(m³) che avevano raggiunto nel 2011, mentre le esportazioni sono

lievemente aumentate da 124 a 139 M(m³). Tenendo conto che la variazione di volume negli stoccaggi per l'anno è stata pari a 1.276 M(m³) – nel 2011 andarono a stoccaggio solo 777 M(m³) – e che i consumi e le perdite di sistema sono stimabili in circa 1.975 M(m³), il valore dei consumi nazionali nel 2012 è valutabile in 72.940 M(m³), quattro punti percentuali al di sotto di quello registrato nel 2011. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2011 e pari al 90%.



(A) Per il 2012 dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

La figura 3.4 mostra la ripartizione delle importazioni in base al punto di entrata della Rete nazionale: metà del gas importato in Italia proviene dal Nord; l'89% del gas arriva via tubo.

La quota maggiore di gas importato, quest'anno pari al 35,2%, entra in Italia da Tarvisio, il punto al confine con il gasdotto austriaco TAG, per il quale passa il gas proveniente dalla Russia.

Appena sotto, con una quota del 30,5%, si situa il punto di Mazara del Vallo connesso con il sistema dei gasdotti TTPC (attraverso la Tunisia) e Transmed, che porta in Italia il gas proveniente dall'Algeria. Principalmente dalla stessa Algeria è anche il gas che giunge, trasportato via nave come GNL, presso il punto di Panigaglia, dal

quale lo scorso anno è passato l'1,7% delle nostre importazioni.

Il 13,3% del gas estero arriva in Italia attraverso Passo Gries, il punto situato al confine con la Svizzera e connesso con i gasdotti internazionali Transitgas (che passa dalla Svizzera) e TENP (che passa dalla Germania), utilizzato principalmente per il gas proveniente dai Paesi Bassi, dalla Norvegia e da altre produzioni del Nord Europa. Di pari importanza sono poi i punti di Gela (9,6%) e Cavarzere (9,2%) che accolgono, rispettivamente, il gas proveniente dalla Libia – attraverso il Green Stream – e quello proveniente dal Qatar, che approda in Italia nel terminale di rigassificazione al largo della costa di Rovigo.

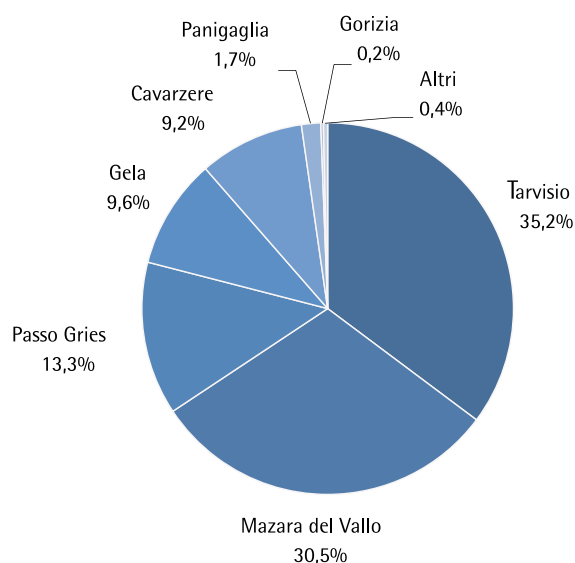
FIG. 3.3

Immissioni in rete nel 2011 e nel 2012
GM(m³)

FIG. 3.4

Importazioni lorde di gas
nel 2012 secondo
il punto di entrata

Valori percentuali, dati provvisori



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2012 le importazioni lorde hanno registrato una caduta del 4,4%, scendendo a 64,9 G(m³) dai 67,9 toccati nel 2011¹. Nei dati preconsuntivi, diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, la diminuzione appare un po' meno ampia e pari a -3,8%, dati i quantitativi di importazione corrispondenti pari a 67,7 e 70,4 G(m³), rispettivamente per il 2012 e il 2011². Il 4,6% del gas complessivamente importato è stato acquistato presso le Borse europee.

Con 29 G(m³) di gas importato e una quota pari al 44,6% (42,8% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), Eni si conferma il soggetto principale nell'importazione (Tav. 3.3), così come nella produzione nazionale. La sua quota resta, in effetti, preponderante e ancora di 25 punti percentuali superiore a quella del primo concorrente. Come nel 2011, inoltre, la quota della società risulta superiore a quella dell'anno precedente (era 41,5% nel 2011 e 39,2% nel 2010), al contrario di quanto avveniva negli anni precedenti, che registravano continue diminuzioni di tale quota nel rispetto dei

tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164, non più operativi dal 2011.

Anche nel 2012 la seconda posizione è occupata da Edison, la cui quota è cresciuta al 19,2% dal 17,3% dello scorso anno. Enel Trade è rimasta al terzo posto con una quota del 12,9%, più piccola rispetto al 13,7% ottenuto l'anno precedente. La quarta posizione, che nel 2011 era occupata da Sonatrach Gas Italia con il 2%, nel 2012 è stata raggiunta da Vitol che era quindicesima nel 2011. L'arretramento di Sonatrach Gas Italia è dovuto a una forte riduzione nei quantitativi importati dalla società, passati da 1,4 G(m³) a poco meno di mezzo miliardo. Non compare più, invece, tra i primi venti importatori la società Plurigas, che nel 2011 era al settimo posto; Plurigas è la *joint venture* tra A2A e Iren, che ha cessato la propria attività nel marzo 2012.

I primi tre importatori coprono una quota delle importazioni pari al 76,7% (il 73,6% sul valore di import totale di fonte ministeriale). Come lo scorso anno, tale quota risulta in aumento (era 72,5% nel 2011).

¹ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

² 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 che il ministero classifica come importazioni, vengano considerati nell'Indagine dell'Autorità come "Acquisti alla frontiera italiana" in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

TAV. 3.3

Primi venti importatori di gas in Italia nel 2012

M(m³); importazioni lorde

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA %
Eni	28.985	44,6%
Edison	12.452	19,2%
Enel Trade	8.381	12,9%
Vitol	1.510	2,3%
Sinergie Italiane - In Liquidazione	1.155	1,8%
ENOI	1.030	1,6%
Gdf Suez Energia Italia	923	1,4%
Premiumgas	798	1,2%
Gdf Suez	742	1,1%
Shell Italia	737	1,1%
Spigas	647	1,0%
Hera Trading	541	0,8%
Compagnia Italiana Del Gas	499	0,8%
Axpo Italia	486	0,7%
Sonatrach Gas Italia	459	0,7%
BP Italia	457	0,7%
Energetic Source	453	0,7%
Begas Energy International	394	0,6%
Gunvor International	391	0,6%
Worldenergy	373	0,6%
Altri	3.517	5,4%
TOTALE	64.929	100,0%
<i>Di cui: importazioni dalle Borse europee</i>	<i>2.980</i>	<i>4,6%</i>
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	67.725	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

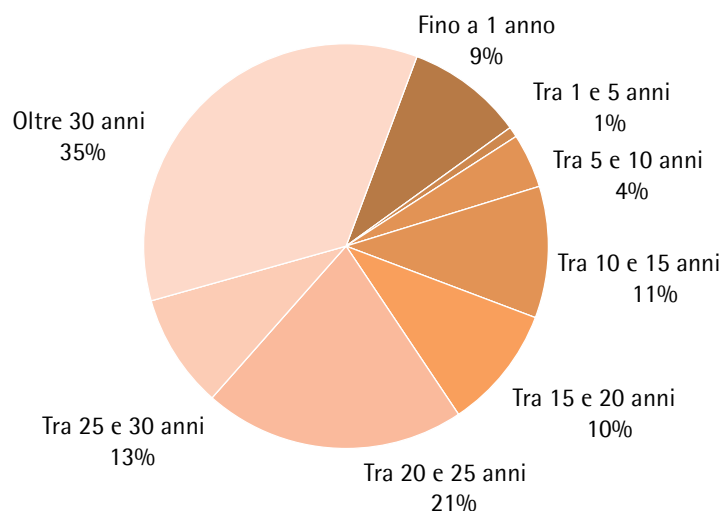
L'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2012 secondo la durata intera (Fig. 3.5) mostra, come negli anni passati, che i contratti di lungo periodo hanno tuttora una grande importanza: il 65% delle importazioni avviene, in effetti, in base a contratti la cui durata complessiva supera i venti anni, mentre un altro 25% avviene in virtù di contratti con una durata intera compresa tra cinque e venti anni. 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 attivo in Italia che l'ha acquistato.

Anche sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2012 (Fig. 3.6) si rivelano complessivamente ancora piuttosto lunghi: il 34% scadrà infatti tra quindici o più anni e la metà avrà termine tra dieci anni o più. Il 21% dei contratti

FIG. 3.5

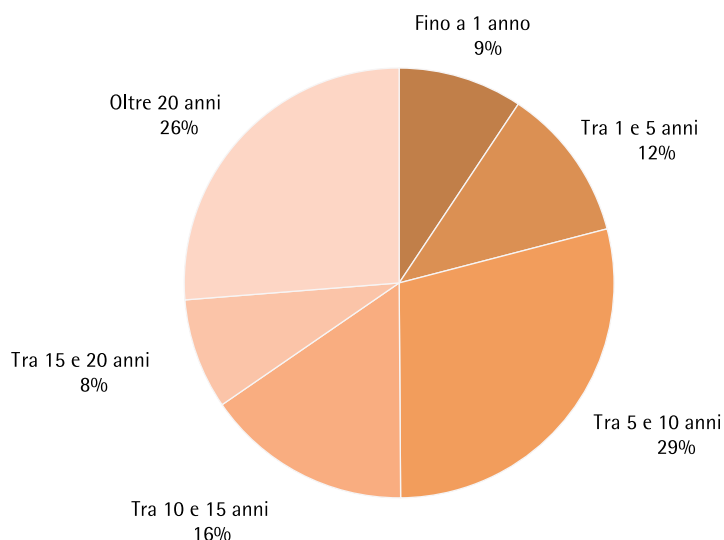
Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2012, secondo la durata intera



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.6

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2012, secondo la durata residua



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

esistenti si esaurirà invece entro i prossimi cinque anni. Anche l'incidenza dei contratti con durata residua annuale è stata 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.

Il regolamento (CE) 715/2009 attribuisce a ENTSO-G, la Rete europea dei gestori di rete dei sistemi di trasmissione del gas, il

compito di adottare e pubblicare ogni due anni un Piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello comunitario (*Ten-Year Network Development - Plan* o TYNDP), che comprende la modellizzazione integrata delle reti, l'elaborazione degli scenari e le previsioni sull'adeguatezza della domanda e dell'offerta a livello europeo. Il regolamento prevede inoltre che, in ambito ENTSO-G, i gestori di rete pubblichino ogni due anni un Piano regionale di investimenti e possano prendere decisioni in materia di investimenti sulla base di tale Piano.

Il Piano di sviluppo della rete a livello comunitario si basa quindi sui Piani di investimento nazionali, comprende i Piani di investimento su

base regionale e tiene conto della pianificazione delle infrastrutture europee, compresi gli orientamenti per le reti transeuropee nel settore dell'energia (TEN-E). Il Piano di sviluppo della rete a livello comunitario individua inoltre le esigenze di investimento, specie sulla capacità transfrontaliera, e può contenere un esame degli eventuali ostacoli al suo aumento dovuti, per esempio, alle procedure "autorizzative".

Nell'ambito del regolamento (CE) 347/2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee, la Commissione ha identificato dodici priorità strategiche, di cui quattro rappresentano corridoi prioritari per il gas³. Il regolamento prevede inoltre un nuovo metodo di pianificazione strategica delle infrastrutture, destinato a sostituire il TEN-E, che si concentra su un numero limitato di priorità e di "progetti di interesse comune" (PIC), da attuare entro il 2020. I progetti, che verranno selezionati in base a regole e criteri in corso di approvazione, sono importanti sia per la realizzazione delle infrastrutture transfrontaliere di interesse europeo, sia per il conseguimento degli obiettivi energetici e climatici. Inoltre beneficeranno di alcuni vantaggi, tra cui una speciale procedura per il rilascio delle autorizzazioni, più semplice, rapida e trasparente, oltre a finanziamenti prioritari da parte dell'Unione europea.

L'Italia è interessata dallo sviluppo di tre dei quattro corridoi gas prioritari menzionati. Più precisamente si tratta dei seguenti corridoi:

- Nord-Sud o Europa occidentale (NSI *West gas*);
- Nord-Sud in Europa centro-orientale e sud-orientale (NSI *East gas*);
- il corridoio Sud (SGC) dal Caspio.

I piani di investimento nazionale sono elaborati dai gestori dei sistemi di trasmissione nell'ambito del Piano decennale di sviluppo della Rete nazionale. Quest'ultimo deve essere a sua volta coerente con il Piano di sviluppo della rete a livello comunitario.

In Italia, l'elaborazione del Piano decennale di sviluppo da parte dei gestori della Rete di trasporto nazionale è prevista dal comma 3, lettera e), dell'art. 16 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93. Lo

stesso articolo prevede che il Ministero dello sviluppo economico e l'Autorità, ciascuno secondo le proprie competenze, valutino la coerenza di tale Piano anche con la Strategia energetica nazionale (SEN)⁴, che l'8 marzo 2013 è stata approvata con decreto interministeriale. Essa sottolinea l'opportunità, per l'Italia, di diventare crocevia per l'ingresso in Europa di gas da Sud, anche al fine di allineare i prezzi del gas a quelli europei e incrementare la sicurezza di approvvigionamento, grazie al rafforzamento delle infrastrutture e alla liquidità del mercato. Tra le infrastrutture di importanza strategica a livello nazionale menzionate dalla SEN, vi sono i gasdotti per l'importazione (TAP, Galsi, Tauer Gas Pipeline (TGL), South Stream), oltre che investimenti riguardanti il gestore della Rete nazionale Snam Rete Gas sulla Rete di trasporto nazionale per favorire il controflusso virtuale e fisico verso il Nord Europa e interventi infrastrutturali relativi allo stoccaggio e al GNL.

Anche nel TYNDP sono citate alcune importanti infrastrutture di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas che interessano direttamente il nostro Paese. Per quanto riguarda i gasdotti di importazione, si citano infatti il Galsi, il TAP e il Poseidon⁵. Tali opere fanno parte del già citato Corridoio Sud, una rotta di transito in grado di collegare le risorse del Mar Caspio ai mercati europei.

Fin dal 2003 il Corridoio Sud rappresenta una delle soluzioni più promettenti elaborate dall'Unione europea per raggiungere l'obiettivo di diversificazione geografica delle forniture; esso è stato diviso virtualmente in due percorsi alternativi, la *Southern route* (percorso meridionale, di interesse strategico per l'Italia), e la *Northern route* (percorso settentrionale, che dal confine turco dovrebbe raggiungere l'Austria o l'Ungheria, passando per i paesi dell'Europa sud-orientale Bulgaria e Romania), ai quali fanno rispettivamente capo i progetti:

- IGI-Poseidon (interconnessione Grecia-Italia) e TAP per il Corridoio Sud;
- Seep (*South East Europe Pipeline*) e Nabucco West, per il Percorso Nord.

Il progetto Seep è stato lanciato nel settembre 2011 dalla compagnia

³ Il regolamento cita anche tre aree tematiche che interessano le reti di trasporto e stoccaggio di elettricità e gas, oleodotti per il trasporto del petrolio, *smart grid* e reti per il trasporto e il confinamento geologico della CO₂.

⁴ Il regolamento per la redazione del Piano decennale di sviluppo della rete è stato approvato con decreto ministeriale 27 febbraio 2013, una volta acquisito il parere dell'Autorità (delibera 19 luglio 2012, 300/2012/I/gas). Coerentemente con le disposizioni di cui all'art. 6, comma 5, del regolamento (CE) 994/2010, il decreto prevede anche che le imprese di trasporto realizzino un'adeguata capacità di trasporto bidirezionale continua.

⁵ Galsi e TAP fanno parte, come già evidenziato, anche della SEN.

energetica BP, partner del consorzio e operatore del giacimento di Shah Deniz II. Il gasdotto Nabucco West, che ha sostituito l'originario progetto Nabucco, rappresenta una versione ridotta del vecchio progetto, sia in termini di lunghezza (coprirebbe infatti il tratto europeo e non quello turco), sia in termini di capacità, pari a 10 G(m³), incrementabili.

Nel panorama sopra descritto si è inserito il progetto Tanap (*Trans Anatolian Pipeline*): dopo aver siglato nel gennaio 2011 un accordo con l'Unione europea per la cessione del gas naturale proveniente dal medesimo giacimento, nel giugno 2012 l'Azerbaijan e la Turchia hanno firmato un accordo per la realizzazione del gasdotto. La condotta, la cui capacità iniziale dovrebbe essere di 16 G(m³) all'anno (di cui 6 riservati alla Turchia, ovvero alla direttrice balcanica di Nabucco West/Seep, e il resto per i mercati europei), dovrebbe consentire il collegamento con la direttrice verso l'Italia, attraverso i gasdotti TAP e ITGI. Nel marzo di quest'anno, il consorzio Nabucco e quello incaricato della costruzione del gasdotto Tanap hanno firmato un *memorandum* di intesa e cooperazione che rappresenta un passo importante per il consolidamento della partnership tra i due progetti.

I rappresentanti dei quattro progetti hanno presentato le proprie proposte commerciali al consorzio azero del giacimento di Shah Deniz nell'ottobre 2011. Nel febbraio 2012 il consorzio ha comunicato di aver escluso il gasdotto IGI-Poseidon dalla gara per la condotta che porterà in Europa il gas azero. Nella disputa, tutt'ora aperta, tra i rimanenti progetti alternativi l'unico d'interesse per l'Italia resta pertanto il TAP. La decisione in merito all'assegnazione del contratto di trasporto del gas azero in Europa è prevista per giugno 2013.

Nell'aprile 2012, sentite le Autorità greca e albanese, l'Autorità ha approvato le *Linee guida* per l'avvio del c.d. *market test* per il progetto proposto dal consorzio TAP, nell'ambito della richiesta di esenzione dal *Third Party Access*, presentata ai sensi dell'art. 36 della direttiva 2009/73/CE (delibera 19 aprile 2012, 151/2012/R/gas).

Il 15 giugno 2012 il TAP ha avviato la procedura di "espressione di interesse", prima fase non vincolante, funzionale per valutare la richiesta di esenzione dell'obbligo di accesso a terzi (TPA). L'espressione di interesse prevedeva la registrazione dei soggetti interessati entro il 10 agosto 2012 e la trasmissione dei risultati alle autorità pubbliche entro il 30 agosto 2012. Il 9 agosto 2012 il consorzio TAP ha annunciato di avere raggiunto un accordo con il consorzio di sviluppo del giacimento di Shah Deniz (BP) per il finanziamento del gasdotto. Nel settembre 2012 è stato firmato un *memorandum*

a supporto dell'iniziativa tra i ministri esteri italiano, greco e albanese, mentre a fine dicembre 2012 l'Albania ha riconosciuto al gasdotto lo status speciale di opera di importanza nazionale. Il 13 febbraio 2013 è stato poi firmato un Accordo intergovernativo tra Italia, Grecia e Albania a supporto della realizzazione del TAP. Poco dopo, con la delibera 28 febbraio 2013, 78/2013/R/gas, l'Autorità ha adottato il documento *Joint Opinion of the Energy Regulators on TAP AG's Exemption Application*, predisposto congiuntamente alle Autorità per l'energia greca e albanese. Il 13 marzo 2013, il Ministro dello sviluppo economico ha firmato il decreto di esenzione per il gasdotto TAP, per l'importazione in Italia di gas naturale prodotto in Azerbaijan via Grecia e Albania, ai sensi dell'art. 36 della direttiva 2009/73/CE, per una quota del 100% dell'intera capacità nominale iniziale di trasporto, corrispondente a 10 G(m³) annui, e per un periodo di 25 anni a decorrere dalla data di inizio dell'operatività del gasdotto. Tale esenzione si applica sia all'obbligo che prevede di garantire l'accesso a terzi all'infrastruttura, sia all'obbligo che prevede di applicare una tariffa regolata. Il decreto di esenzione è stato trasmesso in data 14 marzo 2013 alla Commissione europea per la relativa decisione di ratifica. È stato anche completato lo studio *Feed (Front End Engineering Design)*. In data 28 marzo 2013 la Società TAP AG ha sottoposto al Consorzio Shah Deniz il DSP (*Decision Support Package*) relativo al progetto del gasdotto TAP *on shore* e *off shore*. In data 24 maggio 2013, il Consiglio dei ministri italiano ha approvato un disegno di legge per la ratifica dell'accordo tra la Repubblica di Albania, la Repubblica greca e la Repubblica italiana sul progetto.

Nonostante l'esclusione dalla gara azera, le attività del progetto IGI-Poseidon sono proseguite: in data 2 marzo 2013 il parlamento greco ha ratificato il *memorandum* di intesa sottoscritto tra i ministri greco e turco, in cui si conferma la volontà delle parti di promuovere congiuntamente il progetto ITGI, *Interconnector Turkey-Greece-Italy*, di cui fa parte l'IGI-Poseidon, collegamento sottomarino tra Otranto e la Grecia. Nel marzo 2013 IGI-Poseidon ha concluso l'iter autorizzativo italiano con la firma della concessione demaniale per l'approdo del gasdotto sul territorio del comune italiano di Otranto (LE). Alcune novità hanno riguardato il progetto Tauer Gas Pipeline (TGL), interconnessione bidirezionale Italia-Austria-Germania. Il consorzio TGL, composto per il 45% da Ruhrgas e per il restante 55% da altre società austriache, ha avviato a giugno 2012 la procedura di Valutazione di impatto ambientale (VIA) in una delle tre regioni austriache attraversate dall'infrastruttura. Nel mese di novembre

TAV. 3.4

Gasdotti in progetto

Capacità in G(m³)/anno;
lunghezza in km

SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE	LUNGHEZZA	COMPLETAMENTO STUDIO DI FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
TAP Trans Adriatic Pipeline (Grecia-Albania-Italia)						
TAP AG (Egl 42,5%; Statoil Hydro 42,5%; E.On 15%)	Brindisi	10/20	520	2006	2017	Linee guida per l'avvio del market test approvate dall'Autorità ad aprile 2012. Firma dell'accordo intergovernativo trilaterale necessario per lo sviluppo del gasdotto a febbraio 2013. Decreto di esenzione dagli obblighi di accesso di terzi (TPA) e dall'applicazione della tariffa regolata, per 25 anni e per il 100% della capacità, firmato a marzo 2103. Il decreto di esenzione, con prescrizioni, è stato trasmesso alla Commissione europea per la relativa ratifica.
IGI Interconnector Grecia Italia (Italia-Grecia)						
IGI Poseidon SA (Depa 50%; Edison 50%)	Otranto (Lecce)	8.8	250	2005	2017	Concessa nel 2007 (con prescrizioni) l'esenzione dagli obblighi di accesso di terzi (TPA) per 25 anni e per il 100% di capacità. Concluso, nel marzo 2013, l'iter autorizzativo italiano con la firma della concessione demaniale per l'approdo del gasdotto sul territorio del comune italiano di Otranto.
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	Nell'ottobre 2010 ha ottenuto il diritto di allocazione prioritaria (100% della capacità per 25 anni). Nell'aprile 2012 la Regione Sardegna ha dato il via libera all'autorizzazione definitiva, ponendo come condizione l'avvio dei lavori di realizzazione entro i 12 mesi successivi all'autorizzazione definitiva da parte del MSE. Prorogata la decisione finale di investimento.
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	Avviate nel 2012 le procedure di VIA in due delle tre regioni austriache attraversate dalla infrastruttura. Annunciata nel gennaio 2013 la procedura per la selezione di nuovi soci per il progetto. La società TGL ha avanzato richiesta di esenzione degli obblighi di accesso di terzi (TPA) al regolatore austriaco e all'Autorità italiana, ma quest'ultima è stata successivamente ritirata.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

2012, l'iter autorizzativo è proseguito con la presentazione di VIA anche in una seconda regione dell'Austria (Salisburgo), mentre è attesa quella per la rimanente regione (Carinzia). Secondo fonti societarie, l'operatività del gasdotto è prevista per il 2018. I soci del TGL hanno inoltre annunciato, nel gennaio 2013, l'avvio della procedura per la selezione di nuovi soci. La società TGL ha già avanzato richiesta di esenzione dei diritti di accesso di terzi (TPA) al regolatore austriaco. È in corso di predisposizione un accordo tra le Autorità di regolazione austriaca, tedesca e italiana in avvio al quale è stata avanzata istanza di esenzione, successivamente ritirata, anche all'Autorità italiana.

Per quanto concerne il progetto GALSI, gasdotto di connessione Algeria-Sardegna-Toscana, nell'aprile 2012 la Regione Sardegna ha dato il via libera all'autorizzazione definitiva del progetto, ponendo come condizione l'avvio dei lavori di realizzazione entro i dodici

mesi successivi al ricevimento dell'autorizzazione definitiva da parte del Ministero dello sviluppo economico. È tuttora in corso la definizione con la Regione Toscana delle misure di compensazione. Nel giugno 2012, il Ministero dello sviluppo economico ha reso nota la sua intenzione di emanare il decreto autorizzativo per il gasdotto, che a fine 2011 aveva ottenuto il via libera da parte della Conferenza dei servizi. A fine maggio 2013 l'Assemblea dei soci del progetto GALSI ha confermato un ulteriore slittamento della decisione finale di investimento a maggio 2014: le difficoltà che il progetto ha dovuto affrontare negli ultimi anni – bassi consumi, affollamento delle infrastrutture in programmazione e forte opposizione locale – hanno infatti accresciuto l'incertezza sulla sua realizzazione. Si rammenta che il progetto GALSI ha ottenuto nell'ottobre 2010, dal Ministero dello sviluppo economico, l'allocatione prioritaria per il 100% della capacità e per un periodo di 25 anni.

Infrastrutture del gas

Trasporto

La Rete nazionale dei gasdotti (RNG) è stata aggiornata nel gennaio 2013 dal Ministero dello sviluppo economico⁶. All'elenco dei gasdotti che facevano parte della RNG, sono stati aggiunti, su istanza della società Snam Rete Gas, i tratti dei gasdotti Terranuova Bracciolini-Montelupo Fiorentino, Montelupo Fiorentino-Palaia, Palaia-Collesalveti e i tratti Collesalveti-Suese, nonché l'allacciamento Ital Gas Storage di Cornegliano Laudense, al fine di permettere, rispettivamente, il collegamento del metanodotto denominato "Allacciamento terminale OLT al largo della costa toscana - Suese" e il collegamento del nuovo punto di entrata/uscita interconnesso con il campo di stoccaggio di Cornegliano

Laudense (in provincia di Lodi). Inoltre, in seguito a istanza della società Gasdotti Italia, è stata inserita nella RNG la nuova dorsale DN 24 Chieti-Larino. All'elenco degli *interconnector* è stato inoltre aggiunto, in seguito a istanza della società Burns, l'*interconnector* Eagle LNG, in progetto tra l'Albania e l'Italia.

Nessuna novità ha però caratterizzato l'assetto del trasporto del gas naturale nel 2012. 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). Rispetto allo scorso anno si segnala comunque la scissione parziale e proporzionale del ramo d'azienda del trasporto di gas naturale di Edison Stoccaggio a favore della società Infrastrutture Trasporto Gas (efficace dall'1 ottobre 2012). Quest'ultima società gestisce

⁶ Tramite il decreto del Ministero dello sviluppo economico 28 gennaio 2013, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 42 del 19 febbraio 2013.

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.277	22.968	32.245
Società Gasdotti Italia	353	1.053	1.046
Retragas	-	405	405
Infrastrutture Trasporto Gas	83	-	83
Metanodotto Alpino	-	76	76
Energie	-	67	67
Gas Plus Trasporto	-	41	41
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	-	41	41
Netenergy Service	-	36	36
Italcogim Trasporto	-	15	15
TOTALE	9.713	24.702	34.415

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.5

Reti delle società di trasporto
nel 2012
km

gli 83 km di rete nazionale precedentemente gestiti da Edison Stoccaggio.

Il principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas, possiede 32.245 km di rete sui 34.415 di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente amministra 1.046 km di rete, di cui 353 sulla Rete nazionale. Vi sono poi, oltre alla già citata Infrastrutture Trasporto Gas, altri sette operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale. 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. Nelle ultime cinque colonne sono invece riportati i volumi di gas che sono transitati sulle reti e sono stati riconsegnati a diverse tipologie di utenti, oltre al numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti. L'ultima riga della tavola, denominata "Aggregato nazionale", mostra le riconsegne a punti di uscita che non sono riconducibili ad alcuna regione, in quanto punti di esportazione o di uscita verso impianti di stoccaggio o di riconsegna ad altre imprese di trasporto.

TAV. 3.6

Attività di trasporto per regione nel 2012

Lunghezza reti in km;

volumi riconsegnati in M(m³)

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNA TI				TOTALE	NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTTRICI	ALTRO ^(A)		
Valle d'Aosta	0	56	47	50	0	0	97	11
Piemonte	504	2.164	3.846	1.071	3.017	78	8.011	508
Liguria	22	455	937	192	386	2	1.518	65
Lombardia	605	4.430	9.149	2.512	5.139	595	17.396	2.288
Trentino Alto Adige	108	372	663	277	57	0	997	83
Veneto	817	2.076	4.174	1.197	721	508	6.600	554
Friuli Venezia Giulia	491	565	869	635	945	233	2.683	174
Emilia Romagna	1.199	2.669	4.523	2.614	3.335	6.017	16.490	727
Toscana	479	1.598	2.324	1.010	1.945	3	5.282	322
Lazio	429	1.452	2.231	635	1.013	623	4.502	455
Marche	302	642	927	353	34	87	1.401	209
Umbria	179	464	540	283	218	0	1.041	94
Abruzzo	563	927	725	315	501	92	1.633	312
Molise	285	523	134	60	282	602	1.079	139
Campania	550	1.397	1.079	461	1.208	7	2.755	616
Puglia	690	1.354	1.110	920	2.265	3	4.298	286
Basilicata	432	891	206	106	117	0	429	208
Calabria	986	1.141	297	36	1.433	4	1.770	260
Sicilia	1.072	1.526	724	1.027	2.487	6	4.243	252
Sardegna	0	0	0	0	0	0	0	0
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	9.764	9.764	2
ITALIA	9.713	24.702	34.506	13.755	25.103	18.625	91.988	7.565

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2012 sono stati riconsegnati sulle reti di trasporto poco più di 90 G(m³) a circa 7.600 punti di riconsegna; l'attività di trasporto ha quindi registrato una riduzione del 3,7% rispetto al 2011, quando i volumi avevano toccato 95.695 G(m³).

La discesa si è manifestata per tutte le tipologie di clienti, tranne che per le riconsegne a impianti di distribuzione, le quali hanno registrato, rispetto allo scorso anno, un lieve aumento dell'1,1%: le riconsegne a clienti finali industriali sono diminuite del 3,4%, quelle della 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) del 4,8%, quelle presso i clienti termoelettrici del 3,1%.

La tavola 3.7 mostra i risultati dei conferimenti di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2012-2013. Complessivamente la capacità conferibile è pari a 298,6 M(m³)/giorno.

I risultati del conferimento per l'anno termico 2012-2013 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 91,6% a 54 soggetti. Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2013 la medesima quota sale fino al 92,9%.

TAV. 3.7

Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2012-2013
M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI ^(B)
Passo Gries	59,0	55,3	3,7	93,6	33
Tarvisio	107,0	107,0	0,0	100,0	48
Mazara del Vallo	99,0	86,7	12,3	87,6	8
Gorizia ^(A)	2,0	0,1	1,9	6,5	1
Gela	31,6	24,4	7,2	77,2	2
TOTALE	298,6	273,5	25,1	91,6	54
Terminali di GNL					
Panigaglia	13,0	11,0	2,0	84,6	-
Cavarzere	26,4	21,0	5,4	79,7	-

(A) Si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

(B) Numero di soggetti titolari di capacità di trasporto di tipo continuo; poiché diversi soggetti hanno ottenuto capacità di trasporto in più punti, il numero totale di soggetti è inferiore alla somma dei singoli punti di interconnessione.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della rete in corrispondenza dei due terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13,0 M(m³)/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(m³)/giorno. Poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità e per 25 anni, ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 55/03/CE, la capacità conferibile in tale punto sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m³)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Inoltre, per i primi cinque anni termici (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.

Complessivamente, nell'anno solare 2012, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla Rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 248, contro i 219 del 2011, e la

percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%. Il numero di utenti del sistema di trasporto è di 997 unità (nel 2011 erano 1.051).

Conferimenti pluriennali

Nella tavola 3.8 sono riportati i dati relativi alle capacità di tipo pluriennale conferite (all'ottobre 2012) 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 2014-2015, complessivamente a quattordici soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche i dati relativi all'anno termico 2013-2014, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno.

Mentre per la capacità conferibile si confermano valori identici a quelli degli ultimi anni, la capacità non conferita subisce un incremento notevole in diversi punti di ingresso sulla rete di trasporto nazionale. Passo Gries, in special modo, vede due aumenti consecutivi: per 23,9 M(m³)/giorno nell'anno termico 2014-2015, e per 13,7 M(m³)/giorno a partire dall'anno termico 2015-2016.

Per Tarvisio si prevede un aumento di 10,8 M(m³)/giorno dall'anno termico 2018-2019, mentre a Mazara del Vallo si liberano 2,6 M(m³)/giorno dall'anno termico 2016-2017, 6,2 M(m³)/giorno dall'anno

termico 2017-2018 e 10,8 M(m³)/giorno dall'anno termico 2018-2019. Infine a Gela, la disponibilità si accrescerà di 10,9 M(m³)/giorno dall'anno termico 2017-2018.

TAV. 3.8

Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2013-2014 al 2018-2019 M(m³) standard per giorno

ANNO TERMICO	PUNTI DI ENTRATA					
	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PASSO GRIES	GELA	GORIZIA	CAVARZERE
2013-2014						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	82,0	86,7	45,1	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	25,0	12,3	13,9	9,7	2,0	0,0
2014-2015						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	81,7	86,5	21,2	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	25,3	12,5	37,8	9,7	2,0	5,4
2015-2016						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,8	86,5	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,2	12,5	51,7	9,7	2,0	5,4
2016-2017						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,5	83,9	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,5	15,1	51,7	9,7	2,0	5,4
2017-2018						
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
2018-2019						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	69,7	66,9	7,3	11,0	0,0	21,0
Capacità disponibile	37,3	32,1	51,7	20,6	2,0	5,4

Fonte: Snam Rete Gas.

Stoccaggio

In Italia lo stoccaggio di gas naturale è svolto in base a quindici concessioni vigenti (Tav. 3.9). I siti di stoccaggio attivi sono dieci, tutti realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti.

Secondo i dati pubblicati nel *Rapporto Annuale 2013* della Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, nell'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(m³) – di cui 5,1 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico – e una punta nominale massima di erogazione del sistema pari a 274,6 M(m³) al giorno (Tav.3.9).

Nel 2012, il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 29 marzo aveva introdotto una prima innovazione nella disciplina dello stoccaggio strategico, in coerenza con le nuove disposizioni

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	SCADENZA
Alfonsine	Stogit	100%	Emilia Romagna	85,88	01/01/2017
Bordolano	Stogit	100%	Lombardia	62,97	06/11/2021
Brugherio	Stogit	100%	Lombardia	57,85	01/01/2017
Cellino	Edison Stoccaggio	100%	Abruzzo	30,38	10/12/2014
Collalto	Edison Stoccaggio	100%	Veneto	88,95	16/06/2024
Cornegliano	Ital Gas Storage	100%	Lombardia	24,23	15/03/2031
Cortemaggiore	Stogit	100%	Lombardia - Emilia Romagna	81,61	01/01/2017
Cugno Le Macine	Geogastock	100%	Basilicata	48,16	02/08/2032
Fiume Treste	Stogit	100%	Abruzzo - Molise	76,79	21/06/2022
Minerbio	Stogit	100%	Emilia Romagna	68,61	01/01/2017
Ripalta	Stogit	100%	Lombardia	62,96	01/01/2017
Sabbioncello	Stogit	100%	Emilia Romagna	100,15	01/01/2017
San Potito e Cotignola	Edison Stoccaggio Blugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia Romagna	51,76	24/04/2029
Sernano	Stogit	100%	Lombardia	42,31	01/01/2017
Settala	Stogit	100%	Lombardia	50,73	01/01/2017

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

TAV. 3.9

Concessioni di stoccaggio
in Italia

SITO DI STOCCAGGIO	WORKING GAS M(m ³)	PUNTA MASSIMA NOMINALE
		M(m ³)/giorno
Brugherio	330	8,0
Cellino	118	0,8
Collalto	440	2,8
Cortemaggiore	960	15,0
Fiume Treste	4.005	66,0
Minerbio	3.078	57,0
Ripalta	1.686	12,0
Sabbioncello	939	20,0
Sernano	2.244	55,5
Settala	1.820	37,5
TOTALE	15.620	274,6

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

TAV. 3.10

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

avviate dal decreto legislativo n. 93/11, fissando, tra l'altro, che lo stoccaggio strategico per l'anno termico di stoccaggio 2012-2013 fosse ridotto a 4,6 G(m³) standard rispetto ai previgenti 5,1 G(m³). L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato poi ulteriormente e fortemente rinnovato nel mese di febbraio 2013, con l'emanazione, da parte del Ministro dello sviluppo economico, di due decreti (decreti 15 febbraio 2013), che fissano una nuova ripartizione delle capacità tra i servizi che dovranno essere offerti a partire dall'anno termico 2013-2014, nonché definiscono i criteri

per il loro conferimento. In particolare:

- la capacità disponibile, frutto della riduzione dei volumi della riserva strategica, è destinata, con le proporzioni riportate nella tavola 3.11, ai servizi per gli utenti dei servizi di rigassificazione a garanzia del rispetto dei programmi di rigassificazione in presenza di eventi imprevedibili (per esempio, climatici), nonché alle imprese industriali, per favorire l'approvvigionamento diretto di GNL dall'estero;

- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione è fissata, per l'anno termico 2013-2014, pari a 6,7 G(m³), allocati, in parte, proporzionalmente alle richieste, in parte – e qui sta la novità –, in asta; a tale capacità è associata una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svasso;
- la riduzione della capacità destinata allo stoccaggio di modulazione ha reso disponibile una quota di capacità per il

mercato pari a circa 1,7 G(m³), cui è associato un profilo di prelievo piatto nel corso dell'anno, e che viene conferita in asta. A tale quota si sommano le capacità eventualmente non richieste per i servizi di stoccaggio per il GNL.

In sintesi, i recenti decreti ministeriali del 15 febbraio 2013, configurano il nuovo assetto dello stoccaggio in base a due tipi di

TAV. 3.11

Distribuzione dello spazio di stoccaggio negli anni termici 2012-2013 e 2013-2014

M(m³) standard

SERVIZIO	ANNO TERMICO 2012-2013			ANNO TERMICO 2013-2014		
	MODALITÀ DI CONFERIMENTO	SPAZIO	SERVIZIO	MODALITÀ DI CONFERIMENTO	SPAZIO	
Decreto legislativo n. 130/10	Fisico disponibile	2.410	Decreto legislativo n. 130/10	Fisico disponibile	2.596	
Minerario	Definito da MSE	376	Minerario	Definito da MSE	258	
Bilanciamento trasportatori	In base alla richiesta	173	Bilanciamento trasportatori	In base alla richiesta	202	
Non conferito (derivante dalla riduzione di gas strategico)		516	Utenti dei servizi di rigassificazione	Definito da MSE	50	
			Imprese industriali "import GNL"	Definito da MSE	450	
Modulazione (complemento al <i>working</i> disponibile)	<i>Pro quota</i>	8.331	"Punta" (ex modulazione)	Pro quota	4.200	
			Uniforme (complemento al <i>working</i> disponibile)	Ad asta	2.500	
				Ad asta	1.740	
Strategico	Definito da MSE	4.600	Strategico	Definito da MSE	4.600	
TOTALE		16.406	TOTALE		16.596	

Fonte: AEEG.

prestazione e tre modalità di conferimento. In particolare, i prodotti disponibili agli utenti, secondo specifiche condizioni, possono essere:

- una disponibilità di prestazione di erogazione variabile anche in funzione del mese della fase di erogazione (prodotto di punta);
- una disponibilità di prestazione di erogazione costante per tutta la durata della fase di erogazione (prodotto uniforme).

Le modalità di conferimento, invece, possono essere di tre tipi:

- la prima, in proporzione alle richieste;
- la seconda, specifica per le capacità definite del ministero

e per quelle finanziate nell'ambito delle misure del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130;

- la terza, attraverso procedure di asta competitiva.

In termini di spazio per riserva attiva, le capacità conferite da Stogit per l'anno termico concluso, 1 aprile 2012 – 31 marzo 2013, hanno raggiunto circa 15,2 G(m³) standard, equivalenti a circa 580 milioni di GJ. Rispetto all'anno termico 2011-2012, tenuto conto degli incrementi di capacità intervenuti nel corso dello stesso anno, lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 0,1 G(m³). Dei 15,2 G(m³) messi a disposizione da Stogit, 10,7 G(m³) sono stati riservati ai servizi di stoccaggio di modulazione, minerario, bilanciamento operativo della rete di trasporto e ai servizi relativi al decreto legislativo n. 130/10; circa 4,5 G(m³) sono stati destinati alla riserva

strategica.

Nel complesso, nell'anno termico 2012-2013 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 63 operatori: 52 utenti del servizio di modulazione (dei quali tre hanno utilizzato anche il servizio minerario), 3 utenti del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e 8 utenti del servizio di stoccaggio minerario (senza avere sottoscritto contratti per il servizio di modulazione). I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2013, sono risultati pari a circa 17,8 G(m³), di cui 9,5 in erogazione e 8,3 in iniezione.

Le capacità di spazio per riserva attiva, messe a disposizione da Edison Stoccaggio, nell'anno termico 2012-2013, sono ammontate a circa 0,6 G(m³). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati 17: 16 utenti del servizio di modulazione e 1 del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi di Edison Stoccaggio, a marzo 2013, sono risultati pari a circa 1 G(m³), di cui 0,5 in erogazione e 0,5 in iniezione.

Dall'anno termico 2012-2013 il servizio di stoccaggio strategico non è più contrattualizzato.

Situazione delle istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Come anticipato nel paragrafo relativo allo sviluppo delle infrastrutture di importazione, il Piano decennale (non vincolante) di sviluppo della rete a livello comunitario (TYNDP) cita gli stoccaggi quali infrastrutture di importanza strategica per lo sviluppo del mercato⁷.

La Strategia energetica nazionale, in relazione allo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio volta alla sicurezza del sistema e a prevenire situazioni di emergenza⁸, prevede inoltre che il potenziamento

della capacità di stoccaggio (la SEN cita, quali infrastrutture di stoccaggio necessarie per la sicurezza del sistema, i progetti già in costruzione e autorizzati per un incremento di punta di 75 milioni di m³/giorno), unitamente allo sviluppo delle infrastrutture strategiche di importazione, contribuirà, insieme alle altre eventuali nuove capacità commerciali, a incrementare la liquidità e la competitività del mercato, rappresentando anche un potenziale per la modulazione dei flussi per l'esportazione.

Nella tavola 3.12 è riportato lo stato attuale delle istanze di concessione per nuovi siti di stoccaggio da parte del Ministero dello sviluppo economico. Tra i progressi realizzati di recente, si segnala l'emanazione del decreto di concessione di stoccaggio da parte dei Ministeri dello sviluppo economico e dell'ambiente d'intesa con la Regione Basilicata, datato 2 agosto 2012, nei confronti del progetto Geogastock del gruppo russo Renova (che controlla la società svizzera Avelar Energy), situato in Basilicata e denominato "Cugno Le Macine".

Relativamente all'ulteriore progetto Geogastock, in Basilicata, denominato "Serra Pizzuta", il procedimento di rilascio della concessione è di fatto bloccato, in quanto la Regione Basilicata non si è ancora espressa in merito all'intesa.

Relativamente ai procedimenti in corso, Palazzo Moroni (AP), San Benedetto (AP), Romanengo (CR), Bagnolo Mella (BS), Poggiofiorito (TE), Sinarca (CB), solo per il progetto di Palazzo Moroni si è avuto un avanzamento dell'iter; infatti, nel mese di ottobre 2012, è intervenuto il decreto VIA con prescrizioni da parte del Ministero dell'ambiente di concerto con il Ministero dei beni culturali e ambientali.

Per il sito di Bagnolo Mella è da segnalare l'entrata di un nuovo azionista di rilievo nella struttura societaria. Nel mese di luglio 2012, Gaz de France ha acquisito il 40% delle quote del progetto; la nuova

⁷ In particolare, il TYNDP menziona i seguenti stoccaggi: San Potito e Cotignola (Edison Stoccaggio e Blugas), la cui realizzazione è prevista per l'estate 2013, Bordolano (Stogit), in attesa di intesa dalla Regione Lombardia, Palazzo Moroni (Edison Stoccaggio).

⁸ Analoghe a quelle del febbraio 2012, riducendo progressivamente la necessità di misure di contenimento dei consumi industriali e di mantenimento e attivazione di centrali elettriche di riserva, alimentate a olio combustibile.

TAV. 3.12

Istanze di concessione di stoccaggio al marzo 2013

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m ³)	PUNTA M(m ³)/giorno	SITUAZIONE
Cugno Le Macine (MT)	Geogastock (Avelar Energy 100%)	700	8	Concessa; emanato il decreto di concessione del Ministero dello sviluppo economico e dell'ambiente d'intesa con la Regione Basilicata (agosto 2012).
Serra Pizzuta (MT)	Geogastock (Avelar Energy 100%)	100	0,7	In istruttoria; VIA positiva con prescrizioni (febbraio 2009); mancata espressione dell'intesa regionale.
Palazzo Moroni (AP)	Edison Stoccaggio	70	0,8	In istruttoria; emanato il decreto VIA con prescrizioni (ottobre 2012); il Ministero dello sviluppo economico è in attesa della presentazione del progetto da parte della società per l'avvio della Conferenza dei servizi.
Bagnolo Mella (BS)	Retragas (50%), Edison Stoccaggio (10%), GdF Suez Energia Italia (20%) e Storengy(20%)	n.d.	n.d.	In istruttoria; la procedura VIA è in corso.
Sinarca (CB)	Gas Plus Storage (60%), Edison Stoccaggio (40%)	324	3,2	In istanza di concessione; proseguono i lavori della Conferenza dei servizi per il rilascio della concessione, iniziati nel 2010.
San Benedetto (AP)	Gas Plus Storage (51%), Gaz de France/Acea (49%)	n.d.	n.d.	In istruttoria; in corso l'iter autorizzativo di VIA.
Romanengo (CR)	Enel Trade	n.d.	n.d.	In istruttoria; emanato il decreto VIA con prescrizioni (maggio 2011); il Ministero dello sviluppo economico è in attesa della presentazione del progetto da parte della società per l'avvio della Conferenza dei servizi.
Poggiofiorito (TE)	Gas Plus Italiana	160	1,7	In istruttoria; la procedura di VIA è in corso.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

compagine societaria è ora composta da Retragas al 50%, Edison Stoccaggio al 10% e Gdf Suez Energia Italia e Storengy (filiale di Gdf Suez per lo stoccaggio gas) con il 20% ciascuna. Per questo sito la procedura VIA è tuttora in corso.

Nel corso del 2012, inoltre, sono proseguiti i lavori della Conferenza dei servizi per il rilascio della concessione per il progetto del sito di Sinarca, iniziati nel 2010.

Lo scorso anno, infine, il Ministero dello sviluppo economico ha rigettato due istanze di concessione, relativamente ai progetti di Voltido (CR) e Rivara (MO). Per quanto riguarda il progetto di Voltido, a fine maggio 2012 il Ministero dello sviluppo economico ha rigettato l'istanza di concessione, a causa della perdurante carenza di interesse da parte del proponente, la società Blugas Infrastrutture.

Per il progetto di Rivara della società Erg Rivara Storage, nel mese di aprile 2012 la Regione Emilia Romagna ha espresso intesa negativa

al progetto di accertamento di fattibilità. Nel luglio 2012 la società ha presentato ricorso dinanzi al TAR contro la delibera della Regione. A seguito dell'intesa negativa, il Ministero dello sviluppo economico ha prima rigettato l'istanza di accertamento della fattibilità dello stoccaggio e quindi, il 3 aprile 2013, ha emanato il decreto di rigetto dell'istanza di concessione.

Terminali di GNL

La tavola 3.13 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 delle infrastrutture in programma in Italia. Le tappe principali di tale iter sono costituite dalla valutazione sull'impatto ambientale

del progetto infrastrutturale, dallo svolgimento della Conferenza dei servizi – incaricata, tra l'altro, di stabilire con gli enti locali le eventuali compensazioni economiche e ambientali per il territorio su cui dovrebbe sorgere l'impianto – e dall'autorizzazione unica alla costruzione e all'esercizio dell'impianto, da parte del Ministero dello sviluppo economico.

Tra i progetti già autorizzati dal Ministero dello sviluppo economico, troviamo quelli di Falconara Marittima (AN), Gioia Tauro (RC) e Livorno, nonché Porto Empedocle (AG), autorizzato dalla Regione Sicilia. Gli ultimi tre sono inclusi nel Piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello comunitario (TYNDP), di cui si è detto nel paragrafo relativo allo sviluppo delle infrastrutture di importazione. Insieme a essi, nel TYNDP sono elencati anche i progetti di Brindisi, di Zaule (TS) e il potenziamento di Panigaglia (SP). Il terminale di Livorno, OLT *Offshore*, è citato anche nella SEN quale infrastruttura che, insieme ai terminali già in esercizio a Panigaglia e al largo di Rovigo, contribuirà a incrementare la sicurezza di approvvigionamento.

Tra tutte le iniziative citate, l'OLT *Offshore*, controllato da una *joint venture* tra E.On e Iride, è quella più prossima all'entrata in esercizio: l'arrivo della nave metaniera riconvertita a terminale è infatti previsto per fine giugno 2013 e l'avvio dell'attività commerciale è atteso per il terzo trimestre del 2013, in tempo per l'anno termico 2013-2014. La società ha chiesto di poter raddoppiare il peso delle ancore che assicureranno il terminale al fondo marino, allo scopo di aumentare la resistenza fisica dell'ormeggio e anche in vista di una eventuale estensione della vita utile dell'impianto. Il Ministero dell'ambiente ha autorizzato in ottobre le modifiche (escludendole dalla procedura di VIA), seppure con l'introduzione di prescrizioni, che consentiranno la ricezione di metaniere più grandi di quanto inizialmente previsto – ora fino a 155.000 m³ di gas liquido – e miglioramenti nel sistema di ancoraggio.

La sospensione da parte dell'Autorità – avvenuta a ottobre 2012 – dell'applicazione del fattore di garanzia sui ricavi degli impianti⁹ ha indotto la società OLT *Offshore* a segnalare al Ministero dello sviluppo economico che, in relazione alla attuale situazione del mercato del GNL, stava considerando l'opportunità di rinunciare all'esenzione dal TPA, ma si riteneva penalizzata dall'intervento dell'Autorità. A gennaio di quest'anno, il Ministero dello sviluppo economico ha peraltro chiarito alla società che, pur rientrando

nelle infrastrutture di interesse strategico, il terminale di rigassificazione OLT *Offshore* non potrà usufruire degli incentivi previsti dalla SEN, in quanto gli stessi sono applicabili solo a nuove infrastrutture, la cui realizzazione non sia ancora iniziata. A seguito di tale chiarimento, OLT *Offshore* ha presentato ricorso al TAR contro l'Autorità, chiedendo l'annullamento della delibera 31 ottobre 2012, 451/2012/R/gas, e ha comunque chiesto all'Autorità una revisione della stessa delibera, lamentando una situazione di potenziale pregiudizio. In data 8 febbraio 2013, il TAR ha concesso la sospensiva della delibera e ha fissato l'udienza per il 13 giugno 2013. A fine marzo 2013, OLT *Offshore* ha annunciato la pubblicazione delle informazioni necessarie per procedere con i conferimenti di capacità del terminale, che come si è detto dovrebbe avviare l'attività commerciale all'inizio del prossimo anno termico 2013-2014. La società ha deciso di affidare al mercato l'allocazione dell'intera capacità del terminale, rinunciando alla richiesta di TPA, che avrebbe riservato ai soci il 100% della capacità.

Per quanto riguarda il terminale di Falconara Marittima, successivamente al rilascio, nel gennaio 2012, dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio del rigassificatore, e a seguito della richiesta di esenzione sia dall'obbligo di dare accesso a terzi, sia dall'applicazione delle tariffe regolate, avanzata dalla società API Nòva Energia il 2 Aprile 2012, il Ministero dello sviluppo economico ha comunicato all'Autorità che, da una prima valutazione dell'istanza, le condizioni per la concessione dell'esenzione risultavano soddisfatte. Il Ministero dello sviluppo economico ha inoltre richiesto all'Autorità di definire le modalità relative alla procedura di cui all'art. 36, della direttiva 2009/73/CE, che per le nuove importanti infrastrutture dispone la possibilità di essere oggetto, su richiesta e per un periodo di tempo definito, di una deroga alle disposizioni sull'organizzazione dell'accesso al sistema del gas naturale, specificate nella stessa direttiva. In data 1 giugno 2012, la Commissione ha chiesto chiarimenti in relazione all'istanza. Per il terminale di Gioia Tauro, autorizzato nel febbraio dello scorso anno, la società LNG MedGAS è in attesa della bozza dell'atto concessorio per la condivisione delle prescrizioni contenute nell'atto stesso; verosimilmente, la stipula della concessione demaniale, relativa all'area dove sarà costruito il terminale, sarà definita nel secondo semestre dell'anno in corso.

Nel giugno 2012 il Ministero dello sviluppo economico ha emanato

⁹ Vedi il capitolo 3 del Volume II.

il decreto definitivo di esenzione dall'obbligo di accesso ai terzi per il terminale progettato da Nuova Energia (posseduta da Enel al 90%) a Porto Empedocle. Inizialmente l'esenzione era stata concessa per 25 anni, ma la Commissione europea, cui il Ministero dello sviluppo economico ha notificato il provvedimento di esenzione, ha raccomandato le seguenti prescrizioni:

- che la durata dell'esenzione venisse automaticamente ridotta a 20 anni, nell'eventualità che la durata della concessione demaniale superi i 30 anni;
- che, al fine di tutelare la concorrenza sul mercato del gas italiano, il destinatario del decreto di esenzione (incluse le società madri e le affiliate) venisse assoggettato alla condizione di non vendere più di 0,4 G(m³) all'anno delle capacità di rigassificazione sotto forma di contratti a lungo termine (ossia contratti della durata superiore a un anno), a qualsiasi impresa (o alle relative affiliate) che controlli oltre il

40% della capacità di importazione di gas in Italia, oppure in qualsiasi mercato all'ingrosso o al dettaglio in Italia.

Il Ministero dello sviluppo economico, recependo integralmente le prescrizioni della Commissione, ha quindi concesso il decreto definitivo di esenzione dall'obbligo di accesso a terzi per 20 anni e per il 100% della capacità.

Nell'ottobre 2012 Enel ha richiesto l'esclusione dalla VIA dell'ambientalizzazione della propria centrale elettrica di Porto Empedocle, collegata al terminale. Il 7 gennaio 2013 il sindaco di Porto Empedocle ha annunciato che entro il 2013 inizieranno i lavori di costruzione del terminale; al momento i lavori sono rivolti a rinforzare la banchina che costeggia l'area destinata al terminale.

Un andamento altalenante ha caratterizzato, anche lo scorso anno, le vicende del progetto di Brindisi, promosso da British Gas. Pur essendo state rimosse alcune prescrizioni contenute nella VIA

TAV. 3.13

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al marzo 2013

Capacità di rigassificazione in G(m³)/anno

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Livorno 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	Autorizzato (febbraio 2006); ottenuto assenso, con esclusione di VIA, su modifiche al sistema di ancoraggio (ottobre 2012); varata a Dubai la nave che diverrà il terminale con arrivo atteso per giugno 2013. L'operatività del terminale è prevista per il terzo trimestre 2013.
Falconara Marittima (AN)	Api Nòva Energia	4	n.d.	Autorizzato (dicembre 2011); richiesta esenzione dal TPA e dalle tariffe regulate (gennaio 2012) ancora all'esame del Ministero dello sviluppo economico.
Gioia Tauro (RC)	LNG MedGas Terminal [Fingas 69,77% (Sorgenia e Iride); Medgas Italia 30,23%]	12	n.d.	Autorizzato (febbraio 2012); LNG MedGas ha ottenuto la concessione demaniale relativa all'area dove sarà costruito il terminale (marzo 2013).
Porto Empedocle (AG)	Nuova Energia (Enel 90%)	8	n.d.	Autorizzato (ottobre 2009) dalla Regione Sicilia; decreto di esenzione per il 100% della capacità e per 25 anni (settembre 2011) notificato alla Commissione europea che ha chiesto modifiche; il 6 giugno 2012 il Ministero dello sviluppo economico ha emanato il decreto definitivo di esenzione dall'obbligo di accesso a terzi per 20 anni e per il 100% della capacità (integralmente recepite le prescrizioni della Commissione); richiesta esclusione dalla VIA dell'ambientalizzazione della centrale elettrica collegata al terminale (ottobre 2012); atteso entro il 2013 l'avvio dei lavori di costruzione del terminale.

TAV. 3.13 - SEGUE

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al marzo 2013

Capacità di rigassificazione in G(m³)/anno

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8	n.d.	Esenzione dall'obbligo TPA per l'80% della capacità e per 20 anni (novembre 2004); VIA positiva con prescrizioni (luglio 2010); annunciato ma poi rettificato l'abbandono del progetto (marzo 2012); approvato lo studio di fattibilità dal Comitato tecnico regionale (giugno 2012); convocata la Conferenza dei servizi (dicembre 2012). Sul decreto VIA e sul decreto di sospensiva del precedente decreto di autorizzazione emanato in carenza di VIA, pendono tuttora ricorsi al TAR Lazio della società, degli enti locali e di associazioni di ambientalisti.
Zaule (TS)	Gas Natural Rigassificazione Italia (100% Gas Natural Fenosa)	8	n.d.	VIA positiva con prescrizioni per il terminale (luglio 2009) e per il gasdotto Zaule-Villesse di collegamento del futuro terminale alla Rete nazionale (ottobre 2010); aperta la Conferenza dei servizi (marzo 2012); il Consiglio di Stato ha riconosciuto la competenza statale nel procedimento autorizzativo (novembre 2012), avviata quindi la richiesta di autorizzazione unica al Ministero dello sviluppo economico; in seguito al parere aggiuntivo, richiesto (dicembre 2012) alla Commissione VIA dal Ministro dell'ambiente circa l'impatto della presenza del rigassificatore sul traffico portuale triestino, l'efficacia della VIA approvata nel 2009 è stata sospesa per sei mesi con decreto del maggio 2013. Di conseguenza è stato sospeso anche il procedimento di autorizzazione per la stessa durata.
Rada di Augusta/ Melilli/Priolo (SR)	Ionio Gas (ERG Power Et Gas 50%; Shell Energy Italia 50%)	8	n.d.	Progetto abbandonato.
Portovenere (SP)	GNL Italia (Snam 100%)	8	n.d.	Decreto di VIA positiva per l'ampiamiento della capacità di rigassificazione (settembre 2010).
Monfalcone (TS)	Terminale Alpi Adriatico (E.ON 100%)	8	n.d.	Decreto di VIA positiva con prescrizioni (ottobre 2010).
Rosignano (LI)	Edison - BP - Solway	8	n.d.	Decreto di VIA positiva con prescrizioni (novembre 2010); la Regione Toscana ha adottato un piano energetico regionale che prevede solo un rigassificatore.
Porto Recanati (AN)	Tritone GNL (Gaz de France -Suez)	5	n.d.	Decreto di VIA positiva con prescrizioni (gennaio 2011); progetto sospeso dalla società.
Taranto	Gas Natural Internacional	8	n.d.	Procedura di VIA archiviata dal Ministero dell'ambiente (settembre 2012).

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

precedentemente concessa (in osservanza al parere dell'Antitrust, che considerava tali misure asimmetriche e lesive della concorrenza), all'inizio di marzo 2012 l'amministratore di Brindisi LNG ha annunciato l'abbandono del progetto, salvo dichiararne – una settimana dopo – il solo congelamento, in attesa della conclusione dell'iter autorizzativo. Il 20 giugno 2012 il Comitato tecnico regionale ha approvato lo studio di fattibilità del terminale di rigassificazione, che lo stesso organismo aveva bocciato alcuni

mesi prima. Il Ministero dello sviluppo economico ha quindi convocato una nuova Conferenza dei servizi istruttoria nel mese di dicembre 2012. Gli enti locali hanno reagito negativamente: la Regione ha mantenuto il suo parere contrario all'opera, già espresso anche con il ricorso al TAR avverso la VIA e il decreto ministeriale di sospensiva della precedente autorizzazione. È da segnalare anche l'apertura della Conferenza dei servizi per il progetto di Zaule (TS), nel mese di marzo 2012. In seguito al parere del Consiglio di Stato,

richiesto dalla Regione Friuli Venezia Giulia, che ha riconosciuto la competenza statale sul procedimento autorizzativo, il 7 novembre 2012 è stata avviata la procedura di richiesta di autorizzazione unica al Ministero dello sviluppo economico. Inoltre, a fine novembre 2012 si è dato l'avvio al procedimento di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio con vincolo preordinato agli espropri e alle dichiarazioni di pubblica utilità per la realizzazione del gasdotto di collegamento al rigassificatore, sul quale si è già espressa positivamente la Commissione tecnica VIA-VAS; si è inoltre in attesa del decreto di VIA. In seguito al supplemento di istruttoria, richiesto a fine 2012 dal Ministro dell'ambiente alla Commissione VIA circa l'impatto della presenza del rigassificatore sul traffico portuale triestino, in aprile 2013 l'efficacia della VIA, approvata nel 2009, è stata sospesa per sei mesi con decreto. Successivamente, anche il procedimento di autorizzazione unica del Ministero dello sviluppo economico è stato sospeso per la stessa durata.

Per il terminale di Portovenere, è da evidenziare la positiva conclusione della procedura di VIA, rilasciata con decreto in data 9 settembre 2010.

Sembra invece definitivamente abbandonato il progetto di rigassificatore da 8 G(m³) l'anno, proposto dalla joint venture paritetica Ionio Gas tra Erg e Shell Energy Europe, in provincia di Siracusa (più precisamente nella Rada di Augusta/Comune di Melilli). Il 30 luglio 2012 il Consiglio di amministrazione di Erg ha deliberato di uscire dal progetto per la realizzazione del terminale e anche l'altro socio, Shell, ha abbandonato il progetto nel novembre 2012. Il progetto era in attesa di rilascio di autorizzazione unica da parte della Regione e aveva ricevuto i pareri positivi da parte di tutti gli organi competenti, in tema di sicurezza e compatibilità ambientale.

Anche per quanto riguarda il terminale di Taranto, si rileva che il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ha archiviato la procedura di VIA con decreto 6 settembre 2012.

Distribuzione

Il numero dei distributori che risultavano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre 2012 (ma questa cifra è passibile di modificazioni per il ritardo con cui alcuni operatori comunicano le variazioni societarie avvenute) era di 236 unità in lievissima riduzione, quindi, rispetto alle 239 unità che erano presenti nell'Anagrafica al 31 dicembre 2011.

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 2012 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2011. Nelle tavole che seguono sono quindi da considerarsi provvisori i dati relativi al 2012.

Una sintesi delle cifre riguardanti questo segmento della filiera gas è illustrata nella tavola 3.14. All'Indagine di quest'anno hanno risposto 236 operatori: di questi, 8 erano inattivi nel 2011 e hanno avviato l'attività nel 2012, mentre 9 risultano essere quelli che non erano più attivi nel 2012.

Di seguito si riportano le operazioni societarie più significative avvenute nel 2012:

- nel mese di settembre, Enel Rete Gas ha incorporato 2iGas Infrastruttura Italiana Gas, una società che operava in numerose regioni, per lo più al Nord (Lombardia e Veneto in particolare);
- in novembre, invece, l'impresa E.S.T.R.A. ha incorporato Estra Reti Gas, che opera in Toscana e in Umbria;
- la società Acos, che opera in Piemonte, a gennaio ha conferito ad Acos Reti Gas il ramo d'azienda relativo alla distribuzione di gas naturale;
- la società ASET ha perduto la gara di affidamento del servizio di distribuzione del gas metano in parte del territorio comunale di Fano (PU), e ha quindi ceduto l'attività di distribuzione del gas naturale ad A.E.S. Fano Distribuzione Gas, con decorrenza dall'1 gennaio 2012;
- sempre dall'1 gennaio 2012, la distribuzione del gas nel comune di Cernusco sul Naviglio (MI), gestita dall'impresa Sapigas, è passata tramite gara a Italgas. A seguito di ciò, l'impresa Sapigas non svolge più l'attività di distribuzione di gas naturale;
- il Comune di Mignano Monte Lungo (CE) ha ripreso in carico il servizio di distribuzione del gas naturale, con decorrenza dall'1 gennaio 2012;
- a partire da marzo, l'impresa ASME Servizi ha ceduto il ramo d'azienda della distribuzione di gas naturale ad Acsm-Agam Reti Gas-acqua, a seguito dell'assegnazione della gara indetta dal Comune di Erba (CO);
- Est Reti Elettriche ha ceduto l'attività di distribuzione di gas

naturale a Isontina Reti Gas, con decorrenza dall'1 aprile 2012. Questa operazione societaria si inquadra nella più complessa operazione societaria che ha riguardato il gruppo friulano. Da quella stessa data la società Isontina Reti Gas risulta partecipata al 70% da Eni e al 30% da Acegas-Aps, che esercitano un controllo congiunto (vedi anche il paragrafo relativo al mercato della vendita);

- l'impresa Albidona Distribuzione Gas ha avviato, in Calabria, l'attività di distribuzione di gas naturale, a partire da aprile;
- a seguito dell'acquisizione – tramite gara – della gestione degli impianti di distribuzione gas nei comuni di Aielli (AQ) e di Cerchio (AQ), da parte di Enel Rete Gas, CEA ha cessato l'attività

di distribuzione di gas naturale, sempre dal mese di aprile;

- in maggio, l'impresa Notaresco Distribuzione Gas ha ceduto l'attività di distribuzione di gas naturale all'impresa Notaresco Gas e l'impresa Undis Servizi ha ceduto l'attività di distribuzione di gas naturale a Citigas Società Cooperativa, a seguito dell'aggiudicazione della gara sull'attività di distribuzione indetta dal Comune di Cocullo (AQ);
- infine, Pomilia Reti Gas ha acquisito l'attività di distribuzione di gas naturale dall'impresa ENAM con decorrenza dall'1 giugno 2012, a seguito di affidamento della concessione gas ricevuta dal Comune di Pomigliano d'Arco (NA).

Complessivamente i 227 operatori attivi nel 2012 hanno distribuito

OPERATORI ^(A)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
NUMERO	287	257	272	251	235	226	227
Molto grandi	7	8	8	9	9	9	8
Grandi	22	23	27	25	23	25	27
Medi	31	29	27	22	23	18	19
Piccoli	133	120	123	119	112	114	112
Piccolissimi	94	77	87	76	68	60	61
VOLUME DISTRIBUITO – M(m³)	34.917	30.364	33.923	34.048	36.336	34.293	33.784
Molto grandi	18194	15921	17286	19023	21016	19.677	19.266
Grandi	7841	7096	8954	8355	8243	8.591	8.793
Medi	3843	3455	3403	2574	2912	2.015	2.077
Piccoli	4584	3568	3937	3797	3909	3.780	3.431
Piccolissimi	455	323	342	298	257	231	218

(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.

TAV. 3.14

Attività dei distributori
nel periodo 2006-2012

33,8 G(m³), 0,5 in meno dell'anno precedente. Tra il 2011 e il 2012 è diminuita di un'unità 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 due unità i piccoli operatori (vale a dire con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000); sono inoltre aumentati di un'unità gli operatori di media dimensione, che servono cioè tra 50.000 e 100.000 clienti, e di una unità i piccolissimi (con meno di 5.000 clienti). La riduzione dei volumi distribuiti, in totale dell'1,5%, non ha interessato in modo uniforme le classi di imprese: nell'ordine, la contrazione dei volumi distribuiti ha colpito di più gli operatori piccoli e piccolissimi. In controtendenza i grandi e i medi operatori, i cui volumi distribuiti hanno registrato incrementi intorno al 2,5% rispetto al 2011. 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 pari a 35 (dai 34 del 2011). Queste imprese, che corrispondono al 15,4% delle aziende attive nel settore, complessivamente coprono l'83% dei volumi distribuiti in Italia (nel 2011 coprivano l'82,5%). Le restanti 192 imprese attive nel settore distribuiscono poco meno di un sesto dei volumi totali. La tavola 3.15 mostra il dettaglio dell'attività di distribuzione nel 2012, 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 33,7 G(m³) a più di 22 milioni di clienti residenti in 6.900 comuni, nei quali il servizio è stato attribuito per mezzo di circa 6.400 concessioni.

TAV. 3.15

Attività di distribuzione per regione nel 2012

Clienti in migliaia e volumi erogati in M(m³)

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	NUMERO CONCESSIONI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI
Valle d'Aosta	1	21	24	48	36	0,1%	0,1%
Piemonte	29	2.061	1.084	3.888	982	11,5%	9,1%
Liguria	8	867	156	920	125	2,7%	3,8%
Lombardia	60	4.837	1.547	8.992	1.335	26,6%	21,3%
Trentino Alto Adige	12	236	185	569	184	1,7%	1,0%
Veneto	31	2.089	653	4.142	556	12,3%	9,2%
Friuli Venezia Giulia	10	540	199	867	174	2,6%	2,4%
Emilia Romagna	24	2.284	383	4.378	297	13,0%	10,1%
Toscana	11	1.584	255	2.262	242	6,7%	7,0%
Lazio	12	2.244	322	2.144	305	6,3%	9,9%
Marche	27	663	236	942	192	2,8%	2,9%
Umbria	11	344	93	523	78	1,5%	1,5%
Abruzzo	24	630	285	718	264	2,1%	2,8%
Molise	9	126	133	135	134	0,4%	0,6%
Campania	23	1.334	422	1.068	394	3,2%	5,9%
Puglia	11	1.280	254	1.062	257	3,1%	5,6%
Basilicata	13	197	127	202	121	0,6%	0,9%
Calabria	12	410	307	284	345	0,8%	1,8%
Sicilia	14	981	324	640	339	1,9%	4,3%
ITALIA		22.727	6.989	33.784	6.360	100,0%	100,0%

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 varie aree geografiche e la distribuzione sul territorio delle attività produttive di medio-piccola dimensione, tipicamente servite da reti secondarie.

Quattro regioni, Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna, erogano più del 10% ciascuna e più del 50% del gas complessivamente distribuito. Toscana e Lazio possiedono ciascuna una quota superiore al 5%, undici 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 70,5% del gas totale a poco meno di 13 milioni di clienti; seguono il Centro, con

circa il 20,0% del gas erogato a 5,5 milioni di clienti, e il Sud e Isole con il 9,6% di gas distribuito a circa 4 milioni di clienti. Il numero di concessioni esistenti è inferiore al numero dei comuni serviti al Nord, e al Centro, mentre accade il contrario al Sud e Isole (1.456 concessioni per 1.434 comuni serviti).

Secondo i dati forniti all'Autorità, nell'ambito dell'Anagrafica territoriale, le nuove metanizzazioni nel 2012 hanno riguardato 41 località, di cui 5 al Nord, 6 al Centro e 30 al Sud. Inoltre vi sono stati 52 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. 3.16).

TAV. 3.16

Livelli di concentrazione nella distribuzione

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

REGIONE	2011			2012		
	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	30	68,4	69,5	29	69,8	71,8
Liguria	9	90,2	88,9	8	90,7	88,9
Lombardia	63	42,7	47,2	60	49,6	53,8
Trentino Alto Adige	12	82,8	86,1	12	82,8	85,2
Veneto	32	46,4	47,3	31	47,8	49,9
Friuli Venezia Giulia	10	77,0	81,3	10	77,1	81,2
Emilia Romagna	25	77,8	76,7	24	78,0	77,9
Toscana	11	85,7	84,6	11	85,5	84,4
Lazio	12	93,0	93,3	12	93,7	93,9
Marche	27	58,5	58,3	27	58,1	58,2
Umbria	11	71,6	68,5	11	71,8	68,5
Abruzzo	24	62,7	63,1	24	63,1	62,7
Molise	10	76,8	74,2	9	77,0	74,9
Campania	22	78,2	79,9	23	81,2	82,0
Puglia	11	70,0	69,9	11	70,3	70,1
Basilicata	14	83,9	80,9	13	88,7	86,2
Calabria	11	89,8	90,5	12	90,1	90,3
Sicilia	13	80,2	77,8	14	79,5	81,3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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 7 regioni supera l'80% e in 4 regioni supera addirittura il 90% (nell'ordine, Valle d'Aosta, Lazio, Liguria e Calabria). Il livello più basso si osserva in Veneto, con il 47,8% e ben 31 operatori presenti, oltre che in Lombardia con 49,6% e 60 operatori presenti. Lombardia e Veneto sono anche le uniche due regioni in cui il livello di concentrazione è inferiore al 50%.

Più in generale i dati mostrano, naturalmente, che quote della distribuzione relativamente basse si osservano nelle regioni in cui il numero di operatori è abbastanza ampio. Vi sono però alcune significative eccezioni. Da notare i casi dell'Emilia Romagna, dove il livello di concentrazione è piuttosto elevato e pari al 78,0% nonostante la presenza di 24 soggetti, e della Campania, dove il C3 supera l'81% in presenza di 23 operatori. All'opposto, in Puglia risultano operare 11 soggetti e la quota dei primi tre è pari a circa il 70%. I dati mostrano, infine, un aumento della concentrazione, rispetto al 2011, in 14 regioni e lievi miglioramenti in 7. È da sottolineare il notevole incremento della concentrazione in Lombardia, di circa sette punti percentuali e in Basilicata di

circa cinque punti rispetto allo scorso anno. L'aumento della concentrazione in Lombardia è dovuto al notevole incremento della quota di mercato di Enel Rete Gas – cresciuta di quasi sette punti percentuali – che, come si è detto poco sopra, ha acquisito il servizio in numerose località per effetto dell'incorporazione di 2iGas Infrastruttura Italiana Gas; tale aumento, per di più, è avvenuto nell'ambito di un mercato che si è complessivamente ristretto (i volumi distribuiti in Lombardia sono scesi da 9.095 a 8.992 M(m³)). La tavola 3.17 mostra una prima elaborazione della composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2012, limitata, però, alle partecipazioni dirette di primo livello, così come rilevate nell'ambito dell'Indagine annuale.

Circa il 32% delle quote è detenuto da enti pubblici (nel 2011 era il 39,5%), mentre il 23,4% è relativo a quote di società diverse. Il 13,2% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuto da persone fisiche, diminuita rispetto al 15,3% dello scorso anno. Complessivamente, le quote di imprese energetiche sono salite di cinque punti rispetto allo scorso anno, raggiungendo il 30,7%. Più precisamente, le quote appartengono a imprese energetiche nazionali nel 17,4% dei casi (12,9% nel 2011), imprese energetiche locali nel 12,5% dei casi (12,1% nel 2011) e imprese energetiche estere nello 0,8% (0,7% nel 2011). Queste ultime sono in prevalenza spagnole e, in misura minore, austriache.

TAV. 3.17

Composizione societaria dei distributori al 31 dicembre 2012

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	32,4
Società diverse	23,4
Persone fisiche	13,2
Imprese energetiche nazionali	17,4
Imprese energetiche locali	12,5
Imprese energetiche estere	0,8
Istituti finanziari nazionali	0,2
TOTALE	100,0

Fonte: Anagrafica operatori dell'Autorità

La distribuzione avviene per mezzo di circa 6.700 cabine, quasi 102.000 gruppi di riduzione finale e più o meno 250.000 km di rete (di cui 250 non in funzione), il 41% in media pressione e il 59% in bassa pressione (Tav. 3.18). Le reti sono collocate prevalentemente al Nord (148.500 km contro i 56.500 km del Centro e i 43.700 di Sud e

Isole). Le reti, in media, appartengono per l'83% ai distributori stessi e per il 9,5% ai Comuni. La proprietà delle reti, che può essere del distributore, del Comune o di altri soggetti (per questo la somma delle percentuali della tavola può non raggiungere 100), varia comunque abbastanza sensibilmente tra le diverse regioni.

TAV. 3.18

Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2012
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 IN %	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Valle d'Aosta	5	50	0,3	166,5	195,8	98,6	0,8
Piemonte	720	14.931	80,7	12.547,3	11.321,9	87,8	5,0
Liguria	70	3.185	57,4	1.953,9	4.207,5	73,0	0,1
Lombardia	1.332	16.649	102,9	14.770,1	32.159,5	72,9	16,2
Trentino Alto Adige	247	19.379	187,3	2.030,2	1.904,2	93,4	6,3
Veneto	534	11.217	255,3	10.932,7	18.502,2	80,7	16,2
Friuli Venezia Giulia	154	1.277	5,0	2.193,6	5.104,0	65,4	33,9
Emilia Romagna	420	8.585	301,0	18.155,9	12.055,5	70,0	14,1
Toscana	1325	8.540	249,8	6.292,5	9.594,5	88,2	9,7
Lazio	312	2.053	166,6	7.146,2	7.688,9	61,9	38,0
Marche	147	2.322	21,9	4.477,0	4.642,0	47,2	32,1
Umbria	105	1.587	107,0	1.905,5	3.249,6	65,9	34,1
Abruzzo	162	2.058	1,3	4.538,2	4.939,6	73,0	24,0
Molise	87	512	0,3	1.072,5	1.128,4	71,4	28,4
Campania	357	4.624	31,9	4.113,6	7.913,6	81,6	12,5
Puglia	220	1.563	107,4	3.372,9	8.447,3	92,2	7,7
Basilicata	115	487	0,8	918,6	1.628,5	70,5	28,9
Calabria	211	858	35,1	2.766,1	3.503,9	91,1	8,9
Sicilia	211	1.766	60,4	4.346,7	8.132,1	95,2	2,3
ITALIA	6.734	101.643	1.781,1	103.914,6	146.570,5	83,3	9,5
<i>Non in funzione</i>	-	-	8,7	214,5	251,5	-	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.19 mostra l'elaborazione preliminare dei dati sulla ripartizione nel 2012 di clienti e volumi distribuiti per le categorie d'uso individuate dalla delibera 2 febbraio 2007, n. 17, 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% dei clienti e per il 43,4% dei consumi; il consumo medio di questi clienti si aggira intorno ai 1.000 m³/anno.

Importanti, in termini di numerosità dei clienti, sono anche gli

usi congiunti di cottura cibi e produzione di acqua calda, che rappresentano l'11,5% del totale, e il solo uso di cottura cibi che conta per il 10,3%.

Abbastanza rilevante appare anche l'uso del gas per il riscaldamento individuale associato con la cottura cibi, che rappresenta il 5,7% dei clienti complessivamente allacciati alle reti.

Oltre alle categorie già citate, in termini di volumi erogati risultano

significativi l'uso di solo riscaldamento individuale o centralizzato (15,4%) e quello tecnologico artigianale-industriale (14,5%), il cui consumo medio si aggira intorno ai 23.000 m³/anno. Da rilevare come, con l'eccezione dell'uso per cottura cibi, il consumo medio risulta diminuito, rispetto al 2011, praticamente per tutte le categorie, seppure non nella medesima proporzione. Complessivamente esso è sceso del 2,5%, passando da 1.525 a 1.487 m³.

TAV. 3.19

Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2012

Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2012 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m³

CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
Uso cottura cibi	10,3%	1,4%	198
Produzione di acqua calda sanitaria	0,5%	0,2%	483
Uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	11,5%	2,3%	296
Uso condizionamento	0,0%	0,1%	3.503
Riscaldamento individuale/centralizzato	3,7%	15,4%	6.238
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	64,0%	43,4%	1.008
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi	5,7%	4,0%	1.030
Riscaldamento individuale + produzione di acqua calda sanitaria	1,6%	3,6%	3.352
Riscaldamento centralizzato + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	0,3%	1,0%	4.316
Riscaldamento centralizzato + produzione di acqua calda sanitaria	0,5%	4,2%	13.513
Uso tecnologico + riscaldamento	0,9%	9,9%	15.953
Uso condizionamento + riscaldamento	0,0%	0,2%	8.556
Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,9%	14,5%	22.872
TOTALE	100,0%	100,0%	1.487

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.20 mostra come si ripartiscono i clienti e i volumi per fasce di prelievo. L'incidenza complessiva delle prime due classi, nelle quali ricadono le famiglie che consumano al massimo 480 m³ all'anno, è pari al 45,0% in termini di numerosità e al 4,7% in termini di volumi prelevati. La classe più numerosa in termini di numero di gruppi di misura, e di volumi, è quella che prevede un consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 m³, nella quale 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 (47,8%).

Circa la numerosità dei clienti per fascia di prelievo, è appena il caso di osservare come essa risulti più ampia se in luogo dei Gruppi di misura¹⁰ (GdM) si contino i Punti di riconsegna¹¹ (PdR). Complessivamente, infatti, la numerosità dei PdR risulta maggiore di circa un milione di unità rispetto ai GdM. La differenza, però, è quasi integralmente imputabile alla fascia di prelievo più piccola.

¹⁰ 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.

¹¹ Il Punto di riconsegna è il punto di confine tra l'impianto di distribuzione e l'impianto del cliente finale, dove l'impresa di distribuzione riconsegna il gas naturale per la fornitura al cliente finale.

TAV. 3.20

Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo

Punti di riconsegna e gruppi di misura al 31/12/2012 in migliaia; volumi prelevati in M(m³)

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /anno)	PUNTI DI RICONSEGNA	DI CUI DOTATI GRUPPI DI MISURA	VOLUMI	QUOTA % SU GRUPPI DI MISURA	QUOTA % SU VOLUMI
0-120	5.843	4.767	165	21,0%	0,5%
121-480	4.913	4.885	1.444	21,5%	4,3%
481-1.560	9.477	9.440	8.757	41,5%	25,9%
1.561-5.000	3.153	3.146	7.269	13,8%	21,5%
5.001-80.000	468	466	7.237	2,1%	21,4%
80.001-200.000	15	15	1.736	0,1%	5,1%
200.001-1.000.000	7	7	2.799	0,0%	8,3%
Oltre 1.000.000	2	2	4.377	0,0%	13,0%
TOTALE	23.877	22.727	33.784	100,0%	100,0%

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)¹² (Tav. 3.21).

Rispetto allo scorso anno, nella tavola vengono aggiunte le colonne relative al numero di clienti e ai volumi per le Attività di servizio pubblico, nel 2011 ricomprese nella categoria altri usi. 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 poco più dell'8% in termini di consumi; gli altri usi rappresentano quasi il 9% dei clienti e il 39,0% dei volumi distribuiti.

Per quanto riguarda l'attività di servizio pubblico, in termini di clienti finali essa conta per lo 0,38% e in termini di consumi per il 3,1%.

Il consumo medio dei clienti domestici in Italia si aggira intorno ai 882 m³, quello dei condomini con uso domestico intorno a 13.000 m³, quello degli altri usi è pari a 693 m³, quello delle attività di servizio pubblico è pari a 12.400 m³. Anche questi valori, tuttavia, sono abbastanza differenziati territorialmente, con consumi medi al Nord che appaiono decisamente maggiori, indipendentemente dalla tipologia di clienti.

¹² Allegato alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 e s.m.i.

TAV. 3.21

Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2012

Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

REGIONE	USO DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	1.790	1.625	35	472	227	1.650	9	142
Valle d'Aosta	17	17	1	7	3	18	0	7
Lombardia	4.319	4.079	55	901	447	3.779	16	233
Trentino Alto Adige	201	172	6	51	26	303	2	43
Veneto	1.852	1.993	16	175	215	1.886	6	87
Friuli Venezia Giulia	482	434	6	79	50	323	2	30
Liguria	804	434	10	201	50	259	2	25
Emilia Romagna	2.034	2.092	24	316	213	1.863	13	107
Toscana	1.452	1.220	11	116	116	866	5	60
Umbria	308	244	1	15	34	252	1	12
Marche	592	533	5	37	61	324	4	48
Lazio	2.039	1.134	25	289	170	602	10	119
Abruzzo	494	383	2	13	132	299	2	23
Molise	115	90	1	10	10	28	1	7
Campania	1.212	698	5	42	112	282	5	46
Puglia	1.210	799	2	17	64	207	3	39
Basilicata	176	142	1	8	20	43	1	10
Calabria	342	204	1	4	64	59	3	17
Sicilia	914	468	2	10	62	135	3	27
ITALIA	20.353	16.762	210	2.763	2.077	13.179	87	1.080

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.22 mostra la diffusione dei gruppi di misura elettronici e tradizionali al 31 dicembre 2012. A partire dal 2008, l'Autorità ha disciplinato la messa in servizio graduale di gruppi di misura elettronici per tutti i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale, intervenendo in particolare con successive revisioni delle tempistiche e individuando forme flessibili di implementazione

da parte delle imprese di distribuzione, in considerazione dei ritardi registrati nello sviluppo, a livello industriale, dei gruppi di misura elettronici omologati. Per una descrizione degli interventi effettuati dall'Autorità in materia si rimanda al Capitolo 3 del Volume 2.

Si rileva che rispetto al 2011, sono proseguite le attività di installazione dei misuratori elettronici, in particolare per la classi più alte.

TAV. 3.22

Diffusione dei gruppi di misura elettronici

al 31 dicembre 2012

Numero di gruppi di misura in migliaia; prelievi in M(m³)

CLASSE	NUMERO	PRELIEVI	QUOTA %
Gruppi di misura elettronici			
< G6	0.1	0.1	0%
G6	0	0	0%
> G6, < G25	3	33	0,1%
G25	22	377	1,3%
G40	33	931	9,6%
> G40	59	9.507	14,5%
Totale elettronici	117	10.848	5.1%
Gruppi di misura tradizionali			
<G6	21.371	17.066	94,0%
G6	831	1.536	3,6%
>G6, <G25	292	2.087	13,9%
G25	81	1.206	0,3%
G40	22	501	0,9%
> G40	9	520	0,03%
Totale tradizionali	22.606	22.916	99%
TOTALE COMPLESSIVO	22.723	33.764	100%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La dimensione delle imprese che distribuiscono gas risulta nel 2012 pari a 34,2 addetti (Tav. 3.23). Il 66,5% delle imprese del settore¹³ impiega meno di dieci addetti, ma tratta solo il 12,7% del gas complessivamente distribuito e serve la medesima quota di clienti allacciati alle reti di distribuzione. Il 21% delle aziende opera con più di venti addetti e distribuisce il 79% circa del gas all'82% dei clienti serviti. Le imprese con oltre 250 addetti sono il 3,1%, ma distribuiscono quasi il 54% di tutto il gas al 59% dei clienti. Il 17% dei soggetti risulta operare 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.

La tavola 3.24 illustra, infine, i primi venti gruppi operanti nella

distribuzione di gas naturale nel 2012 e le relative quote di mercato nel 2012, oltre che nell'anno precedente.

Come nelle altre fasi della filiera, il gruppo Snam (ex Eni) risulta prevalente, con una quota praticamente costante rispetto al 2011, pari al 23% circa. Diversamente da quanto accade negli altri segmenti della filiera, tuttavia, il secondo gruppo, F2i Reti Italia (gruppo in cui opera Enel Rete Gas), segue con una quota poco distante del 17%. Il terzo gruppo è Hera, con il 6,5% del mercato, che ha superato Iren (in quarta posizione nel 2011).

Nel 2012 i primi venti gruppi hanno coperto quasi il 80% della distribuzione totale, mentre nel 2011 la loro quota era del 79%. La riduzione dei consumi ha quindi inciso in misura maggiore sui piccoli gruppi.

¹³ Quest'anno, per soddisfare le esigenze di semplificazione a favore degli operatori e ridurre il carico statistico su di essi, l'informazione sul numero degli addetti è stata tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. Pertanto, diversamente da quanto accadeva negli scorsi anni, i valori sono riferiti al personale che nella media dell'anno 2011 era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola 3.23 sono riferiti a 191 società.

TAV. 3.23

Dimensione delle imprese che distribuiscono gas naturale per classi di addetti nel 2011

Quote percentuali

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI DISTRIBUITI	QUOTA SUI CLIENTI SERVITI
0	17,3%	-	5,8%	6,3%
1	11,5%	0,9	0,4%	0,4%
2-9	37,7%	4,5	6,5%	5,6%
10-19	12,6%	13,7	8,4%	6,0%
20-49	11,5%	32,6	11,8%	10,0%
50-250	6,3%	102,1	13,4%	14,0%
Oltre 250	3,1%	651,4	53,8%	57,7%
TOTALE	100,0%	34,2	100,0%	100,0%

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

TAV. 3.24

Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2012

Volumi di gas naturale distribuito in M(m³)

SOCIETÀ	2011	QUOTA %	2012	QUOTA %
Snam ^(A)	7.886	23,0%	7.808	23,1%
F2I Reti Italia	5.923	17,3%	5.716	16,9%
Hera	2.229	6,5%	2.202	6,5%
A2A	2.022	5,9%	2.010	5,9%
Iren	2.085	6,1%	2.008	5,9%
Toscana Energia	1.076	3,1%	1.047	3,1%
Asco Holding	777	2,3%	772	2,3%
Estra	747	2,2%	768	2,3%
Linea Group Holding	639	1,9%	653	1,9%
Acegas-Aps	495	1,4%	479	1,4%
Amga - Azienda Multiservizi	442	1,3%	436	1,3%
Erogasmet	398	1,2%	406	1,2%
AgsM Verona	323	0,9%	397	1,2%
AcsM-Agam	310	0,9%	366	1,1%
Ambiente Energia Brianza ^(B)	339	1,0%	343	1,0%
Energei	344	1,0%	329	1,0%
Gas Natural Sdg	335	1,0%	306	0,9%
Gas Rimini	308	0,9%	302	0,9%
Dolomiti Energia	-	-	289	0,9%
Aimag	302	0,9%	278	0,8%
Altri	7.314	21,3%	6.869	20,3%
TOTALE	34.293	100,0%	33.784	100,0%

(A) Nel 2011 era nel gruppo Eni.

(B) Nel 2011 era nel gruppo Gelsia.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Connessioni

In questo paragrafo vengono riportati i dati relativi alle connessioni, distinte a seconda che si tratti di connessioni di metanodotti con le reti di trasporto o connessioni di condotte presso la rete di distribuzione. All'interno della singola tipologia di impianto, sono evidenziati i dati relativi alla numerosità e il tempo medio per ottenere la connessione, inteso quale periodo per la realizzazione del punto, come previsto da contratto di allacciamento stipulato. I giorni di attesa medi per le connessioni con la rete di trasporto

sono, cioè, ottenuti come media dei tempi preventivati da Snam Rete Gas in risposta alla richiesta di connessione per singola tipologia di impianto.

Come è possibile osservare dalla tavola 3.25, nel 2012 sono state realizzate 84 connessioni con la rete di trasporto nazionale, di cui 71 risultano in alta pressione e 13 in media pressione¹⁴. Il tempo medio della realizzazione è di 77 giorni lavorativi; ovviamente il valore è maggiore per i metanodotti in alta pressione, in questo caso, infatti, l'attesa media è di circa 95 giorni, mentre per le condotte in media pressione il tempo medio si riduce a circa 59 giorni.

PRESSIONE	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	71	95,5
Media pressione	13	59,3
TOTALE	84	77

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Decisamente maggiore è il numero di connessioni con la rete di distribuzione (Tav. 3.26) che nel 2012 sono state pari a 237.911. La quasi totalità (circa il 97%) è in bassa pressione e i tempi di attesa sono ovviamente ridotti rispetto alle condotte connesse con

la rete di trasporto, rispettivamente circa sette giorni lavorativi per i metanodotti che esercitano in bassa pressione, circa sedici giorni per quelli in media pressione e circa venti giorni per i metanodotti in alta pressione.

PRESSIONE	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	10	19,8
Media pressione	6.165	16,3
Bassa pressione	231.736	7,6
TOTALE	237.990	14

(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.

TAV. 3.25

Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2012

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

TAV. 3.26

Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2012

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

¹⁴ Tipicamente le condotte realizzate per il trasporto sono di 1°, 2° o 3° specie, con una pressione massima di esercizio superiore a 5 bar.

Mercato all'ingrosso del gas

I dati relativi al mercato all'ingrosso del gas provengono, come di consueto, 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 466 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 402

imprese, di cui 37 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno (Tav. 3.27). Seguendo la metodologia introdotta lo scorso anno, delle 365 attive, 57 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 213 hanno venduto gas solo a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 95, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso, sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti.

TAV. 3.27

Numero di operatori e vendite nel 2012

M(m³)

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	57	-	32.793	23.293	32.793
Venditore puro	213	15.846	-	-	15.846
Operatore misto	95	46.563	68.319	31.545	114.883
Inattivo	37	-	-	-	-
TOTALE	402	62.410	101.112	54.839	163.522

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2012 il mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) ha movimentato nel complesso 163,5 G(m³); di questi, 32,7 G(m³), pari al 20%, sono stati intermediati da grossisti puri e 15,8 G(m³), ovvero il 10% circa, sono stati intermediati da venditori puri.

Il 70% del mercato (equivalente a 114,9 G(m³)) è stato quindi rifornito con gas proveniente da operatori misti. Il mercato all'ingrosso è stato approvvigionato per il 32,4% da grossisti puri e per il 67,6% da operatori misti; il mercato finale della vendita è stato invece alimentato per il 25,4% con gas proveniente da venditori puri e per il 74,6% da operatori misti.

L'analisi delle attività che si sono svolte sul mercato all'ingrosso del gas è descritta nel resto di questo paragrafo, mentre l'andamento

del mercato finale della vendita sarà illustrato più avanti in questo stesso Capitolo (si veda l'apposito paragrafo).

Nel 2012 il numero dei grossisti è nuovamente aumentato, salendo a 152 unità contro le 143 dell'anno precedente (Tav. 3.28), 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(m³), è rimasto invariato; i Medi, cioè i soggetti con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³), sono diminuiti da 30 a 24 unità per l'uscita di nove ragioni sociali e l'ingresso di tre nuove. I Piccoli, con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³), sono cresciuti di nove unità e i Piccolissimi, con vendite inferiori a 0,1 G(m³), sono aumentati di sei unità.

TAV. 3.28

Mercato all'ingrosso nel periodo 2009-2012

OPERATORI	CLASSE DI VENDITA	2009	2010	2011	2012
NUMERO		124	140	143	152
Eni	-	1	1	1	1
Grandi	Superiori a 10 G(m ³)	0	2	1	1
Medi	Comprese tra 1 e 10 G(m ³)	22	26	30	24
Piccoli	Comprese tra 0,1 e 1 G(m ³)	51	57	57	66
Piccolissimi	Inferiori a 0,1 G(m ³)	50	54	54	60
VOLUME VENDUTO G(m³)		68,1	87,6	98,4	101,1
Eni	-	16,0	15,3	14,6	13,3
Grandi	Superiori a 10 G(m ³)	0,0	11,9	7,0	8,3
Medi	Comprese tra 1 e 10 G(m ³)	40,0	47,1	64,1	61,1
Piccoli	Comprese tra 0,1 e 1 G(m ³)	11,5	12,7	12,0	17,5
Piccolissimi	Inferiori a 0,1 G(m ³)	0,6	0,7	0,8	0,9
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)		549	626	688	665
Eni	-	15.961	15.304	14.586	13.342
Grandi	Superiori a 10 G(m ³)	0	5.956	7.012	8.270
Medi	Comprese tra 1 e 10 G(m ³)	1.816	1.810	2.136	2.545
Piccoli	Comprese tra 0,1 e 1 G(m ³)	226	222	210	265
Piccolissimi	Inferiori a 0,1 G(m ³)	12	13	14	15

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'insieme i grossisti hanno venduto 101,1 G(m³) al mercato intermedio (e 46,5 G(m³) al mercato finale). I volumi trattati sul mercato intermedio sono cresciuti del 2,7% rispetto allo scorso anno, nonostante anche il 2012 sia stato un anno di complessiva riduzione dei consumi. Il 60% di tale mercato è intermediato dagli operatori Medi, la cui attività si è però ridotta, rispetto al 2011, quasi del 5%. L'incremento del 2012 è dovuto invece principalmente agli operatori Piccoli e, in misura minore, agli operatori Grandi: i volumi di vendita di queste classi sono infatti aumentati, rispettivamente, del 47% e del 18%. La crescita è andata a scapito, come si è visto, degli operatori Medi, che complessivamente hanno perso 4 G(m³), ma anche di Eni (-8,5%). Pure i Piccolissimi hanno evidenziato un aumento del 16% sull'anno precedente, benché partendo da un livello di vendita assai modesto, che non raggiunge il miliardo di metri cubi.

Il volume unitario mediamente trattato dalle imprese sul mercato

all'ingrosso è diminuito del 3,3%, essendo passato da 688 a 665 M(m³); la riduzione complessiva è però spiegata dal calo delle vendite di Eni, mentre in tutte le altre classi di operatori i volumi medi unitari sono saliti in conseguenza della maggiore crescita dei volumi trattati, rispetto a quella del numero degli operatori (o, nel caso dei Medi, della loro diminuzione).

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. 3.29). Da queste due fonti, infatti, proviene il 73,9% del gas ceduto da tali 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 provenienti dalla produzione nazionale (5%) e dagli acquisti effettuati sulle nuove piattaforme gas (M-GAS, P-GAS e PB-GAS) gestite dal GME, il cui valore è per il 2012 ancora esiguo (1,3%).

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 52,3%.

TAV. 3.29

Approvvigionamento
dei grossisti nel 2012
Quote percentuali

APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					TOTALE
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	
Produzione nazionale	14,4%	3,3%	0,0%	8,1%	3,3%	5,1%
Importazioni	77,9%	68,8%	24,4%	16,0%	5,1%	39,9%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	6,2%	3,0%	19,5%	38,3%	53,9%	18,3%
Acquisti in stoccaggio	0,0%	0,0%	2,1%	2,2%	4,3%	1,4%
Acquisti al PSV	1,5%	24,8%	52,3%	32,9%	30,5%	34,0%
Acquisti in Borsa (M-GAS, P-GAS, PB-GAS)	0,0%	0,0%	1,7%	2,5%	2,8%	1,3%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).

Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).

Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).

Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.30

Impieghi di gas dei grossisti
nel 2012
Quote percentuali

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					TOTALE
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	36,8%	48,5%	76,7%	63,6%	37,2%	62,1%
– di cui vendite in stoccaggio	0,0%	0,0%	3,0%	1,6%	0,1%	1,3%
– di cui vendite al PSV	60,1%	51,0%	53,6%	57,4%	78,0%	34,2%
A clienti finali	47,5%	32,0%	17,8%	34,0%	47,9%	29,1%
– di cui collegati societariamente	5,9%	23,7%	34,7%	13,9%	17,7%	18,4%
Autoconsumi	14,9%	18,9%	4,3%	1,2%	14,5%	7,8%
Borsa	0,8%	0,6%	1,2%	1,2%	0,4%	1,0%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).

Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).

Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).

Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola che illustra gli impieghi di gas da parte delle imprese grossiste (Tav. 3.30) mostra, com'è ovvio, le quote maggiori – in media il 62% – nella riga intestata alla rivendita del gas ad altri operatori sul territorio nazionale, specialmente nel caso dei soggetti di media dimensione.

La parte destinata al mercato finale conta complessivamente per il 29%, ma diviene via via più importante al diminuire della dimensione delle imprese (i Piccoli e i Piccolissimi operatori

rivolgono al mercato finale, rispettivamente, il 34% e il 48% della propria disponibilità di gas). Mediamente il 7,8% del gas viene riservato agli autoconsumi, ma anche qui le percentuali sono molto differenziate tra le classi di operatori: quote più rilevanti di gas vengono indirizzate all'autoconsumo dagli operatori più grandi, mentre risultano irrisorie quelle di Medi e Piccoli. Da menzionare l'esiguità del gas destinato alla Borsa, pari in media solo all'1%, seppure in crescita rispetto allo 0,3% del 2011.

TAV. 3.31

Vendite dei principali grossisti nel 2012

M (m³)

SOCIETÀ	ALL'INGROSSO	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Eni	13.342	16.882	30.225	13,2%
Edison	8.270	5.396	13.666	8,2%
Enel Trade	6.612	2.686	9.298	6,5%
Sinergie Italiane - In Liquidazione	6.336	144	6.480	6,3%
GdF Suez Energia Italia	6.035	1.032	7.067	6,0%
Shell Italia	5.493	1.700	7.193	5,4%
GdF Suez	5.021	0	5.021	5,0%
Vitol	3.770	0	3.770	3,7%
A2A Trading	3.057	216	3.273	3,0%
ENOI	2.916	0	2.916	2,9%
Plurigas	2.909	0	2.909	2,9%
Spigas	2.851	277	3.127	2,8%
Hera Trading	2.734	270	3.004	2,7%
Axpo Italia	2.136	71	2.207	2,1%
Hb Trading	2.020	0	2.020	2,0%
Energy.Com	1.683	0	1.683	1,7%
Premiumgas	1.650	0	1.650	1,6%
Gunvor International	1.135	0	1.135	1,1%
BP Italia	1.134	0	1.134	1,1%
Energetic Source	1.067	156	1.224	1,1%
Italtrading	989	29	1.018	1,0%
Sonatrach Gas Italia	900	0	900	0,9%
Società Ionica Gas	807	0	807	0,8%
2B Energia	776	0	776	0,8%
Metanprogetti Service	760	87	846	0,8%

TAV. 3.31 - SEGUE

Vendite dei principali grossisti
nel 2012M(m³)

SOCIETÀ	ALL'INGROSSO	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Worldenergy	710	0	710	0,7%
Suisse Power&Gas	682	0	682	0,7%
Centrex Italia	625	26	651	0,6%
Ascotrade	622	736	1.358	0,6%
Begas Energy International	622	5	626	0,6%
Energy Trade	622	0	622	0,6%
E.On Energy Trading	610	1.444	2.054	0,6%
Repower Italia	609	0	609	0,6%
Gas Plus Italiana	586	0	586	0,6%
Shell Italia E&P	567	0	567	0,6%
Statoil	507	0	507	0,5%
Altri	9.949	15.406	25.355	9,8%
TOTALE	101.112	46.563	147.675	100%
<i>Prezzo medio (c€/m³)</i>	<i>34,31</i>	<i>43,26</i>	<i>37,13</i>	

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.31 mostra il dettaglio dell'attività delle 36 società (nel 2011 erano 38) il cui venduto ha raggiunto almeno 500 M(m³) nel mercato all'ingrosso.

Negli ultimi anni il livello di concentrazione su tale mercato è costantemente diminuito e dal 2011 è sceso sotto la soglia del 30%. Nel 2012 la quota delle prime tre società, Eni, Edison ed Enel Trade, ha raggiunto il 27,9% dal 28,1% del 2011 (era al 31,1% nel 2010); quella delle prime cinque, che include anche Sinergie Italiane e GdF Suez Energia Italia, è invece salita al 40,1 dal 38,8% del 2011 (era al 40,5% nel 2010).

L'indice di Herfindahl-Hirschman, calcolato sul solo mercato all'ingrosso, nel 2012 è risultato pari a 495, un valore sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente e abbondantemente al di sotto del valore 1.000 ritenuto sintomo di bassa concentrazione.

L'ultima riga della tavola mostra i prezzi mediamente praticati dalle società che operano prevalentemente nel mercato all'ingrosso, che nel 2012 è risultato pari a 37,13 c€/m³. Più precisamente, il prezzo medio richiesto ad altri intermediari è risultato di 34,31 c€/m³ (contro un prezzo al PSV di 28,74 c€/m³), mentre quello praticato ai clienti finali è risultato di 43,26 c€/m³. Il differenziale

tra le due clientele, pari a 8,9 c€/m³, si è quindi ampliato rispetto ai 6,9 c€/m³ rilevati nel 2011, quando i clienti finali risultavano pagare 37,59 c€/m³ contro i 30,71 c€/m³ 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 PSV. Esso offre loro un utile strumento di bilanciamento commerciale e la possibilità di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, per esempio, in caso di interruzione o di riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento. Le transazioni al PSV si effettuano sulla base di contratti bilaterali *over-the-counter* (OTC), esso dunque non può essere assimilato a una Borsa gas, che in Italia è stata avviata nel maggio 2010 presso il Gestore dei mercati energetici (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 2012, 157 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; di questi, 59 sono risultati *trader* puri, in quanto non

utenti del sistema di trasporto (Fig. 3.7).

Anche nel 2012 i sottoscrittori che hanno effettuato scambi al PSV sono complessivamente aumentati da 112 del 2011 a 157. Il numero dei *trader* puri (cioè non utenti del sistema di trasporto) registrano un notevole aumento, passando da 27 a 59 unità. Vale la pena osservare che il 2011 è stato il primo anno in cui si è verificata una diminuzione di questa categoria di operatori (nel 2010 erano infatti 32).

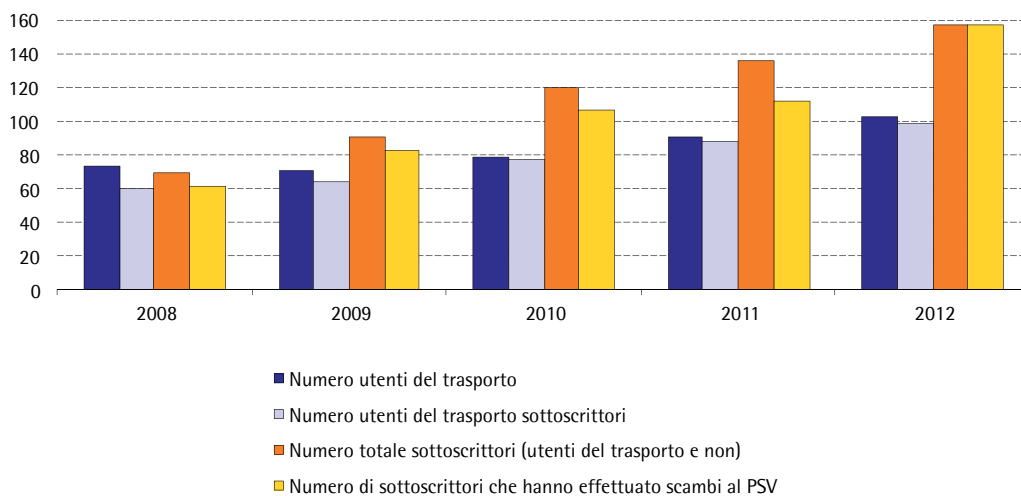


FIG. 3.7

Utenti del PSV dal 2008

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 3.8 mostra lo storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e gli scambi registrati al PSV. Nel grafico vengono raggruppate distintamente le importazioni presso gli *entry point*, le riconsegne di gas liquefatto al PSV e gli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sul mercato *spot* e OTC. Le importazioni presso gli *entry point*, che comprendono esclusivamente gli scambi commerciali¹⁵, sono raggruppate in un'unica voce, che accoglie le cessioni registrate

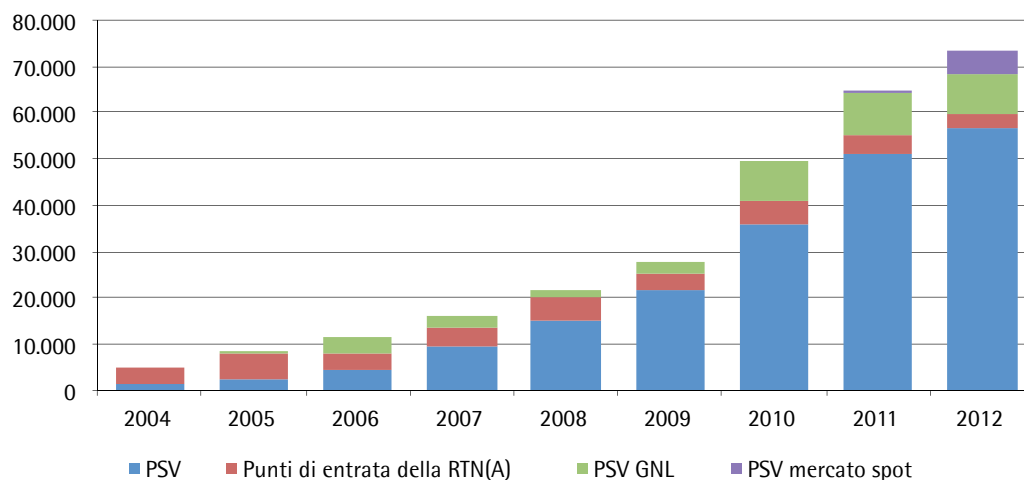
presso Tarvisio, Passo Gries, Mazara, Gorizia, Gela e Panigaglia, queste ultime sino a novembre 2005, perché poi inserite nella voce PSV GNL. Infatti, la categoria PSV GNL comprende le riconsegne di gas che avvengono presso il terminale di Panigaglia da parte della società GNL Italia e da ottobre 2009 anche quelle che avvengono presso il terminale di Porto Viro (Rovigo) da parte della società Terminale GNL Adriatico, collegata alla Rete di trasporto nazionale (RTN) tramite l'*entry point* di Cavarzere.

¹⁵ 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. 3.8

Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale

M(m³)standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente



(A) Nella RTN sono comprese esclusivamente le transazioni commerciali.

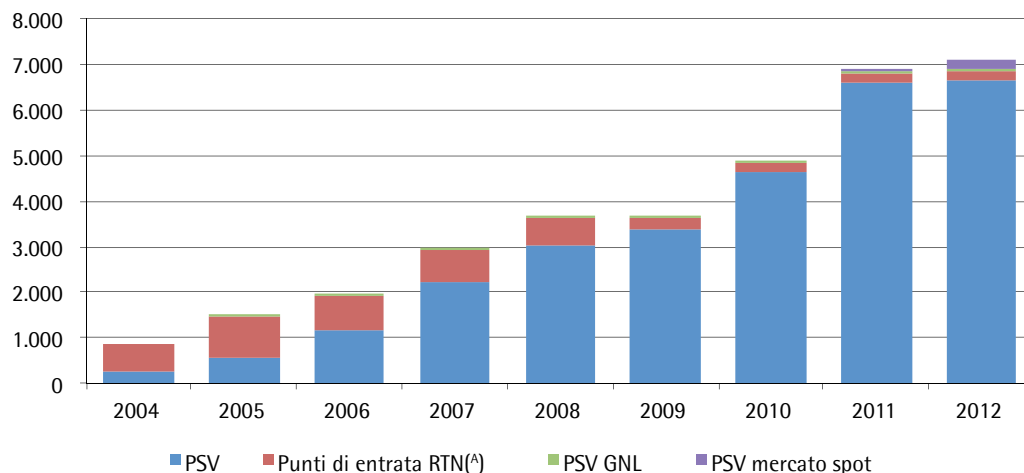
Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

Con l'indicazione "PSV mercati *spot*" sono evidenziati i volumi scambiati sulle nuove piattaforme gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME) per i mercati *spot*, che si aggiungono alle già esistenti P-GAS e M-GAS. Con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11 (e sue successive implementazioni), è stata avviata la piattaforma per il bilanciamento a mercato del gas (PB-GAS) gestita dal GME, grazie alla quale si sta realizzando un graduale passaggio da un meccanismo di bilanciamento "a stoccaggio" a un meccanismo più coerente con l'integrazione europea del mercato del gas, quale il bilanciamento "a mercato". Grazie alla 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 attiva da dicembre 2011, ma solo dall'1 aprile 2012 gli *shipper* hanno potuto formulare offerte di acquisto. L'analisi del primo anno effettivo di esercizio della piattaforma conferma gli incoraggianti risultati mostrati nella *Relazione Annuale 2012*, in cui si ebbe l'opportunità di osservarne il primo trimestre di attività. Nel 2012 i volumi scambiati sulla PB-GAS sono più di 5 G(m³). Da quando è stato consentito agli *shipper* di operare anche sul lato della domanda, il volume degli scambi medi mensili ha subito un incremento del 35% rispetto ai quattro mesi precedenti, quando il lato della domanda era basato unicamente sulle esigenze di Snam Rete Gas quale responsabile del servizio di bilanciamento. La Borsa gas si è fermata nel 2012 a soli 30 M(m³).

FIG. 3.9

Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale



(A) Nella RTN sono comprese esclusivamente le transazioni commerciali.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

Un confronto tra gli anni termici 2010-2011 e 2011-2012 (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 PSV registra un altro anno in positivo con un incremento quasi del 24%, inferiore comunque alla variazione positiva dello scorso anno termico (+42%).

Diversamente dall'anno termico precedente, il PSV GNL segna invece una riduzione del 2,1%, interrompendo così il trend positivo iniziato con l'entrata a regime del terminale di Rovigo.

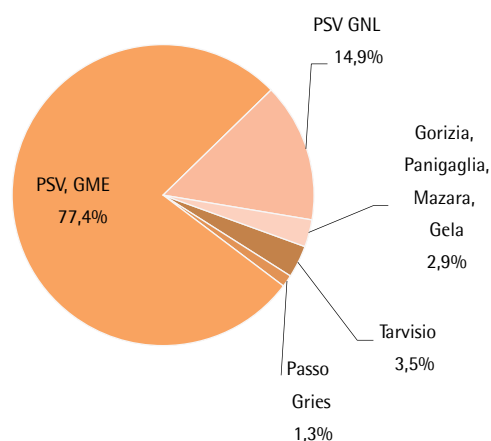
Per l'anno termico 2010-2011, la voce GME è stata accorpata agli scambi effettuati sul PSV per il loro esiguo peso (rappresentano

meno dell'1‰ dei volumi totali). Tale percentuale sale al 4,3 per l'anno termico ottobre 2011 – settembre 2012 per effetto dei volumi della PB-GAS.

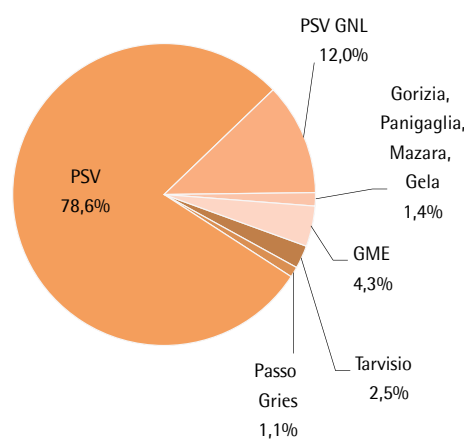
L'enorme sviluppo degli scambi presso il PSV è una misura delle potenzialità e dell'importanza dello sviluppo di una Borsa gas efficiente e in grado di far emergere i dovuti segnali di prezzo.

Nonostante Passo Gries abbia registrato un incremento del 6,1%, la sua importanza, seppur di poco, risulta in diminuzione rispetto al periodo precedente. I volumi scambiati sul punto di ingresso di Tarvisio risultano in diminuzione del 13%, così come i volumi transitati presso Mazara del Vallo che subiscono un crollo di oltre il 40%.

ANNO TERMICO 2010-2011



ANNO TERMICO 2011-2012



Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

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 2010-2011 e 2011-2012

Borsa gas

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso le mosse nel 2007 dal decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che ha stabilito l'obbligo:

- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato;
- per gli importatori, di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità.

Le modalità di cessione delle aliquote sono state poi definite con provvedimenti successivi del Ministro dello sviluppo economico e dell'Autorità, adottati tra il 2008 e il 2009. Con la legge 23 luglio 2009, n. 99, la gestione economica del mercato del gas è stata affidata in esclusiva al GME, il quale, ai sensi della stessa legge ed entro sei mesi dalla sua entrata in vigore, ha assunto la gestione delle offerte di acquisto e vendita (e tutti i servizi connessi) secondo criteri di merito economico.

La creazione del primo nucleo della Borsa è però avvenuta effettivamente con l'emanazione del decreto del Ministero dello

sviluppo economico 18 marzo 2010, che ha istituito la Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata "P-GAS". Il decreto, in particolare, ha stabilito che a decorrere dal 10 maggio 2010 le quote obbligatorie di cessione del gas naturale importato vengano offerte dagli importatori esclusivamente nell'ambito della nuova Piattaforma di negoziazione (nel c.d. "comparto import"), ma che possono essere ammesse alla Piattaforma anche ulteriori offerte di volumi di gas effettuate da soggetti diversi da quelli tenuti agli obblighi imposti dal decreto legge n. 7/07. Sono ammessi a operare sulla P-GAS i soggetti abilitati a operare sul PSV. I prodotti negoziati sono contratti con periodo di consegna pari a un mese o a un anno termico. Il GME svolge semplicemente il ruolo di gestore della piattaforma e non di controparte centrale: la gestione delle garanzie, della fatturazione e dei pagamenti viene quindi svolta direttamente dagli operatori che vendono il gas. La modalità di negoziazione delle quote di import cedute obbligatoriamente sulla P-GAS è continua.

Dal 10 agosto 2010, alle negoziazioni delle quote di gas importato si sono aggiunte quelle delle aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato, che vengono negoziate nel comparto aliquote della P-GAS. Anche in questo caso il GME non è controparte centrale e opera esclusivamente come organizzatore e gestore della piattaforma, ma la modalità di negoziazione è ad asta.

L'avvio del vero e proprio mercato *spot* del gas naturale con il GME che svolge il ruolo di controparte centrale è avvenuto, infine, nell'ottobre 2010, con la nascita della M-GAS. Su tale mercato gli operatori, che siano stati abilitati a effettuare transazioni sul PSV, possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti. Esso si articola in:

- MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo. La modalità di negoziazione è continua con asta di chiusura;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

Nel maggio 2012 è stato avviato un ulteriore comparto della

P-GAS denominato "comparto ex decreto legislativo n. 130/10", in riferimento al decreto legislativo nato per implementare misure finalizzate a rendere il mercato del gas naturale maggiormente competitivo, anche grazie al potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio. Il decreto legislativo n. 130/10 nasce in luogo dei c.d. "tetti antitrust" ormai scaduti e mira a introdurre nuovi incentivi per sviluppare la concorrenza del mercato all'ingrosso tramite lo sviluppo delle capacità di stoccaggio.

In particolare, il decreto prevede la possibilità per i soggetti investitori¹⁶ di poter richiedere al Gestore dei servizi energetici (GSE), fino alla progressiva entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio e per un periodo comunque non superiore a cinque anni, di consegnare gas nel periodo estivo e di averlo riconsegnato nel periodo invernale per un quantitativo massimo, corrispondente alle quote della nuova capacità di stoccaggio non ancora entrata in esercizio e loro assegnata tramite le procedure descritte all'art. 7 del decreto medesimo.

Al fine di incrementare la liquidità del mercato all'ingrosso del gas naturale, il decreto prevede l'obbligo, da parte dei soggetti che si avvalgono delle misure incentivanti appena descritte, di offrire in vendita, nei sistemi di negoziazione organizzati dal GME, i quantitativi di gas naturale per i quali chiedono la riconsegna nel periodo invernale.

Con la delibera 1 marzo 2012, 67/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte trasmesse dal GME e dal GSE sulle modalità con cui i soggetti investitori aderenti possono adempiere all'obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatore virtuali abbinati, per le quote di cui sopra, prevedendo infine che siano alternativamente o cumulativamente offerte sulle seguenti piattaforme:

- piattaforma per l'offerta di gas naturale (P-GAS), attraverso la predisposizione di un apposito comparto denominato "ex decreto legislativo n. 130/10";
- mercato a pronti del gas (MGP-GAS).

Nel corso dell'anno 2012 sono state 42 le sessioni sul MGP-GAS durante le quali si è avuto almeno uno scambio in modalità continua, per un totale di 135.900 MWh scambiati, in riduzione

¹⁶ In particolare, i soggetti di cui all'art. 5, comma 1, lettera b), numeri 1 e 3, del decreto legislativo n. 130/10.

dell'8,2% rispetto al 2011. Il prezzo medio che si è registrato è stato di 28,48 €/MWh, più alto di quasi il 3% rispetto all'anno precedente. 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 può osservare dal grafico della figura 3.11, 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 28,74 €/MWh, in aumento del 2% rispetto al 2011. Diversamente da quanto emerso l'anno

precedente, non si registra una continuità mensile negli scambi. Sostanzialmente nei mesi di gennaio, ottobre, novembre e dicembre non si sono avute sessioni concluse con scambi. La ripresa registrata dalla seconda metà del 2011 non si è tradotta in una maggiore vivacità e continuità degli scambi in Borsa.

Si conferma anche per il 2012 la discontinuità negli scambi presso il Mercato infragiornaliero (MI-GAS), in cui si sono concluse 15 sessioni utili contro le 18 del 2011. Il prezzo medio registrato è pari a 28,59 €/MWh, in aumento del 5,1% rispetto all'anno precedente. Il corrispondente volume transato è in aumento ed è pari a 36.120 MWh contro i 12.616 MWh del 2011.

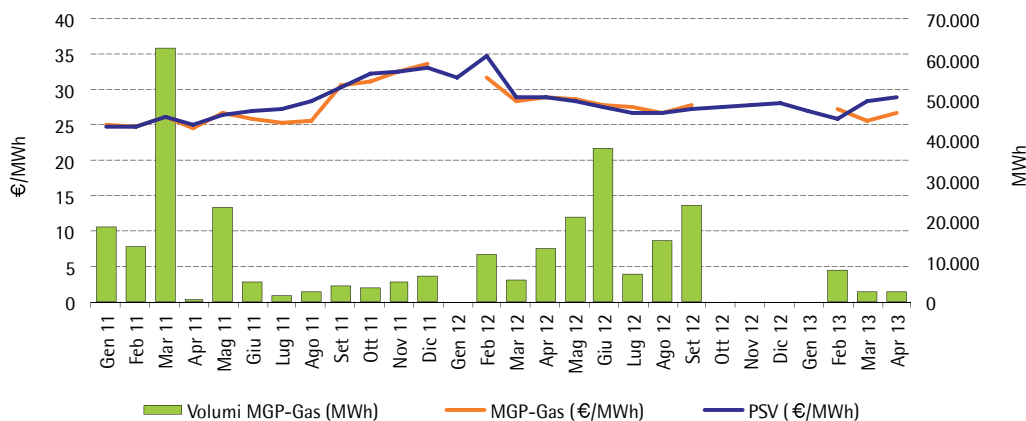


FIG. 3.9

Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sul MGP-GAS e volumi scambiati sul MGP-GAS
€/MWh; MWh

Fonte: Platts per il PSV, GME per il MGP-GAS.

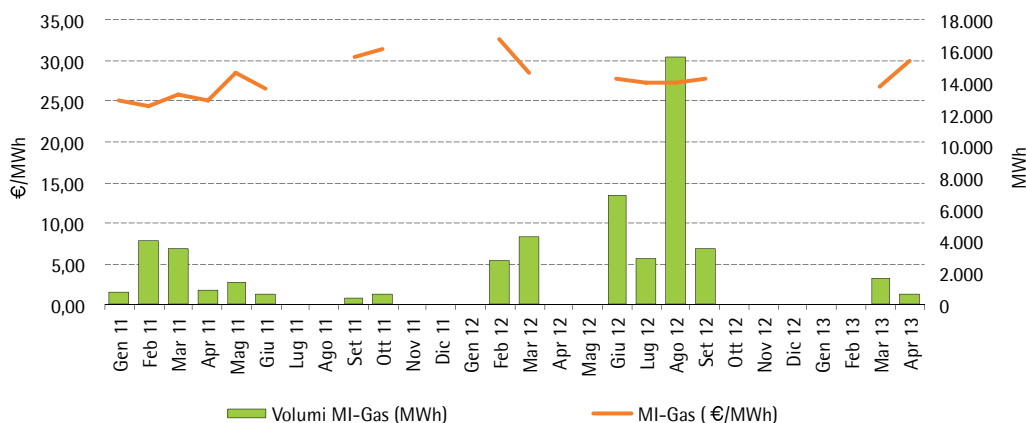


FIG. 3.9

Prezzi e volumi sul MI-GAS
€/MWh; MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

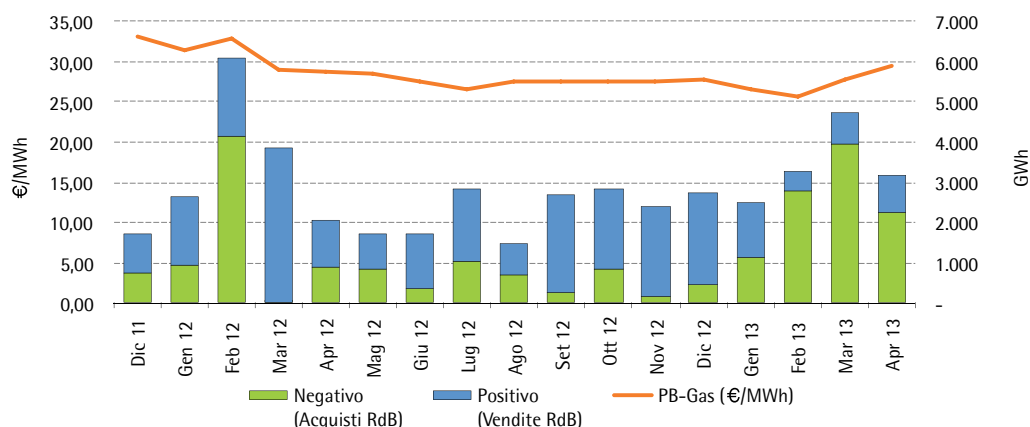
Nella figura 3.13 sono rappresentati i prezzi e i volumi sulla Piattaforma per il bilanciamento gas, gestita dal GME. Entrata in esercizio con la delibera ARG/gas 45/11, ha avviato il passaggio da un sistema di bilanciamento "a stoccaggio", basato su un regime tariffario stabilito e aggiornato dall'Autorità, al sistema di bilanciamento "a mercato", in cui il prezzo della risorsa è stabilito dall'intersezione tra domanda e offerta relative al gas stoccato. Come brevemente descritto nel paragrafo precedente, il meccanismo implementato prevede l'obbligo di partecipazione di tutti i titolari di capacità di stoccaggio. Nella sua prima fase costitutiva, la Piattaforma ha consentito l'approvvigionamento esclusivo di Snam Rete Gas in qualità di Responsabile del Bilanciamento (RdB); solo dall'1 aprile il mercato è stato aperto a tutti gli utenti del servizio di

trasporto. Sulla PB-GAS, quindi, gli utenti del servizio di trasporto possono approvvigionarsi delle risorse per il perfezionamento della propria equazione di bilancio, consentendo di conseguenza la valorizzazione del relativo sbilancio fisico. La partecipazione obbligatoria dei titolari di capacità di stoccaggio, unita alla presenza di Snam Rete Gas in qualità di RdB, ha permesso una movimentazione di gas decisamente più elevata rispetto agli altri mercati gestiti dal GME.

Il prezzo medio registrato sulla PB-GAS nel 2012 è stato di 28,54 €/MWh, lievemente più basso rispetto al prezzo medio del PSV nello stesso periodo, per corrispondenti volumi scambiati di 10.645 GWh in sbilanciamento negativo (acquisti da parte del RdB) e 22.471 GWh in sbilanciamento positivo (vendite da parte del RdB).

FIG. 3.13

Prezzi e volumi su PB-GAS
€/MWh; MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

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 402 imprese sulle 466 che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2012. A parte le 37 che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 365 ve

ne sono 57 che hanno venduto gas esclusivamente nel 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 2012 sono stati venduti al mercato finale 62,4 G(m³); di questi, 15,8 G(m³) sono stati forniti da venditori puri e 46,6 G(m³) da operatori "misti",

che vendono cioè sia al mercato finale, sia al mercato all'ingrosso¹⁷. Il numero di operatori presenti sul mercato della vendita finale è diminuito di quattro unità rispetto all'anno precedente (Tav. 3.32), raggiungendo quota 308. Le quantità complessivamente vendute sono diminuite di 6 G(m³), passando da 68,5 a 62,4 G(m³), toccando un punto di minimo relativo. Poiché le vendite totali sono diminuite in misura maggiore rispetto al numero degli operatori, il volume medio unitario di vendita si è ridotto dell'8,9%, passando da 220 a 203 M(m³).

La diminuzione del numero di operatori ha riguardato solo le classi di vendita più grandi, quelle con vendite da 100 M(m³) in su.

Il numero dei soggetti di media dimensione è rimasto invariato, mentre un incremento di tre unità si è avuto nel caso dei venditori molto piccoli (con vendite inferiori a 10 M(m³)). La classe dei Grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende quest'anno venti operatori, contro i venticinque dello scorso anno: a fronte dell'ingresso di un soggetto (Italtrading), ne sono infatti usciti quattro (ENOI, Plurigas, PremiumGas e Speia).

Analoghe variazioni hanno caratterizzato i volumi di vendita: le due classi più grandi li hanno visti ridursi, mentre i Medi e i Piccoli hanno incrementato, ancorché di poco, i propri quantitativi di vendita (meno di 300.000 m³ nel complesso)

TAV. 3.32

Attività dei venditori
nel periodo 2009-2012

OPERATORI	CLASSE DI VENDITA	2009	2010	2011	2012
NUMERO		290	305	312	308
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	22	23	25	20
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	54	67	61	59
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	121	107	115	115
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	93	108	111	114
VOLUME VENDUTO G(m³)		66,7	72,2	68,5	62,4
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	49,9	51,8	50,8	44,6
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	12,1	16,1	13,3	13,1
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	4,4	3,9	4,1	4,3
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	0,3	0,4	0,3	0,4
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)		230	237	220	203
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	2.268	2.252	2.033	2.231
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	224	240	218	223
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	36	37	35	38
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	4	3	3	3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come sempre i movimenti dei venditori all'interno delle classi sono tra l'altro 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 2012 sono da annoverare:

- l'espansione di Unogas Energia, che a maggio ha acquisito l'attività di vendita a clienti finali del gas naturale da Bluenergas-BEG e a giugno ha incorporato Unogas Freddi;
- l'incorporazione di Duferco Natural Gas nella Duferco Energia (che svolge l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di gas naturale, oltre che la vendita a clienti finali del gas naturale), avvenuta anch'essa in giugno;
- l'incorporazione, in luglio, di GdF Suez Gas Supply Et Sales, società dedita all'acquisto e alla vendita all'ingrosso di gas naturale e alla vendita a clienti finali, in GdF Suez Energia Italia;

¹⁷ Sulla nuova classificazione degli operatori adottata in questa *Relazione Annuale* si rimanda al paragrafo sul mercato all'ingrosso.

- la cessione dell'attività di vendita a clienti finali di Bluenergy Group a Gas Sales;
- la cessione, in ottobre, dell'attività di vendita a clienti finali del gas naturale e acquisto e vendita all'ingrosso di gas a BP Energy Europe Ltd Sede Secondaria da parte di BP Italia;
- l'incorporazione di E.On Italia Power & Fuel in E.On Produzione, in ottobre;
- l'incorporazione, a partire da novembre, di Toscana Energia Clienti in Eni.

Nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità, 18 imprese hanno dichiarato di aver avviato l'attività di vendita a clienti finali nel corso dell'anno, mentre sono 7 quelle che hanno dichiarato di cessarla; 13 imprese hanno dichiarato di aver avviato l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di gas naturale e una ha dichiarato di cessarla. Il saldo, quindi, è positivo in entrambe le attività.

L'approvvigionamento dei soggetti che operano sul mercato della vendita finale è ovviamente molto simile a quello già visto per gli operatori del mercato all'ingrosso, dato che 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 96,8% del gas che rivendono; il resto del gas nella loro disponibilità proviene dal PSV (2,7%) e dagli acquisti in stoccaggio (0,5%). Gli acquisti al PSV rivestono una maggiore importanza per gli operatori di piccole dimensioni che li ottengono il 17% 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, lo 0,7% del gas disponibile viene autoconsumato. Di tutto il gas alienato sul mercato finale, il 3,8% viene ceduto a clienti collegati societariamente.

La tavola 3.33 mostra il dettaglio delle 29 società (erano 31 nel 2011) le cui vendite a clienti finali nel 2012 abbiano superato i 300 M(m³). Analogamente alla tavola delle vendite dei grossisti (Tav. 3.31), 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 (34,62 contro 34,31 c€/m³); il prezzo medio offerto ai clienti finali è, come ci si poteva attendere, più elevato (45,60 contro 43,26 c€/m³), data la maggiore incidenza di clienti allacciati alle reti di distribuzione tra quelli serviti dai venditori puri. 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, analizzare non l'operato delle singole ragioni sociali, bensì quello dei gruppi societari (Tav. 3.34).

TAV. 3.33

Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2012

M(m³) e quote percentuali

SOCIETÀ	ALL'INGROSSO	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Eni	13.342	16.882	30.225	27,1%
Edison	8.270	5.396	13.666	8,6%
Enel Energia	0	4.121	4.121	6,6%
Enel Trade	6.612	2.686	9.298	4,3%
Iren Mercato	234	2.635	2.869	4,2%
GdF Suez Energie	0	2.426	2.426	3,9%
Hera Comm	0	1.857	1.857	3,0%
Shell Italia	5.493	1.700	7.193	2,7%
A2A Energia	46	1.452	1.499	2,3%
E.On Energy Trading	610	1.444	2.054	2,3%
E.On Energia	13	1.080	1.093	1,7%
GdF Suez Energia Italia	6.035	1.032	7.067	1,7%
Estra Energie	124	829	953	1,3%
Ascotrade	622	736	1.358	1,2%
Toscana Energia Clienti	0	628	628	1,0%
Linea Più	88	453	541	0,7%
Sorgenia	261	445	706	0,7%
Gas Natural Vendita Italia	288	442	731	0,7%
BG Gas Marketing Trading Italia	159	439	598	0,7%
Energy Trading International	0	420	420	0,7%
Erogasmet Vendita - Vivigas	9	416	425	0,7%
Utilità	168	409	578	0,7%
Agsm Energia	2	407	408	0,7%
Unogas Energia	277	397	674	0,6%
Enerxenia	0	366	366	0,6%
Trenta	4	366	370	0,6%
Estenergy	0	362	362	0,6%
Erg	128	360	488	0,6%
Bluenergy Group	269	307	576	0,5%
Altri	25.266	11.346	40.656	0,5%
TOTALE	68.319	62.410	130.729	100%
Prezzo medio (c€/m ³)	34,62	45,60	39,53	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.34

Primi venti gruppi per vendite
al mercato finale nel 2012

Volumi in M(m³)

GRUPPO	VOLUME	QUOTA
Eni	17.511	28,1%
Enel	6.807	10,9%
Edison	5.472	8,8%
GdF Suez	3.457	5,5%
Iren	2.664	4,3%
E.On	2.649	4,2%
Hera	2.310	3,7%
Royal Dutch Shell	1.700	2,7%
A2A	1.668	2,7%
Ascopiave	1.089	1,7%
Estra	829	1,3%
Erogasmet	606	1,0%
Linea Group Holding	453	0,7%
Sorgenia	445	0,7%
Gas Natural Sdg	442	0,7%
BG Group	439	0,7%
Unogas	426	0,7%
Energy Trading International	420	0,7%
Dolomiti Energia	417	0,7%
Utilità Progetti e Sviluppo	409	0,7%
Altri	12.196	19,5%
TOTALE	62.410	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il mercato della vendita finale resta piuttosto concentrato: i primi tre gruppi controllano il 47,7%. Dopo l'aumento dello scorso anno, in cui tale valore era risalito al 49,2%, la loro quota è tornata tuttavia a ridursi. Anche a livello dei primi cinque la concentrazione rimane elevata, pari al 60,5%, e immutata rispetto al 2011.

Come è accaduto lo scorso anno, anche nel 2012 l'incidenza di Eni si è accresciuta, essendo passata dal 26,6% del 2011 all'attuale 28,1%. Eni, peraltro, si conferma il gruppo prevalente, ancora ben distanziato dal secondo operatore, il gruppo Enel, che possiede solo il 10,9%. Il divario tra i due si è ulteriormente ampliato, come lo scorso anno (17 punti percentuali, contro i 15 punti nel 2011 e

gli 11,5 nel 2010) per effetto della minor riduzione delle vendite al mercato finale di Eni (-4%), rispetto a quella registrata da Enel (-15,3%). Più forti ancora nel 2012 sono i cali delle vendite finali dei due gruppi inseguitori: -26,1% nel caso del gruppo Edison e -28,7% nel caso di GdF Suez. Il gruppo Iren è tornato in quinta posizione (dalla settima del 2011), mentre il gruppo A2A, che nel 2011 era quinto nella classifica, è sceso alla nona posizione. Degno di nota, infine, è il rientro in quattordicesima posizione del gruppo Sorgenia, che nel 2011 non risultava tra i primi venti. La dimensione delle imprese che vendono gas naturale all'ingrosso o a clienti finali è in media pari a 23,3 addetti (Tav. 3.35).

Il 74,2% delle imprese del settore¹⁸ impiega meno di dieci addetti, ma vende solo il 10,9% del gas complessivamente venduto e il 7,9% del gas venduto a clienti finali. Il 12% delle aziende opera con più di venti addetti e serve l'83% circa del mercato totale, nonché l'85%

del mercato finale. Le imprese con oltre 250 addetti contano solo per lo 0,8%, ma soddisfano il 65% del mercato complessivo e quasi il 66% dei clienti finali.

Dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine

TAV. 3.35

Distribuzione delle imprese che vendono gas naturale per classi di addetti nel 2011

Quote percentuali

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI TOTALI VENDUTI	QUOTA SUI VOLUMI VENDUTI A CLIENTI FINALI
0	25,4%	0	4,9%	4,4%
1	10,2%	0,9	0,3%	0,4%
2-9	38,5%	4,0	5,7%	3,1%
10-19	13,9%	14,2	6,3%	6,7%
20-49	7,8%	32,4	9,2%	6,4%
50-250	3,3%	125,4	8,4%	13,5%
Oltre 250	0,8%	1.595,0	65,2%	65,6%
TOTALE	100,0%	23,3	100,0%	100,0%

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

annuale risulta che nel 2012 il mercato finale della vendita di gas naturale comprende 21 milioni di clienti, il 92,8% dei quali sono domestici, lo 0,9% sono condomini con uso domestico, il 5,2% sono appartenenti al settore del commercio e servizi, l'1,1% al comparto industriale, lo 0,004% alla generazione termoelettrica e circa 90.000 utenze sono relative ad attività di servizio pubblico (Tav. 3.36). Queste ultime sono state introdotte come specifica tipologia di punto di riconsegna, in conformità al dettato del decreto legislativo n. 93/11, e corrispondono ai punti di riconsegna nella titolarità di una struttura pubblica o privata che svolge un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole. In termini di volumi, naturalmente, le proporzioni tendono a invertirsi: includendo anche gli autoconsumi, il settore domestico ha assorbito il 22,4% del gas complessivamente consumato, ovvero 16,8 G(m³), i condomini con uso domestico hanno acquisito il 5% del gas, ovvero 3,7 G(m³), il commercio ne ha utilizzato l'8,2%,

corrispondente a 6,2 G(m³), l'industria ne ha consumato il 25,6%, cioè 19,2 G(m³), la generazione elettrica ne ha assorbito il 37,3%, equivalente a 28 G(m³) e, per finire, le attività di servizio pubblico ne hanno consumato l'1,5%, equivalente a 1,1 G(m³). La quota di volumi acquistati sul mercato libero, in media pari al 60%, tende a crescere nel tempo ma, come è normale, essa diviene più rilevante man mano che ci si sposta da settori come il domestico ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso. Infatti, la quota di volumi acquistati sul mercato libero è pari al 16% nel domestico, al 36% per i condomini, al 74% nel commercio e servizi, al 96% nell'industria, al 60% nel termoelettrico (valore che risente degli autoconsumi) e al 67% negli usi di servizio pubblico.

Le quantità vendute nel 2012 al mercato finale sono complessivamente diminuite del 7,4%. Se si eccettua il settore dei condomini con uso domestico, i cui consumi risultano cresciuti del

¹⁸ Quest'anno, per soddisfare le esigenze di semplificazione agli operatori e ridurre il carico statistico su di essi, l'informazione sul numero degli addetti è stata tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. Pertanto, diversamente da quanto accadeva negli scorsi anni, i valori sono riferiti al personale che nella media dell'anno 2011 era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola 3.35 sono riferiti a 244 società.

TAV. 3.36

Mercato finale per settore di consumo nel 2012

Clienti in migliaia; volumi in M(m³)

CLIENTI E VOLUMI	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Autoconsumi	1	0	1	0,09	0,06	0,00	2
Mercato libero	3.094	59	549	121	0,61	31,67	3.855
Mercato tutelato	16.310	134	533	111	0,08	59,28	17.147
TOTALE CLIENTI	19.404	194	1.083	232	0,74	90,95	21.004
Autoconsumi	400	791	29	360	11.069	0	12.650
Mercato libero	2.732	1.352	4.557	18.345	16.902	748	44.635
Mercato tutelato	13.694	1.612	1.600	492	4	372	17.775
TOTALE VOLUMI	16.826	3.755	6.186	19.197	27.975	1.120	75.059

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

16,4%, e il domestico, che ha registrato un lieve calo, pari all'1,4%, tutti i comparti produttivi hanno registrato una netta diminuzione rispetto all'anno precedente, più forte nella generazione elettrica (-15,6%), ma importante anche nell'industria (-8,0%) e nel commercio e servizi (-7,9%). L'attività di servizio pubblico non è comparabile in quanto introdotta dalla rilevazione di quest'anno.

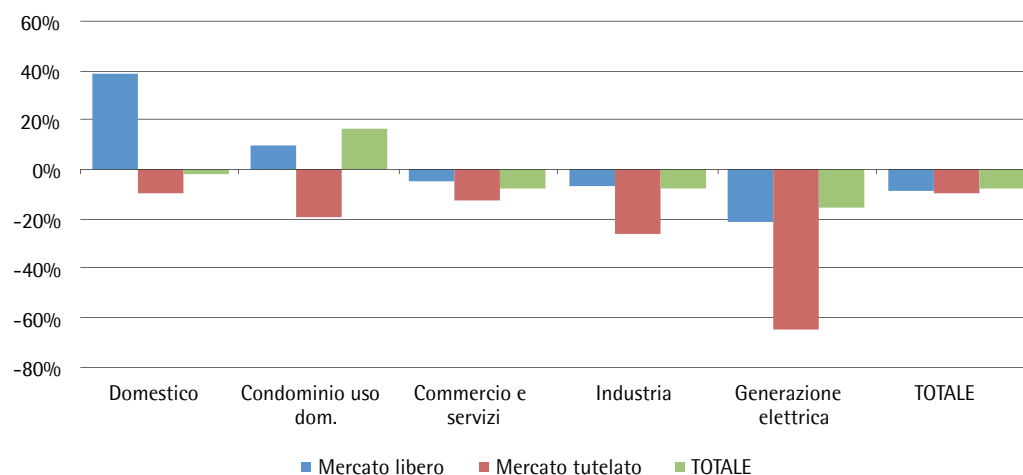
Le variazioni rispetto al 2011 mutano se si considerano i valori del mercato libero separatamente da quelli del mercato tutelato (Fig. 3.14). Infatti, la variazione leggermente negativa del mercato

domestico nel suo complesso è dovuta a una riduzione del 9% registrata nel mercato tutelato e al contemporaneo aumento del 38% evidenziato dal mercato libero (che incide di meno sulla media, perché il suo peso in termini di consumi è largamente inferiore a quello del tutelato). Un analogo andamento si manifesta anche nelle vendite ai condomini con uso domestico, che nel mercato libero sono saliti del 10%, mentre nel mercato tutelato sono scesi del 19%. I consumi risultano invece diminuiti su tutti e due i mercati nel caso dei servizi, dell'industria e della generazione elettrica.

FIG. 3.14

Variazioni del mercato finale del gas naturale

Variazioni percentuali 2012 rispetto al 2011



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.37

Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2012

M(m³)

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						TOTALE
	< 5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
MERCATO TUTELATO	14.220	3.004	480	65	6	0	17.775
Domestico	13.307	383	3	2	0	0	13.694
Condominio uso domestico	123	1.256	227	6	0	0	1.612
Commercio e servizi	611	850	116	23	0	0	1.600
Industria	124	300	57	12	0	0	492
Generazione elettrica	0	1	1	3	0	0	4
Attività di servizio pubblico	55	215	77	19	6	0	372
MERCATO LIBERO	3.340	3.321	2.062	4.418	8.659	22.834	44.635
Domestico	2.607	109	9	6	2	0	2.732
Condominio uso domestico	27	837	358	118	11	0	1.352
Commercio e servizi	571	1.518	778	944	744	2	4.557
Industria	105	652	758	2.997	6.772	7.061	18.345
Generazione elettrica	0	1	10	147	972	15.772	16.902
Attività di servizio pubblico	31	205	149	205	158	0	748
TOTALE	17.560	6.325	2.542	4.483	8.665	22.834	62.410

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il dettaglio delle vendite al mercato finale al netto degli autoconsumi per settore di consumo e dimensione dei clienti è illustrato nella tavola 3.37. Eliminando gli autoconsumi si nota che il mercato libero soddisfa il 72% dei consumi, contro il 28% rifornito dal mercato tutelato. Al crescere della dimensione dei clienti, il mercato libero acquisisce maggior peso. Anche nel 2012 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 50.000 m³ nel caso degli usi diversi e a 200.000 m³ nel caso dei

condomini¹⁹, è dovuta al fatto che esse comprendono gli acquisti 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. Tali quantitativi sono comunque di modesta entità, essendo pari a 217 M(m³), cioè allo 0,3% del mercato complessivo.

Come lo scorso anno, l'Indagine effettuata presso gli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale ha rivolto loro alcune domande anche sullo switching, vale a dire sul numero di clienti²⁰

¹⁹ Con la delibera 9 giugno 2011, ARG/gas 71/11, l'Autorità ha riformulato la disciplina in materia di clienti aventi diritto al servizio di tutela e di modalità di comunicazione della cessazione dell'applicazione transitoria del servizio di tutela. Con tale provvedimento l'Autorità ha incluso tra i clienti aventi diritto al servizio di tutela le utenze relative ai clienti non domestici con consumi inferiori a 50.000 m³/anno e le utenze relative ad attività di servizio pubblico (così come indicate nel testo), in aggiunta alle categorie preesistenti, vale a dire ai punti di riconsegna nella titolarità dei clienti domestici e a quelli dei condomini con uso domestico che non superino i 200.000 m³ di consumo annuo.

²⁰ 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.

che ha cambiato il proprio fornitore nell'anno solare 2012²¹.

I risultati dell'Indagine, ancora provvisori, hanno evidenziato che la percentuale di clienti che nel 2012 ha cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari al 4,7%, ovvero al 45,2% 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 mostrano ancora una certa vivacità nei consumatori domestici, che anche nel 2012 hanno mantenuto un tasso di *switching* del 4,5% in termini di numerosità e del 5,2% in termini di volumi. Questo dato, vale la pena di ricordarlo, arriva dopo due anni in cui il livello di spostamenti tra fornitori era stato già significativo in una tipologia di clienti che tradizionalmente ha sempre mostrato un'elevata prudenza a spostarsi sul mercato libero (la sequenza dei tassi relativa agli anni precedenti mostra infatti i seguenti valori di *switch*: 5,2% nel 2011, 4,4% nel 2010, 1,8% nel 2009 e 1,1% nel 2008 in termini di clienti e in termini di volumi 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 invece da sempre i condomini con uso domestico e gli altri usi, così come la nuova categoria delle attività di servizio pubblico. Nel 2012 i condomini che hanno cambiato fornitore sono stati il 5,9% del totale (l'8,2% in termini di consumi), la quota di enti che gestiscono un servizio pubblico che ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore è stata del 7,7% (16,3% dei volumi), mentre gli "altri usi" che si sono spostati sul mercato libero sono stati complessivamente l'8,2% del totale in termini di clienti e il 54,8% 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, cresce l'interesse verso la possibilità di risparmiare, che è generalmente la prima motivazione del cambio di fornitore, specie in periodi di crisi economica quale quello che stiamo attraversando. Un confronto temporale, relativo agli ultimi due anni, tra i tassi di *switching* evidenziati dai consumatori che destinano il gas per altri usi mostra una notevolmente maggiore mobilità nel 2012 rispetto a quella sperimentata nel 2011, specie nei clienti con consumi annui superiori a 200.000 m³.

TAV. 3.38

Tassi di *switching* dei clienti finali nel 2012

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	4,5%	5,2%
Condominio uso domestico	5,9%	8,2%
Attività di servizio pubblico	7,7%	16,3%
Altri usi	8,2%	54,8%
di cui:		
fino a 5.000 m ³	6,7%	8,5%
5.000-50.000 m ³	12,9%	14,2%
50.000-200.000 m ³	20,8%	21,5%
200.000-2.000.000 m ³	30,9%	35,3%
2.000.000-20.000.000 m ³	64,4%	69,6%
oltre 20.000.000 m ³	70,4%	56,8%
TOTALE	4,7%	45,2%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

²¹ 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.

Il dettaglio territoriale delle vendite di gas al mercato finale è illustrato nella tavola 3.39. 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 63,2% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 38,7 G(m³); il 19,7% dei consumi, 12,3 G(m³), è localizzato nell'area del Centro e il restante 18,3%, cioè 11,4 G(m³), viene venduto al Sud e Isole (solo la Sicilia in quanto la Sardegna non è ancora metanizzata).

Per quanto riguarda il settore domestico, nel 2012 circa 10,6 G(m³), più di due terzi dei quantitativi consumati dalle famiglie italiane, sono stati venduti al Nord; il Centro ha acquisito 3,6 G(m³), il 22% dei consumi domestici, mentre circa 2 G(m³) sono stati venduti al

Sud e Isole. La Regione con i consumi più elevati è la Lombardia, che da sola ha acquistato il 23,7% dei volumi consumati dalle famiglie nazionali. Altre regioni in cui i consumi domestici superano 1 G(m³) sono l'Emilia Romagna con 2 G(m³), il Piemonte e il Veneto con circa 1,8 G(m³), la Toscana e il Lazio, entrambi con circa 1,2 G(m³).

Un ordine d'importanza delle regioni abbastanza simile si riscontra anche nei vari settori di consumo del mercato non domestico. La Lombardia è quasi sempre il territorio che consuma i maggiori quantitativi di gas: 23,9% nel commercio e servizi, 21,4% nell'industria e 25,4% nelle attività di servizio pubblico. Fa eccezione unicamente il settore della generazione elettrica, dove la Lombardia, con il 15,4%, è solo in terza posizione dopo il 18% della Sicilia e il 16,4% del Piemonte.

Tenendo conto della numerosità di clienti a livello territoriale è

TAV. 3.39

Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2012

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Piemonte	1.790	533	739	1.983	2.773	142	7.960
Valle d'Aosta	22	12	16	55	0	4	108
Lombardia	3.894	951	1.469	4.020	2.601	289	13.225
Trentino Alto Adige	187	66	202	388	28	63	934
Veneto	1.800	183	744	1.767	380	99	4.972
Friuli Venezia Giulia	432	81	137	908	138	28	1.725
Liguria	456	208	130	313	628	17	1.751
Emilia Romagna	2.035	272	970	3.233	1.409	120	8.039
Toscana	1.225	122	416	1.399	1.218	62	4.441
Umbria	236	22	94	385	180	38	955
Marche	499	32	200	448	84	19	1.283
Lazio	1.180	377	418	684	993	85	3.737
Abruzzo	419	21	118	322	267	29	1.177
Molise	81	6	17	64	495	10	672
Campania	602	35	166	567	1.353	45	2.768
Puglia	773	17	141	837	669	33	2.470
Basilicata	138	7	55	95	172	8	476
Calabria	201	6	27	61	500	18	812
Sicilia	471	13	89	1.249	3.054	28	4.905
ITALIA	16.442	2.965	6.146	18.779	16.941	1.137	62.410
NORD	10.617	2.306	4.405	12.667	7.957	762	38.714
CENTRO	3.639	581	1.263	3.302	3.236	243	12.264
SUD E ISOLE	2.186	78	478	2.810	5.748	132	11.431

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

M(m³)

possibile calcolare i valori di consumo medio regionali. La figura 3.14 illustra i consumi medi per gli usi domestici (inclusi i dati dei condomini) e quelli del commercio e servizi.

In media nazionale gli usi domestici risultano consumare 990 m³, ma tale media è il risultato di valori piuttosto uniformi per zone. Come mostra la figura, al Nord i consumi sono nettamente più elevati, intorno a 1.180 m³, principalmente per ragioni climatiche, mentre i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole scendono, rispettivamente, a 873 e 594 m³. I consumi del commercio e servizi mostrano un andamento simile, su livelli ovviamente più elevati,

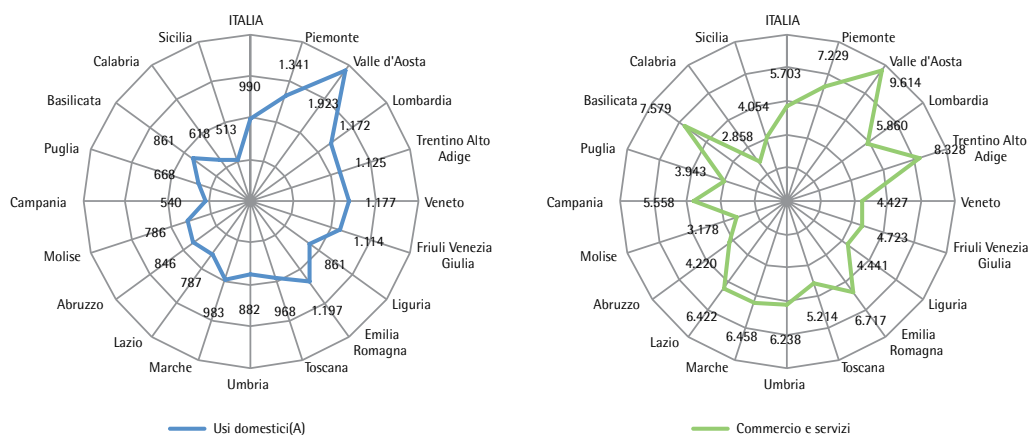
pari a 5.703 m³ in media nazionale e con minori differenze tra le zone: i consumi medi per le tre aree, infatti, risultano di 5.880 m³ al Nord, 5.633 al Centro, 4.585 al Sud e Isole. Le regioni poste agli estremi del territorio nazionale rappresentano, in entrambi gli usi considerati, anche i punti di consumo minimo e massimo: i valori medi per la Valle d'Aosta sono infatti i più elevati (pari a 1.923 m³ nel caso degli usi domestici e 9.614 m³ nel caso del commercio e servizi) e quelli della Sicilia i più bassi (513 m³ per gli usi domestici e 2.858 m³ per il commercio e servizi).

Interessante è anche osservare il livello di *switching* a livello

FIG. 3.15

Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2012

m³; gli usi domestici includono i condomini con uso domestico



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

territoriale, considerando i tassi per regione e per tipologia di cliente (Tav. 3.40). Come lo scorso anno, i clienti domestici mostrano tassi territorialmente abbastanza omogenei in tutte le regioni d'Italia, sebbene quelli collocati al Centro mostrino una leggermente maggiore vivacità, con tassi di *switching* che mediamente sono del 5,3% in termini di clienti e del 6,2% in termini di volumi, contro una media nazionale del 4,5% (clienti) e del 5,2% (volumi). Lo *switch* dei condomini con uso domestico è decisamente concentrato al Centro-Nord; analizzando i dati infatti appare maggiore al Centro in termini di clienti (7,1% contro il 5,9% della media nazionale), mentre risulta lievemente più alto al Nord se consideriamo i volumi (8,3% contro l'8,2% della media nazionale). I risultati visti per entrambi i settori risultano molto simili a quelli del 2011.

Un andamento analogo a quello dei condomini con uso domestico si ha per le attività di servizio pubblico. Anche qui lo *switch* è maggiore al Centro in termini di clienti (10,1% contro il 7,7% della media nazionale), mentre risulta più alto al Nord se consideriamo i

volumi (17,6% contro il 16,3% della media nazionale). 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 Sud e Isole risulta l'area con il più alto tasso di *switching* (8,6%), in termini di volumi, però, è la zona che detiene la percentuale minore con il 35,8%, a fronte di un valore medio nazionale del 54,8%. Quest'ultimo dato mostra che, diversamente da quanto accadeva nel 2011, al Sud sono ora i clienti di minore dimensione a mostrare la maggiore mobilità nel mercato del gas.

Nel complesso dei settori di consumo, i clienti residenti al Centro sono quelli che nel 2012 hanno mostrato il più elevato tasso di cambio del fornitore (5,5% contro una media nazionale del 4,7%). Il Nord e il Centro sono invece risultate, a pari merito, le zone con il più elevato tasso di *switching* in termini di volumi: 47,8% contro il 45,2% della media nazionale.

Vediamo alcuni dettagli regionali. Nel settore domestico le regioni

TAV. 3.40

Tassi di switching per regione e per tipologia di clienti nel 2012

Valori percentuali

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	4,6	4,8	7,7	10,2	9,1	69,3	9,8	29,2	5,0	57,4
Valle d'Aosta	1,1	1,4	2,6	4,2	6,5	43,6	13,7	11,0	1,9	35,3
Lombardia	3,9	4,9	5,7	7,9	7,9	55,8	7,2	15,7	4,2	45,5
Trentino Alto Adige	2,3	2,3	2,6	2,3	2,4	61,5	0,7	9,1	2,3	51,5
Veneto	4,4	5,0	5,6	9,5	10,0	63,3	8,4	22,9	4,9	50,7
Friuli Venezia Giulia	4,4	5,9	5,2	8,8	10,8	54,0	8,9	12,6	4,9	45,9
Liguria	3,5	4,5	5,5	7,5	7,0	77,4	9,1	13,1	3,6	57,7
Emilia Romagna	3,8	4,5	3,8	7,5	7,5	47,8	6,8	9,3	4,2	40,5
Toscana	5,4	6,2	5,4	8,0	8,5	59,2	25,3	46,7	5,6	49,5
Umbria	6,1	7,0	7,3	13,5	10,4	59,0	7,9	12,0	6,5	50,0
Marche	4,4	4,4	4,9	3,9	9,0	66,3	12,0	15,3	4,8	49,0
Lazio	5,3	6,5	8,2	9,4	8,5	63,8	3,1	4,2	5,5	48,2
Abruzzo	5,5	7,1	5,3	7,2	5,7	56,5	7,1	11,8	5,5	46,5
Molise	5,4	6,6	10,7	2,5	10,4	14,0	5,3	6,2	5,7	12,3
Campania	4,7	5,3	3,6	3,2	10,5	50,9	4,2	6,1	4,9	41,2
Puglia	4,3	4,7	2,5	3,8	6,8	41,8	3,6	10,6	4,3	35,7
Basilicata	4,0	4,7	4,9	7,9	8,2	67,8	2,6	5,0	4,2	49,0
Calabria	5,1	6,0	2,3	1,5	9,6	26,4	3,4	23,3	5,3	24,3
Sicilia	4,8	5,3	3,6	2,8	7,7	20,4	2,4	4,6	4,9	18,7
TOTALE	4,5	5,2	5,9	8,2	8,2	54,8	7,7	16,3	4,7	45,2
NORD	4,0	4,8	5,7	8,3	8,3	58,1	7,8	17,6	4,4	47,8
CENTRO	5,3	6,2	7,1	8,6	7,9	59,7	10,1	16,7	5,5	47,8
SUD E ISOLE	4,6	5,1	3,4	3,7	8,6	35,8	3,4	9,1	4,7	31,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

che risultano avere i tassi di *switching* più elevati sono l'Umbria per i clienti (6,1%) e l'Abruzzo per i volumi (7,1%). Per il settore condominio a uso domestico, la percentuale più elevata si registra in Molise per i clienti (10,7%) e in Umbria per i volumi (13,5%). Nell'ambito delle attività di servizio pubblico, il tasso di *switching* più alto, sia in termini di clienti (25,3%), sia in termini di volumi (46,7%), si riscontra in Toscana. Infine, nella categoria di consumo "altri usi" è il Friuli Venezia Giulia a evidenziare il tasso più elevato tra i clienti (10,8%), ma – come lo scorso anno – è la Liguria ad avere il tasso più alto in termini di volumi, con il 77,4%. Vale la pena sottolineare la differenza notevole dei tassi di *switching* esistente tra i diversi settori in Liguria. Come nel 2011, anche quest'anno tale

regione risulta caratterizzata da percentuali di cambio del fornitore (sia in termini di volumi, sia in termini di clienti) nel domestico e nel condominio a uso domestico piuttosto bassi, a fronte di tassi negli usi produttivi parecchio elevati; si evidenzia quindi una certa mobilità solo da parte dei grossi consumatori. Un simile fenomeno è riscontrabile, anche se in misura meno marcata, in Valle d'Aosta e in Trentino Alto Adige. Considerando i tassi di *switching* complessivi, invece, si può notare che in Umbria si registra il tasso più elevato in termini di clienti, mentre è la Liguria, come anticipato, ad avere il tasso più alto per volumi.

Considerati gli elevati livelli di acquisto (Tav. 3.39), la Lombardia è anche la regione in cui risulta operare il numero più rilevante di

imprese di vendita, pari a 169, come si vede dalla tavola 3.41, 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 (124), in Emilia Romagna (116) e in Veneto (113).

Rispetto al 2011 il numero di operatori è cresciuto in tutte le regioni, tranne che in Lombardia, dove si è ridotto di due unità. I venditori che vendono gas sull'intero territorio nazionale metanizzato sono sedici e in costante crescita rispetto agli anni

precedenti (erano sei nel 2009, nove nel 2010 e dodici nel 2011); nel 2012 sono risultate sei le imprese che hanno venduto gas ai clienti domestici sull'intero territorio nazionale, lo stesso numero nel 2011.

Circa i livelli di concentrazione a livello territoriale, è possibile effettuare un'analisi attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote di mercato (calcolate sui volumi venduti) dei primi tre operatori e dalla quota di clienti da questi serviti (Tav. 3.41), già utilizzato anche relativamente alla distribuzione.

Il livello del coefficiente C3 risulta molto elevato quasi ovunque, con

TAV. 3.41

Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2012

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

REGIONE	OPERATORI	C3 SUL MERCATO DEI DOMESTICI	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	124	67,0%	72,0%	55,4%	55,3%
Valle d'Aosta	29	99,0%	98,2%	95,5%	97,3%
Lombardia	169	41,0%	51,5%	36,2%	51,0%
Trentino Alto Adige	65	92,7%	92,0%	70,5%	75,9%
Veneto	113	50,7%	53,6%	44,8%	53,7%
Friuli Venezia Giulia	74	59,8%	62,4%	49,8%	61,6%
Liguria	74	77,1%	80,2%	63,4%	67,4%
Emilia Romagna	116	73,3%	74,4%	57,4%	67,7%
Toscana	99	74,1%	71,3%	44,8%	56,8%
Umbria	70	73,2%	74,2%	58,4%	66,1%
Marche	77	69,0%	67,9%	66,5%	67,6%
Lazio	109	86,7%	89,3%	65,8%	80,9%
Abruzzo	96	69,6%	65,6%	54,9%	56,9%
Molise	48	69,2%	64,7%	72,7%	20,4%
Campania	89	74,1%	77,7%	75,8%	71,5%
Puglia	74	71,8%	72,0%	72,3%	71,6%
Basilicata	56	80,0%	77,5%	65,8%	45,0%
Calabria	47	86,3%	88,0%	82,5%	61,6%
Sicilia	54	76,7%	73,5%	78,2%	36,7%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

punte superiori all'80% in Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Lazio e Calabria (il C3 era superiore all'80% nelle stesse quattro regioni anche nel 2011). È da notare anche che la presenza di un elevato numero di imprese non garantisce bassi livelli di concentrazione, come dimostra il caso del Lazio in cui, a fronte di 109 venditori presenti, i primi tre possiedono una quota dell'86,7% e servono l'89,3% dei clienti domestici (intesi come somma dei domestici e dei condomini con uso domestico) della regione. 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 41% e una percentuale di clienti domestici serviti pari al 51,5%. 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 hanno confermato i dati visti nelle pagine precedenti, mostrano generalmente tassi di switching

elevati. Fanno eccezione poche regioni al Sud, dove il calcolo sul mercato totale non fa diminuire il C3, bensì lo lascia sostanzialmente

invariato o addirittura lo innalza lievemente.

Una specifica sezione dell'Indagine annuale svolta dall'Autorità

Fornitura del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

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 2012 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno relativamente al 2011, che sono quindi da ritenersi definitivi. Per questo motivo, i dati riguardanti il 2011, 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 97 operatori dei 100 che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno indicato di svolgere l'attività di distribuzione, misura e vendita di gas diversi dal gas naturale a mezzo rete. Dei 97 esercenti, 70 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), 11 svolgono soltanto la vendita, 13 solo la distribuzione; tre operatori sono risultati inattivi, in quanto nel corso del 2012

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 2012 le più rilevanti hanno riguardato l'incorporazione di Estra GPL ed Estra Reti Gas in E.S.T.R.A.; A2A Energia ha ceduto l'attività di vendita di gas diversi dal gas naturale a Gabogas.

A fine anno, Lampogas Lombarda e Lampogas Nord hanno ceduto l'attività a Carbotrade Gas.

Nell'insieme, i 97 operatori attivi rispondenti all'Indagine sul 2012 risultano aver distribuito 38,4 M(m³), 200.000 m³ in più di quanto era stato distribuito nel 2011. Il numero di clienti (gruppi di misura) serviti, poco meno di 162.000, è invece cresciuto, rispetto allo scorso anno, di quasi 6.000 unità (Tab. 3.42). Nel 2012 il servizio ha registrato, quindi, una lieve espansione in termini di volumi venduti (+0,6%), di clienti (+3,8%), nonché – come vedremo tra breve – anche in termini di copertura geografica.

L'aumento medio dello 0,6% appena visto, tuttavia, è il frutto di

TIPO DI GAS	2011		2012		VAR. % 2012-2011	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	21,2	120.842	20,9	125.377	-1,4	3,8
Aria propanata	12,3	32.112	12,7	33.524	3,1	4,4
Altri gas	4,7	2.968	4,8	2.943	2,8	-0,8
TOTALE	38,2	155.922	38,4	161.844	0,6	3,8

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.42

Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale
Volumi in M(m³); numero di clienti

andamenti differenziati nei tre comparti: a fronte di una crescita nei consumi di aria propanata (+3,1%) e di altri gas (+2,8%), quelli di GPL sono invece diminuiti dell'1,4%.

Come conseguenza dell'aumento di clienti più elevato rispetto a quello dei volumi distribuiti, nel 2012 il consumo medio unitario è sceso in media del 3% rispetto al 2011: dai 245 m³ si è infatti passati a 237 m³. Anche se, come in passato, si mantengono le marcate differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 170 m³, è infatti il più basso, se confrontato con i 380 m³ dell'aria propanata e con i circa 1.650 m³ degli altri gas.

Tra i gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo rete quello più diffuso rimane il GPL, che copre il 54% circa dei volumi complessivamente erogati e il 77% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano un terzo dei volumi distribuiti. Una quota ridotta del gas complessivamente distribuito (13%) viene da altri tipi di gas.

La distribuzione regionale (Tav. 3.43) mostra, come sempre, al primo posto la Sardegna, regione ancora non metanizzata, in termini sia di quantitativi erogati, sia di clienti serviti: da sola essa ha assorbito il 35,4% dei volumi distribuiti, necessari a soddisfare la richiesta di una quota leggermente più ampia di clienti (il 37,3%). In questa regione il servizio, seppure in espansione, rimane ancora concentrato in pochi comuni: 96 sui 377 istituiti sul territorio della regione (nel 2010 i comuni serviti erano 82).

La seconda regione in cui la distribuzione a mezzo rete di gas diversi

dal gas naturale assume cifre importanti è la Lombardia, che conta per il 18% dei volumi distribuiti e per il 7,5% dei clienti serviti, 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. In questa regione, tra l'altro, il servizio raggiunge appena 62 comuni, il 4% dei comuni esistenti nel territorio (1.544). Lo stesso fenomeno, ovvero l'incidenza superiore in termini di volumi distribuiti di quella espressa in termini di clienti serviti, si manifesta anche in altre regioni, seppure per ragioni probabilmente diverse da quelle lombarde: in Sardegna, in Friuli Venezia Giulia e, in misura contenuta, anche in Trentino Alto Adige.

Anche in Toscana il servizio è molto rilevante: in questa regione si distribuisce il 12,1% dei volumi nazionali al 15,8% dei clienti, distribuiti in circa la metà dei comuni del territorio (144 su 287). 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 per l'anno 2012 una modesta espansione della copertura geografica del servizio di distribuzione/vendita. Infatti, il numero di comuni serviti è salito di sei unità, passando da 709 a 715 (cui corrispondono undici nuove località tariffarie create nell'anno). Solo in tre regioni, Emilia Romagna, Toscana e Calabria, il numero dei comuni serviti si è ridotto di una unità.

L'estensione delle reti e il loro assetto proprietario sono illustrati

TAV. 3.43

Distribuzione regionale
a mezzo rete di gas diversi
dal gas naturale

Volumi in M(m³); numero di operatori;
clienti; comuni serviti

REGIONE	2011				2012			
	OPERATORI ^(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	OPERATORI ^(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Valle d'Aosta	3	0,12	482	6	3	0,12	512	7
Piemonte	11	1,80	8.185	82	10	1,85	8.325	82
Liguria	15	2,30	12.665	73	15	2,08	13.086	74
Lombardia	17	6,87	11.716	61	17	7,04	12.127	62
Trentino Alto Adige	2	0,25	880	8	2	0,25	912	8
Veneto	4	0,18	1.047	14	4	0,19	1.084	14
Friuli Venezia Giulia	3	1,06	2.047	9	3	1,06	2.068	9
Emilia Romagna	18	2,29	10.212	51	18	2,12	10.104	50
Toscana	18	4,69	25.441	145	18	4,64	25.582	144
Lazio	13	1,97	16.127	52	14	1,88	16.485	52
Marche	13	0,80	3.201	37	13	0,76	3.255	38
Umbria	11	0,71	4.610	38	11	0,80	5.074	38
Abruzzo	8	0,46	4.161	13	8	0,39	4.158	13
Molise	2	0,07	253	2	2	0,05	254	2
Campania	5	0,40	2.354	11	5	0,30	1.775	11
Puglia	1	0,04	125	1	1	0,04	142	1
Basilicata	3	0,34	1.020	4	3	0,26	1.035	4
Calabria	2	0,24	1.995	6	1	0,19	1.680	5
Sicilia	3	0,06	263	4	3	0,06	311	5
Sardegna	8	13,54	49.138	92	9	14,32	53.875	96
ITALIA	-	38,20	155.922	709	-	38,42	161.844	715

(A) In questa colonna gli operatori sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

nella tavola 3.44, che mostra come nel complesso siano in esercizio in Italia 4.600 km circa di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale (di cui 3.900 km alimentati a GPL). Il confronto con i dati relativi al 2011 evidenzia una crescita dell'estensione delle reti di circa 50 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 3,4% (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

TAV. 3.44

Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2012

Estensione in km; quote percentuali di proprietà

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Valle d'Aosta	0,0	13,1	0,0	88,8	11,2
Piemonte	1,7	155,8	101,8	96,4	3,6
Liguria	3,0	174,3	87,0	96,6	0,7
Lombardia	0,0	128,0	116,3	86,8	11,3
Trentino Alto Adige	0,0	22,9	0,0	65,7	0,0
Veneto	0,0	31,9	2,6	72,3	0,0
Friuli Venezia Giulia	0,0	1,2	52,6	80,5	19,5
Emilia Romagna	0,0	128,8	136,6	98,8	0,0
Toscana	10,3	276,2	313,2	100,0	0,0
Lazio	4,9	175,2	212,3	96,8	2,6
Marche	15,4	43,4	42,9	76,8	18,4
Umbria	1,3	71,0	93,3	87,4	12,6
Abruzzo	0,0	53,5	14,8	70,5	29,5
Molise	2,5	2,3	1,2	100,0	0,0
Campania	0,0	14,7	32,0	100,0	0,0
Puglia	0,0	6,8	0,0	100,0	0,0
Basilicata	6,0	3,6	17,5	100,0	0,0
Calabria	0,0	52,6	0,0	100,0	0,0
Sicilia	0,0	37,7	0,0	100,0	0,0
Sardegna	7,5	1.069,9	855,1	68,3	1,8
ITALIA	52,7	2.462,7	2.079,0	83,2	3,4

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Società a responsabilità limitata (37 casi su 81); la seconda forma giuridica più utilizzata tra i venditori, con o senza distribuzione, è la Società per azioni (30 casi su 81). Spa e Srl sono le forme prevalenti anche tra i distributori "puri", i soggetti cioè che non operano nella vendita: nove casi di Spa e sette casi di Srl su sedici.

La dimensione delle imprese che effettuano la distribuzione e/o la vendita di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo rete è mediamente piuttosto ridotta (Tav. 3.45). Il 91,5% delle imprese del settore²² impiega meno di dieci addetti, il 67,8% addirittura opera

con uno o addirittura con zero addetti. Si tratta di imprese che hanno completamente appaltato all'esterno le proprie attività di erogazione del gas, che spesso operano in altri business, più o meno contigui all'attività in esame. Solo l'8,5% delle imprese impiega più di dieci persone.

Le classi di imprese più rilevanti sono quelle con un numero di addetti compreso tra 20 e 49 e nell'intervallo 2-9; esse distribuiscono, rispettivamente, il 40% e il 30% dei volumi complessivi al 23% e al 36% dei clienti serviti.

²² Quest'anno, per soddisfare le esigenze di semplificazione in favore degli operatori e ridurre il carico statistico su di essi, l'informazione sul numero degli addetti è stata tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. Pertanto, diversamente da quanto accadeva negli scorsi anni, i valori sono riferiti al personale che nella media dell'anno 2011 era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola 3.45 sono riferiti a 59 società.

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI CLIENTI SERVITI
0	32,2%	0	18,6%	20,9%
1	35,6%	0,77	8,3%	9,5%
2-9	23,7%	3,75	29,6%	35,7%
10-19	5,1%	11,50	6,7%	10,6%
20-49	3,4%	26,50	36,8%	23,2%
TOTALE	100,0%	2,65	100,0%	100,0%

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

TAV. 3.45

Ripartizione delle imprese che distribuiscono gas diversi dal gas naturale per classi di addetti nel 2011

Quote percentuali

SOCIETÀ	2011	QUOTA %	2012	QUOTA %
Isgas	5,88	15,4%	6,01	15,6%
Mediterranea Energia Ambiente (in sigla Medea)	4,64	12,1%	4,90	12,7%
Comune di Sannazzaro De' Burgondi	4,11	10,8%	4,25	11,1%
Eni	4,08	10,7%	3,86	10,1%
Liquigas	3,14	8,2%	3,25	8,5%
Estra GPL (nel 2011) - E.S.T.R.A. (nel 2012)	1,21	3,2%	1,20	3,1%
Sarda Reti Gas	0,75	2,0%	0,99	2,6%
Fontenergia	0,96	2,5%	0,97	2,5%
Carbotrade Gas	0,73	1,9%	0,96	2,5%
Beyfin	0,67	1,8%	0,63	1,6%
Società italiana per il gas - Italgas	0,61	1,6%	0,61	1,6%

TAV. 3.46

Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2011 e nel 2012

Volumi in M(m³)

La distribuzione dei gas diversi dal gas naturale a mezzo rete non risulta complessivamente molto concentrata (Tav. 3.46) anche se, come accade da diversi anni, il livello della concentrazione sta lentamente aumentando. La quota dei primi tre operatori nel 2012 è salita al 39,4% dei volumi complessivamente erogati, dal 38,3% del 2011. Le prime cinque imprese contano per il 57,9% (57,2% nel 2011). Per superare il 70% dei volumi distribuiti in totale, nel 2012 occorre sommare le quote dei primi dieci operatori, mentre nel 2011 ne servivano undici.

Nel 2012, come nel 2011, il primo operatore è Isgas, che conta per il 15,6% dell'intero mercato; con il 12,7% il secondo operatore risulta essere Mediterranea Energia Ambiente (o Medea). Il terzo operatore è 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, mentre Eni è confermata al quarto posto con il 10,1%. Nel 2011 l'ordine dei primi quattro operatori era il medesimo.

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 15,6%, Eni con l'11,2% ed E.S.T.R.A. con il 5,8%) hanno distribuito il 32,6% del totale; i primi cinque (che si ottengono aggiungendo Sarda Reti Gas e Fontenergia) il 42%, mentre la quota dei primi quindici è pari al 67,9%. Nel 2011 la quota dei primi tre operatori era del 32,7%, quella dei primi cinque era pari al 40,7%, mentre i primi quindici contavano per il 66,3%.

TAV. 3.46

Prime venti società
per erogazione di gas diversi
dal gas naturale nel 2011
e nel 2012
Volumi in M(m³)

SOCIETÀ	2011	QUOTA %	2012	QUOTA %
G.P. Gas	0,60	1,6%	0,60	1,6%
Goldengas	0,60	1,6%	0,54	1,4%
Lunigas I.F.	0,50	1,3%	0,50	1,3%
Socogas	0,49	1,3%	0,48	1,3%
Totalgaz Italia	0,55	1,4%	0,47	1,2%
Società Italiana Gas Liquidi	0,50	1,3%	0,47	1,2%
Magigas	0,38	1,0%	0,38	1,0%
Autogas Nord	0,37	1,0%	0,37	1,0%
Florengas	0,32	0,8%	0,36	0,9%
Altri operatori	7,09	18,6%	6,62	17,2%
TOTALE	38,20	100,0%	38,42	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto e GNL

Con la delibera 6 dicembre 2012, 515/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, e del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas in vigore per l'anno solare 2013. I nuovi livelli delle tariffe di trasporto (e misura) sulla Rete nazionale e su quella regionale (Tav. 3.47) 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 sono applicate, dall'impresa di trasporto ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale, le componenti tariffarie GST e RET, che sono state istituite

dalla delibera 25 giugno 2010, ARG/com 93/10, a partire dall'1 luglio 2010. In particolare:

- la componente GST, che è destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico;
- la componente RET, che è destinata a finanziare il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

Il valore delle componenti GST e RET è stabilito trimestralmente dall'Autorità. Per il primo trimestre 2013 il valore della componente GST è pari a 0,1135 c€/m³, quello per la componente RET è pari a 0,8924 c€/m³.

TAV. 3.47

Tariffe di trasporto,
dispacciamento e misura
per l'anno 2013

Corrispettivi unitari variabili
(commodity); €/S(m³)

Corrispettivi unitari di capacità sulla
Rete nazionale; €/anno/S(m³)/giorno

CORRISPETTIVO UNITARIO VARIABILE

CV	0,003226
----	----------

CP_E – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA

6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione

Mazara del Vallo	3,240136	Tarvisio	0,937835
Gela	2,964523	Gorizia	0,657784
Passo Gries	0,533435		

2 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione

GNL Panigaglia	0,746123	GNL Cavarzere	0,469661
----------------	----------	---------------	----------

Hub stoccaggio

Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,156630
------------------------------------	----------

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	0,074643	Casalborsetti, Collalto, Medicina, Montenevoso, Muzza, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido Adriano, Santerno, Spilamberto B.P., Vittorio V. (S. Antonio)	0,160845
Rubicone	0,188097	Falconara, Fano	0,317350
Calderasi/Monteverdese, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	1,200320	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Reggente, Santo Stefano Mare	0,408709
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, Capparuccia, San Benedetto del Tronto, Settefinestre-Passatempo	0,335104	Candela, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,669530
Crotone, Hera Lacinia	1,753990	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	2,746636

CP_U – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA

5 punti di interconnessione con le esportazioni

Bizzarone	3,097217	Passo Gries	1,822075
Gorizia	1,488910	Tarvisio	0,599258
Repubblica di San Marino	2,739992		

Hub stoccaggio

Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,346284
------------------------------------	----------

6 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale

Nord-occidentale	NOC	1,511170	Centro-Sud-orientale	SOR	0,984722
Nord-orientale	NOR	1,204705	Centro-Sud-occidentale	SOC	0,898241
Centrale	CEN	1,204705	Meridionale	MER	0,678257

TAV. 3.47 - SEGUE

Tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2012

Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale; €€/anno/S(m³)/giorno

Corrispettivo transitorio per il servizio di misura; €€/anno/S(m³)/giorno

Corrispettivi GS_T e RE_T per i clienti finali direttamente allacciati alla rete; c€/S(m³)

CRr						
Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale						1,345163
CM ^I						
Corrispettivo transitorio per il servizio di misura						0,064848
COMPONENTI	I TRIM. 2012	II TRIM. 2012	III TRIM. 2012	IV TRIM. 2012	I TRIM. 2013	II TRIM. 2013
GS _T	0,1135	0,1135	0,1135	0,1135	0,1135	0,1135
RE _T	0,2000	0,6420	0,6420	0,6420	0,8924	0,8924

Per il servizio di rigassificazione del GNL, la delibera 7 giugno 2012, 237/2012/R/gas ha esteso la validità dei criteri per la determinazione delle tariffe adottati con la delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08, al periodo transitorio ottobre 2012 - dicembre 2013. Ai sensi della delibera ARG/gas 92/08, 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 26 luglio 2012, 312/2012/R/gas) la tariffa per il servizio di rigassificazione, relativa al periodo ottobre 2012 - dicembre 2013, per le società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico (Tav. 3.48).

In aggiunta ai servizi di rigassificazione veri e propri, per consentire l'approdo delle navi e l'effettiva immissione di GNL presso il proprio terminale di rigassificazione di Porto Viro (Rovigo), la società Terminale GNL Adriatico offre, inoltre, servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio al di fuori di un ambito portuale (che non sono regolati dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti). In base a quanto stabilito dalla delibera ARG/gas 92/08, anche per questi servizi ulteriori il prezzo deve essere definito sulla base dei costi sottostanti alla loro erogazione. Pertanto, le condizioni

economiche relative ai servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio, al pari di quelle 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 il periodo ottobre 2012 - dicembre 2013, che è stata fissata in 161.034,77 €/approdo (delibera 312/2012/R/gas). Al fine di consentire una corretta transizione verso la disciplina tariffaria del servizio di misura del trasporto del gas, la delibera 19 luglio 2010, ARG/gas 108/10, ha previsto l'introduzione di un corrispettivo transitorio CMG, applicato dalle imprese di rigassificazione alle quantità contrattuali di GNL consegnabili nell'anno e calcolato secondo i medesimi criteri di cui alla delibera ARG/gas 92/08. Per il periodo ottobre 2012 - dicembre 2013, il corrispettivo CMG è stato fissato in misura pari a 0,469622 €/m³ liquido/anno per la società Terminale GNL Adriatico e pari a 0,059348 €/m³ liquido/anno per la società GNL Italia (delibera 312/2012/R/gas).

TAV. 3.48

Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali di Panigaglia e Rovigo per il periodo ottobre 2012 - dicembre 2013

CORRISPETTIVO	PANIGAGLIA		ROVIGO	
	SERVIZIO CONTINUATIVO ^(A)	SERVIZIO SU BASE SPOT ^(B)	SERVIZIO CONTINUATIVO ^(A)	SERVIZIO SU BASE SPOT ^(B)
Cqs - Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL (€/m ³ liquido)	5,829651	4,080756	38,332199	26,832539
Cna - Corrispettivo unitario associato agli approdi (€/approdo)	39.584,05771	39.584,07710	661.631,272312	661.631,272312
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati (€/GJ)				
CVL	0,028240	0,028240	0,213373	0,213373
CVLP	-	-	-	-
CVLU	-0,006096	-0,006096	-0,016127	-0,016127
Quota a copertura dei consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale per metro cubo consegnato	1,7%	1,7%	0,66%	0,66%

(A) Il servizio di rigassificazione continuativo è il servizio di rigassificazione che prevede la consegna del GNL secondo la programmazione mensile delle consegne.

(B) Il servizio di rigassificazione spot è il servizio di rigassificazione erogato con riferimento a una singola scarica da effettuarsi in data prestabilita, individuata dall'impresa di rigassificazione a seguito della programmazione mensile delle consegne.

Stoccaggio

Con la delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10, è stata approvata la seconda parte del *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2011-2014 (TUSG)*, relativa alla *Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 (RTSG)*. La RTSG è stata successivamente modificata e integrata con la delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11, in applicazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 130/10, e con la delibera 19

aprile 2012, 149/2012/R/gas, in attuazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 marzo 2012.

Con la delibera 26 luglio 2012, 313/2012/R/gas, 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. 3.49), ai sensi della RTSG. Il corrispettivo transitorio di misura CM⁵ per l'anno 2013 è stato fissato pari a 0,003991 €/GJ/anno.

TAV. 3.49

Corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio per l'anno 2013

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio f_s	€/GJ/anno	0,229772
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f_{PI}	€/GJ/giorno	18,490958
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f_{PE}	€/GJ/ giorno	15,859020
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas C_{VS}	€/GJ	0,085976
Componente US1 a copertura degli eventuali squilibri di perequazione	€/GJ/anno	0
Componente US2 a copertura del contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio	€/GJ/anno	0,002578
Corrispettivo unitario per lo stoccaggio strategico C_{ST}	€/S(m ³)	0,000950

Distribuzione

Dall'1 gennaio 2009 è entrata in vigore la *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG)*, valida per il periodo di regolazione 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2012, approvata con la delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08. La delibera 25 ottobre 2012, 436/2012/R/gas, ha disposto alcune modifiche e integrazioni alla RTDG e ha prorogato al 31 dicembre 2013 il suo periodo di applicazione. Le componenti delle tariffe obbligatorie dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale per l'anno 2013 sono stati fissati con la delibera 20 dicembre 2012, 553/2012/R/gas. 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 ed Emilia Romagna;
- ambito centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- ambito centro-sud-orientale, comprendente le regioni

Abruzzo, Molise, Puglia e 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 1 (Tav. 3.50), scomposta nei tre elementi relativi alla distribuzione (1 dis), misura (1 mis) e commercializzazione (1 cot), nonché da una quota variabile 3 (Tav. 3.51), differenziata per scaglione di consumo. Vi sono poi altre componenti aggiuntive, espresse in c€/m³, che variano trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel primo trimestre 2013 in base alla delibera 28 dicembre 2012, 581/2012/R/com), quali:

- UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli (0,7000 c€/m³);
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati (0,1135 c€/m³);
- 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 (0,8924 c€/m³);
- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,2597 c€/m³).

TAV. 3.50

Articolazione della quota fissa τ_1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2013

€/punto di riconsegna/anno

COMPONENTI	AMBITO					
	NORD- OCCIDENTALE	NORD- ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
τ_1 (dis)	52,27	43,42	47,67	41,01	48,74	58,34
τ_1 (mis)	17,15	14,30	14,30	12,91	15,97	15,61
τ_1 (cot)	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22

TAV. 3.51

Articolazione della quota
variabile τ_3 della tariffa
obbligatoria di distribuzione
per l'anno 2013

c€/m³; scaglioni di consumo
in m³/anno

SCAGLIONE DI CONSUMO	AMBITO					
	NORD- OCCIDENTALE	NORD- ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
0-120	0	0	0	0	0	0
121-480	8,4609	6,6165	9,1363	11,9329	14,6567	20,9255
481-1.560	7,7440	6,0559	8,3623	10,9219	13,4149	19,1526
1.561-5.000	7,7440	6,0559	8,3623	10,9219	13,4149	19,1526
5.001-80.000	5,7890	4,5271	6,2512	8,1646	10,0282	14,3174
80.001-200.000	2,9325	2,2933	3,1666	4,1359	5,0800	7,2527
200.000-1.000.000	1,5206	1,1891	1,6420	2,1446	2,6341	3,7607
Oltre 1.000.000	0,4236	0,3313	0,4574	0,5974	0,7338	1,0476

Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'indagine svolta dall'Autorità sul 2012 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 45,53 c€/m³ (Tav. 3.52). Tale prezzo nel 2011 era risultato pari a 39,24 c€/m³. Complessivamente, dunque, il costo medio del gas in Italia presenta un aumento del 15,8%.

TAV. 3.52

Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2008	2009	2010	2011	2012
SERVIZIO DI TUTELA	47,36	48,84	44,62	50,35	57,68
Inferiori a 5.000	48,57	49,49	46,44	52,47	60,09
Tra 5.000 e 50.000 ^(A)	-	-	-	43,14	48,21
Tra 50.000 e 200.000 ^(A)	-	-	-	42,63	48,09
Tra 5.000 e 200.000 ^(A)	43,55	46,57	38,27	43,07	48,20
Tra 200.000 e 2.000.000	38,90	46,30	34,71	37,87	40,60
Tra 2.000.000 e 20.000.000	38,89	36,04	29,00	30,35	45,86
Superiori a 20.000.000	-	-	-	-	-
MERCATO LIBERO	36,01	30,89	30,56	34,87	40,69
Inferiori a 5.000	44,62	43,77	46,97	53,56	61,80
Tra 5.000 e 50.000 ^(A)	-	-	-	44,87	51,57
Tra 50.000 e 200.000 ^(A)	-	-	-	40,63	48,46
Tra 5.000 e 200.000 ^(A)	42,19	42,17	38,70	43,05	50,38
Tra 200.000 e 2.000.000	37,39	32,99	31,23	34,48	41,08
Tra 2.000.000 e 20.000.000	35,11	29,70	27,61	30,75	36,83
Superiori a 20.000.000	34,90	27,89	28,95	33,06	36,71
TOTALE	39,25	36,59	34,85	39,30	45,53

(A) Fino al 2010 il prezzo veniva rilevato in un'unica classe di clienti con consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m³.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

I clienti del servizio di tutela hanno pagato il gas in media 57,68 c€/m³, mentre 40,69 c€/m³ è risultato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero; il differenziale di prezzo sui due mercati è dunque pari a circa 17 c€/m³, in aumento di circa 1,5 c€/m³ rispetto a quello registrato nell'anno precedente, per effetto della maggiore crescita dei prezzi medi del mercato libero rispetto al servizio di tutela (16,7% contro 14,6%). Il differenziale di prezzo suddetto, che risulta poco distante dallo scarto massimo registrato nel 2009 (18 c€/m³), risente ovviamente della ripartizione dei volumi di vendita all'interno di ciascuno dei due mercati tra le diverse classi di consumo. La dimensione media dei clienti, come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato finale (Tav. 3.37), sul mercato libero è più elevata; a ciò si accompagnano, in tale mercato, la maggiore presenza di clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto²³, che

non pagano le componenti di distribuzione e stoccaggio, nonché la presenza di un sistema di prezzi più flessibili, nei quali le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni strutturali dei mercati internazionali, anche se le modifiche inserite a partire dal 2012 negli aggiornamenti dei prezzi stabiliti dall'Autorità tendono ad andare nella stessa direzione, come illustrato nel paragrafo "Condizioni economiche di riferimento". Entrando nel dettaglio delle singole classi di consumo, si può vedere che beneficiano delle migliori condizioni del mercato libero principalmente i clienti più grandi. Si rileva inoltre che, a partire dal 2010, per le classi di consumo più basse (per consumi fino a 50.000 m³ annui) il mercato libero offre condizioni meno favorevoli del servizio di tutela. In linea generale si può affermare che la capacità di ottenere condizioni di fornitura e contrattuali più convenienti

²³ Il 96,5% dei consumi del settore "domestico + condominio uso domestico + commercio e servizi" viene prelevato dalle reti di distribuzione, mentre nel caso di "industria + generazione elettrica" l'81,5% dei consumi è prelevato direttamente dalla rete di trasporto nazionale o regionale.

sia direttamente proporzionata alle dimensioni del cliente, in relazione alla maggiore conoscenza del mercato e alla superiore attenzione alle condizioni di fornitura. Inoltre, come accennato in precedenza, in presenza di forti cambiamenti strutturali nei mercati internazionali, alcune tipologie di offerta sul mercato libero possono aver penalizzato i clienti che le hanno sottoscritte.

I clienti più piccoli del mercato tutelato, con consumi inferiori a 5.000 m³/anno, risultano pagare mediamente 60,09 c€/m³. Questo prezzo è simile al valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura calcolate per un cliente domestico che consuma 1.400 m³/anno, che nel 2012 era pari a 58,55 c€/m³ (e, comprensivo di imposte, pari a 88,94 c€/m³).

Sempre analizzando i clienti del servizio di tutela si può osservare come al crescere dei consumi il prezzo tenda a ridursi. Giova ricordare che la presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo più elevate è dovuta all'esistenza di quei clienti che sono rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali definite dall'Autorità, anche per effetto delle disposizioni del decreto legislativo n. 93/11, che consentono ad alcune categorie tale facoltà.

Nel mercato libero, la dimensione del cliente incide in modo ancora più incisivo sul prezzo di offerta: i clienti più piccoli risultano infatti pagare circa 25 c€/m³ in più dei grandi consumatori. I livelli più elevati di consumo consentono, generalmente, una riduzione dei costi fissi unitari. In particolare l'incidenza delle tariffe di distribuzione è molto più elevata per i piccoli consumi (nella media del 2012 il costo a copertura della distribuzione è stato di circa 11 c€/m³ per il consumatore medio da 1.400 m³ che paga le condizioni economiche di fornitura), mentre per i clienti più grandi non allacciati alla rete di distribuzione questa componente non è

nemmeno presente. Inoltre, i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore correlazione con l'andamento climatico, che comporta oneri di stoccaggio e maggiori costi di trasporto.

Interessante è anche osservare lo spaccato dei prezzi medi per settore di consumo, come avviene nella tavola 3.53.

Nell'ambito del servizio di tutela, la categoria più rappresentativa risulta quella dei piccoli clienti (0-5.000 m³), tipicamente domestici, i quali hanno mediamente corrisposto, nel 2012, un prezzo di circa 60 c€/m³ che più si avvicina alla media del servizio (57,68 c€/m³), mentre nel mercato libero il prezzo medio complessivo è prossimo a quello pagato dai clienti medio-grandi, aventi consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m³/anno.

Nel confronto tra i due mercati i risultati dipendono dalla tipologia e dalla dimensione dei consumatori.

Per i clienti domestici più piccoli il servizio di tutela appare lievemente vantaggioso, ma per i consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m³ annui appare più conveniente il mercato libero. Un andamento simile può essere riscontrato per le attività di servizio pubblico, per le quali il servizio di tutela appare più economico per i consumi fino a 50.000 m³ annui, mentre per i consumi più elevati risulta conveniente il mercato libero.

Relativamente alle altre attività produttive (commercio e servizi, industria, generazione elettrica), nel complesso si riscontra una convenienza del mercato libero, ma tale risultato viene meno se si restringe il confronto ai clienti medio-piccoli che possono rivolgersi al servizio di tutela. Si possono infine riscontrare risultati univoci per i condomini domestici, per i quali il mercato libero appare più oneroso in tutte le classi di consumo annuo, con un aggravio medio di circa 5 c€/m³.

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO						TOTALE
	< 5.000	5.000-50.000	50.000- 200.000	200.000- 2.000.000	2.000.000- 20.000.000	> 20.000.000	
SERVIZIO DI TUTELA	60,09	48,21	48,09	40,60	45,86	-	57,68
Domestico	60,45	52,25	48,94	43,46	-	-	60,22
Condominio uso domestico	50,72	45,21	50,21	45,96	-	-	46,34
Attività di servizio pubblico	53,37	49,74	50,18	47,52	45,86	-	50,22
Commercio e servizi	55,55	50,59	44,88	34,59	-	-	51,84
Industria	55,12	47,80	43,37	40,13	-	-	48,94
Generazione elettrica	51,94	46,67	35,65	39,50	-	-	40,35
MERCATO LIBERO	61,80	51,57	48,46	41,08	36,83	36,71	40,69
Domestico	62,57	50,98	47,40	44,77	39,20	-	62,01
Condominio uso domestico	55,93	52,01	51,16	46,46	39,79	-	51,27
Attività di servizio pubblico	56,39	51,17	48,55	44,39	38,98	-	46,42
Commercio e servizi	59,47	52,06	49,20	42,01	38,52	36,73	48,20
Industria	58,33	50,09	46,45	40,36	36,38	35,96	37,90
Generazione elettrica	51,43	58,39	44,66	40,71	38,28	37,04	37,15
TOTALE	60,41	49,98	48,39	41,07	36,84	36,71	45,53

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.53

Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2012

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

Come già descritto nelle scorse edizioni della *Relazione Annuale*, a partire da gennaio 2011 l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha apportato un'ampia revisione al paniere nazionale di rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione. Nell'ambito di tale revisione, l'Istat

ha enucleato il segmento di consumo "Gas di città e gas naturale" che contiene il "prodotto" regolato dall'Autorità, assegnandogli una notevole incidenza, pari all'1,92% dell'intero paniere. Nel 2012, a seguito della revisione annuale della ponderazione dei vari prodotti nel paniere NIC, l'incidenza del segmento "Gas di città e gas naturale" è salita al 2,46%. Quest'anno il peso di tale prodotto ha raggiunto il 2,58%.

Il segmento "Gas di città e gas naturale", 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 "Energia elettrica" e "Gas di città e gas naturale". Poiché anche il peso del segmento "Energia elettrica" è aumentato nel 2013 (come si è visto nel Capitolo 2 di questo Volume), l'incidenza della tipologia "Beni energetici regolamentati" è passata dal 3,95% del 2012 al 4,29%.

A fronte di un prezzo del petrolio in continua ascesa o, al più,

stabile (ma su livelli elevati) dal 2010 sino alla primavera del 2012, il prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale" ha registrato, con i consueti ritardi temporali, notevoli incrementi per tutto il biennio scorso. Seppure più contenuti rispetto al 2011, gli aumenti si sono susseguiti ininterrottamente per tutto il 2012 e l'ascesa è tuttora in corso. In media d'anno, nel 2012 il prezzo del gas risulta cresciuto del 13,1%. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è salito solo del 3%, se valutato in termini reali l'aumento del prezzo del gas risulta inferiore e pari al 9,8%.

TAV. 3.54

Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale"

Numeri indice 2010=100 e variazioni percentuali

	GAS DI CITTÀ E GAS NATURALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	INDICE GENERALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	GAS REALE ^(A)	VARIAZIONE PERCENTUALE
Gennaio 2012	120,1	16,0	104,4	3,2	115,0	12,5
Febbraio	120,2	15,6	104,8	3,3	114,7	11,9
Marzo	120,3	15,6	105,3	3,3	114,2	11,8
Aprile	120,1	15,1	105,8	3,3	115,4	11,4
Maggio	120,2	14,9	105,8	3,2	115,4	11,3
Giugno	120,3	14,8	106,0	3,3	115,1	11,1
Luglio	122,1	13,4	106,1	3,1	117,8	10,0
Agosto	122,1	13,2	106,5	3,2	117,4	9,7
Settembre	122,0	13,2	106,5	3,2	117,5	9,7
Ottobre	125,0	9,2	106,5	2,6	118,8	6,5
Novembre	125,0	8,9	106,3	2,5	119,2	6,3
Dicembre	125,1	8,9	106,5	2,3	119,0	6,5
ANNO 2012	123,5	13,1	105,9	3,0	116,6	9,8
Gennaio 2013	128,9	7,3	106,7	2,2	120,8	5,0
Febbraio	128,9	7,2	106,8	1,9	120,7	5,2
Marzo	128,9	7,1	107,0	1,6	120,5	5,4

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

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

Anche il 2013 si è aperto con un aumento dell'1,8% nel primo trimestre rispetto al quarto del 2012. Poiché, tuttavia, tale aumento è molto inferiore a quello registrato nel primo trimestre del 2012 (che fu del 3,5%), il livello di inflazione del gas – che misura la crescita del prezzo rispetto all'anno precedente – ha potuto beneficiare del confronto positivo e ha quindi cominciato a scendere. A marzo,

infatti, il tendenziale del gas è sceso al 7,1%. Considerando il livello raggiunto dall'indice di prezzo (128,9), l'inflazione acquisita²⁴ per il 2013 da questo segmento di consumo è pari al 4,4%.

L'andamento del gas appena visto ha certamente contribuito a innalzare l'inflazione del settore "Beni energetici regolamentati", che a marzo 2013 è arrivata al 7,9% e la cui inflazione acquisita

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

per il 2013 alla stessa data è pari al 3,7%. Più in generale, tuttavia, negli ultimi tre anni l'inflazione dei prodotti energetici (Fig. 3.15) è stata spinta verso l'alto anche dal settore "Altri energetici" (non regolamentati), che comprende benzina, gasolio, combustibili solidi e altri carburanti, sia perché questi beni hanno registrato una

dinamica inflattiva maggiore (11,2% nel 2010, 14,6% nel 2011 e 14,3% nel 2012, mentre negli stessi anni l'inflazione registrata dagli energetici regolamentati è stata rispettivamente di -4,9%, 6,3% e 13,4%), sia perché essi possiedono un'incidenza maggiore nel paniere (5,2% contro il 4,3% degli energetici regolamentati).

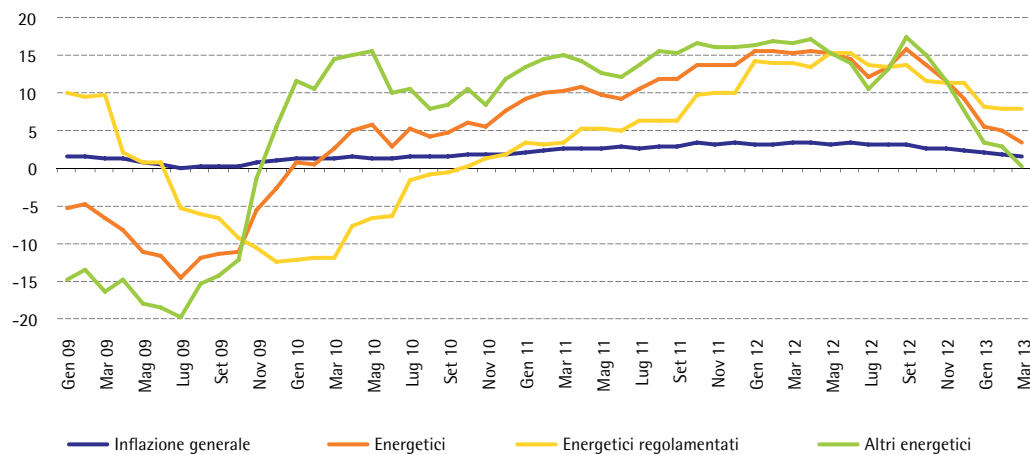


FIG. 3.16

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.

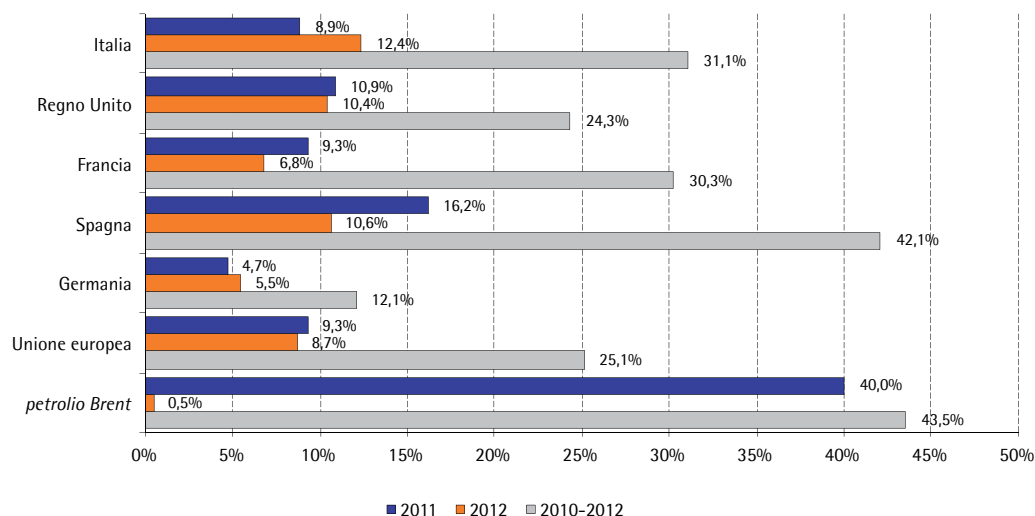
La crescita del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere valutata anche in confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 3.17). Al contrario di quanto è accaduto nel 2011, quest'analisi mostra come nel 2012 il prezzo del gas abbia registrato in Italia l'incremento più elevato. Il rincaro del 12,4% italiano appare, infatti, nettamente superiore alla media dei paesi dell'Unione europea (8,7%) e di quelli registrati in Germania (5,5%), in Francia (6,8%), nel Regno Unito (10,4%) e in Spagna (10,6%). La performance cambia

se si considerano le variazioni del prezzo del gas negli ultimi tre anni. In questo caso, l'Italia registra un rincaro del 31,1%, ancora al di sopra della media dell'Unione europea, pari al 25,1%, ma più in linea con il valore francese (30,3%) e molto inferiore a quello spagnolo (42,1%). Germania e Regno Unito, invece, evidenziano un incremento nel triennio meno sensibile (rispettivamente pari al 12,1% e al 24,3%). A parte il dato della Spagna, tutti gli altri paesi evidenziano aumenti nel triennio decisamente inferiori a quello delle quotazioni del petrolio Brent, che è stato del 43,5%.

FIG. 3.17

Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2010-2012



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. 3.18). Più precisamente, si tratta dell'andamento medio delle condizioni economiche di fornitura²⁵ 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 m³ e da 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

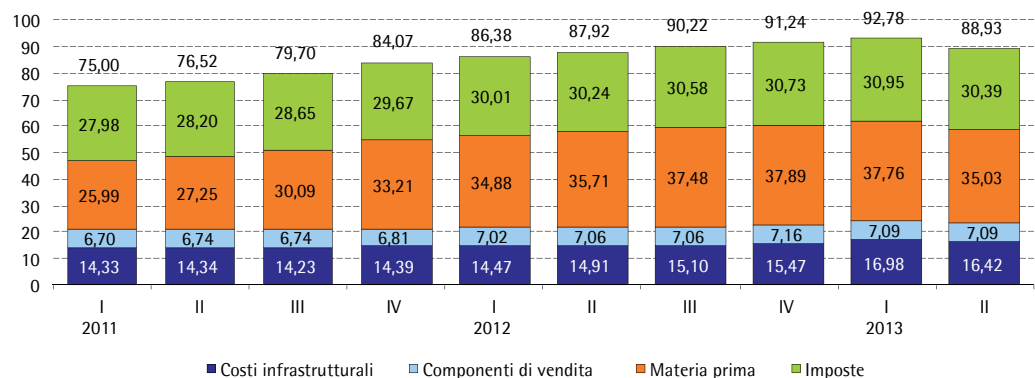
componente viene impiegato il valore dell'ambito nord-orientale, considerato il più rappresentativo.

A partire dal primo trimestre 2011, il prezzo del gas per il consumatore domestico tipo risulta in costante aumento sino al primo trimestre 2013, durante il quale ha raggiunto un valore massimo di 92,78 c€/m³, con un incremento complessivo di 17,8 c€/m³ nel biennio (+23,7%). Tale incremento è attribuibile essenzialmente alla materia prima (+11,8 c€/m³) e ai costi infrastrutturali (+ 2,6 c€/m³). Questi ultimi sono aumentati tra la fine del 2011 e l'inizio del 2013 in seguito all'evoluzione delle tariffe degli impianti (distribuzione, misura, trasporto, stoccaggio) e al lieve aumento degli oneri generali²⁶.

FIG. 3.18

Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

c€/m³; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³



²⁵ Definite con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138.

²⁶ In particolare la componente RE (incentivi per gli interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di incremento dell'efficienza energetica di piccole dimensioni) e, in misura inferiore, la componente RS (incentivi al miglioramento della qualità nella distribuzione del gas).

L'aumento della materia prima richiede una disamina più articolata. Complessivamente, nel biennio vi è stato un aumento medio trimestrale di circa 3 c€/m³, dipendente principalmente dall'incremento delle quotazioni internazionali di petrolio, olio combustibile e gasolio, cui i contratti di approvvigionamento a lungo termine del gas sono collegati.

A tale dinamica si sono affiancati i provvedimenti dell'Autorità volti a ridurre la dipendenza degli aggiornamenti della materia prima dai contratti di importazione a lungo termine, introducendo gradualmente una ponderazione tra i contratti suddetti e i prezzi che si formano sui mercati a breve termine del gas (mercati spot), da tempo caratterizzati da una condizione di eccesso di offerta dovuta principalmente alla disponibilità di gas non convenzionale. Nel dettaglio, in attuazione delle misure contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 (c.d. "cresci-Italia"), la delibera 30 marzo 2012, 116/2012/R/gas, ha previsto che dal secondo trimestre 2012 l'aggiornamento della materia prima venga calcolato, per

una quota iniziale del 3%, in base ai prezzi che si formano sul mercato spot europeo, denominato *Title Transfer Facility* (TTF). La quota suddetta, elevata al 5% nel corso dell'anno, è stata fissata al 20% a partire dal secondo trimestre 2013 (delibera 28 marzo 2013, 125/2013/R/gas). Tale riforma, peraltro ancora da completare, ha consentito un aggancio via via crescente con i prezzi dei mercati spot, sinora molto più bassi di quelli rinvenuti dai contratti a lungo termine, permettendo da principio di contenere gli aumenti della materia prima nel corso del 2012, per poi pervenire a una lieve riduzione di tale componente nel primo trimestre 2013 e a una sua forte diminuzione nel secondo trimestre 2013 (-7,2%, corrispondente a -2,7 c€/m³). Tale dinamica si è riflessa nel prezzo complessivo, che dopo il massimo di 92,78 è sceso a 88,93 c€/m³ nel secondo trimestre 2013, con una diminuzione del 4,2%. Quest'ultimo risultato è stato in parte prodotto dalla riduzione di 0,6 c€/m³ negli oneri infrastrutturali, derivante dalla diminuzione della componente relativa allo stoccaggio.

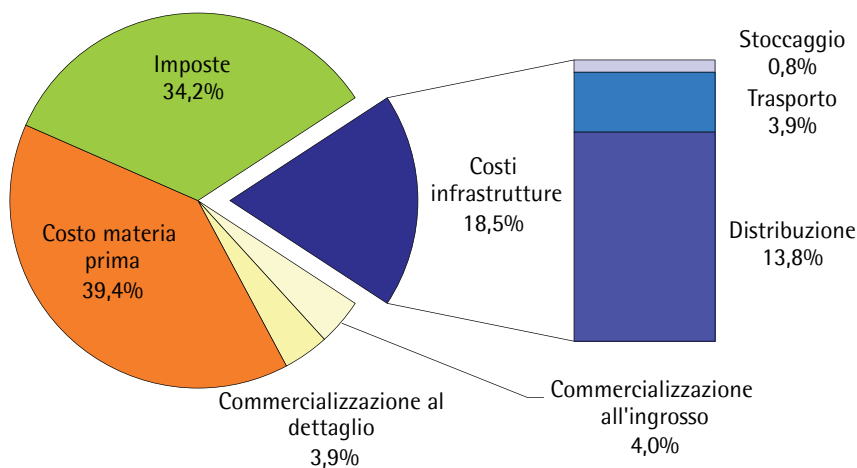


FIG. 3.19

Composizione percentuale all'1 aprile 2013 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³

All'1 aprile 2013 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.19) 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 39,4%, i costi di commercializzazione per il 7,9% e quelli

per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 18,5%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione locale, che incide per il 13,8% sul valore complessivo; il peso dei costi di trasporto è pari al 3,9%, mentre quello della componente per lo stoccaggio è dello 0,8%.

La tavola 3.55 mostra infine il dettaglio delle imposte che gravano

sul gas naturale. Il valori dell'accisa ordinaria riportati nella tavola per le varie fasce di consumo annuo sono quelli in vigore per l'anno 2013. 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.

TAV. 3.55

Imposte sul gas

Aprile 2013; c€/m³ per le accise e aliquote percentuali per l'IVA

IMPOSTE Fascia di consumo annuo	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
	< 120 m ³	120-480 m ³	480-1.560 m ³	> 1.560 m ³	< 1,2 M(m ³)	> 1,2 M(m ³)
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE^(B)						
Piemonte	2,2000	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249	0,5200
Veneto	0,7747	2,3241	2,5823	3,0987	0,6249	0,5165
Liguria						
– zone climatiche C e D	2,2000	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249	0,5200
– zona climatica E	1,5500	1,5500	1,5500	1,5500	0,6249	0,5200
– zona climatica F	1,0300	1,0300	1,0300	1,0300	0,6249	0,5200
Emilia Romagna	2,2000	3,09874	3,09874	3,09874	0,6249	0,51646
Toscana	2,2000	3,09874	3,09874	3,09874	0,6000	0,5200
Umbria	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165
Marche	1,5500	1,8100	2,0700	2,5800	0,6249	0,5200
Lazio						
– territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	1,90000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
– altre zone	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
– 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
Basilicata	1,90000	2,58230	2,58230	2,58230	0,62490	0,51646
Calabria	1,90000	2,58200	2,58200	2,58200	0,62490	0,51646
ALiquota IVA (%)	10	10	21	21	10 ^(C)	10 ^(C)

(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%.

Prezzo del GPL per il consumatore domestico tipo

Come stabilisce il Titolo III del TIVG, 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 di gas manifatturati.

Le condizioni economiche di fornitura di 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 con gli 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 €/S(m³), e abbia una validità biennale, periodo al termine del quale sarà opportuno verificare l'evoluzione del mercato e una sua eventuale revisione. L'attuale valore, fissato in 0,176 €/S(m³), 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.

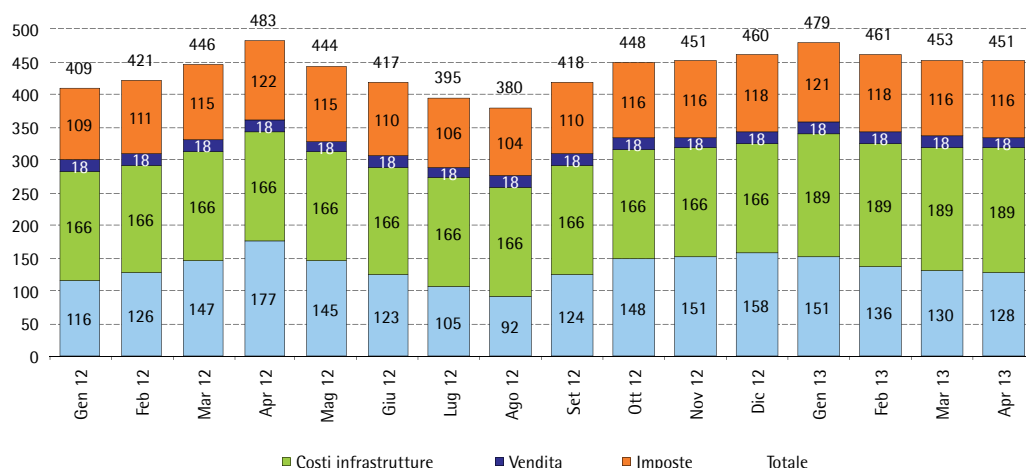
I criteri per la fissazione della componente a copertura dei costi di distribuzione e misura sono stati determinati nell'ambito della RTDG, approvata con la delibera ARG/gas 159/08. Ai sensi dell'art. 86 della RTDG, ciascuna impresa distributrice applica opzioni tariffarie, che devono essere approvate 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 m³, è illustrato nella figura 3.20.

FIG. 3.20

Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo

c€/m³; famiglia con consumo annuo di 286 m³



La volatilità dei costi internazionali del propano si riflette nella componente materia prima, che è cresciuta sino a maggio 2012, quando ha registrato la prima variazione in diminuzione (-18%) rispetto al mese precedente, dopo quattro variazioni in aumento consecutive. La fase di decrescita è durata sino ad agosto, quando la materia prima si è praticamente dimezzata rispetto al massimo di aprile; ne è seguita una nuova fase crescente, culminata a gennaio 2013, in concomitanza con l'aggiornamento della componente infrastrutturale (+14%), mentre già nel medesimo mese la materia prima ha intrapreso una nuova serie di decrementi.

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 3.21 mostra la composizione del prezzo medio pagato dal cliente tipo per la fornitura di GPL all'1 aprile 2013.

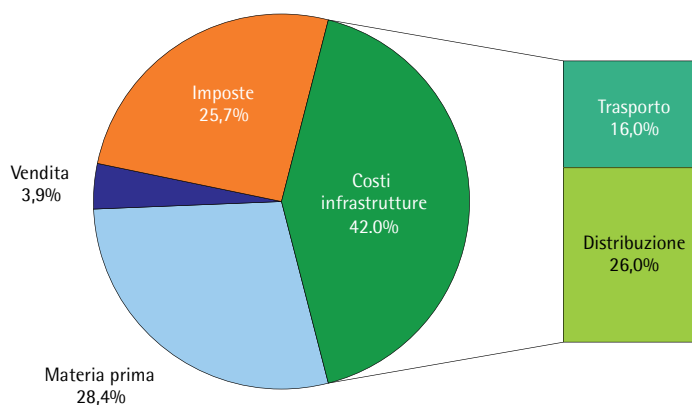
A tale data, il prezzo per una famiglia italiana che consuma 286 m³ di GPL ha raggiunto 451 c€/m³ e risulta composto per il 74% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 26% dalle imposte. Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del GPL per poco più del 28% (nel gas naturale l'incidenza è del 34% circa), i costi di commercializzazione pesano per il 4% (nel gas naturale invece raggiungono quasi l'8%) e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 42% (mentre nel gas naturale rappresentano il 18,5%).

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 16%.

FIG. 3.21

Composizione percentuale all'1 aprile 2013 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con consumo annuo di 286 m³



Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale

La regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale, è disciplinata dalla delibera 1 ottobre 2009, ARG/gas 141/09.

Le tavole riportate in queste pagine illustrano, con riferimento alle principali imprese di trasporto, l'andamento delle attività regolamentate dalla questa delibera nel periodo 2010 – 2012, in tema di:

- sorveglianza e ispezione della rete;
- protezione catodica della rete;

- emergenze di servizio;
- interruzioni della fornitura con e senza adeguato preavviso;
- interruzioni della fornitura che hanno coinvolto lo stesso punto di riconsegna (PdR);
- mancato rispetto dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al PdR.

Nello specifico gli aspetti che riguardano la sicurezza del servizio di trasporto sono illustrati nelle tavole 3.56, 3.57 e 3.58.

ANNO	ESTENSIONE RETE	LUNGHEZZA RETE SORVEGLIATA CON AUTOMEZZO/PIEDI	LUNGHEZZA RETE SOTTOPOSTA A VIGILANZA AEREA	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA CON "pig" ^(A)	% RETE ISPEZIONATA CON "pig" ^(A)
2010	32.840	18.631	14.135	1.369	4,2%
2011	33.329	18.711	14.215	1.965	6,0%
2012	33.886	18.394	15.006	2.594	7,6%

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.
Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.56

Rete sottoposta a sorveglianza e ispezione nel periodo 2010-2012
Km

ANNO	ESTENSIONE RETE	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA CATODICAMENTE	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
2010	32.840	31.694	1.146	96,5%
2011	33.329	32.814	515	98,5%
2012	33.886	33.398	488	98,6%

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.57

Protezione catodica delle reti nel periodo 2010-2012
Km

TAV. 3.58

Emergenze di servizio nel periodo 2010-2012

Numero di fuori servizio

ANNO	PER CAUSA DI EVENTI NATURALI	PER CAUSA DI TERZI	PER CAUSA DELL'IMPRESA DI TRASPORTO	MANCATA COPERTURA DEL FABBISOGNO GAS E/O PRESSIONE AI PUNTI DI IMMISSIONE DELLA RETE	TOTALE
2010	2	0	0	0	2
2011	1	0	0	0	1
2012	1	2	0	0	4 ^(A)

(A) Le cause che hanno determinato un evento di emergenza di servizio, sono ancora in fase di accertamento da parte dell'Autorità giudiziaria.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

Esaminando i dati della tavola 3.56 si può constatare che la percentuale di rete ispezionata con "pig" (il dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno) rispetto al totale della rete soggetta a sorveglianza/vigilanza ha subito dall'anno 2010 al 2012, un costante seppur modesto incremento.

Dal 2010 al 2012 inoltre:

- la percentuale di rete in acciaio con protezione catodica efficace ha raggiunto valori elevati, in particolare nel 2011 si è registrato un incremento di circa il 2% rispetto al 2010;
- il numero delle emergenze di servizio è stato molto contenuto e le cause che le hanno determinate sono riconducibili a eventi naturali e a terzi.

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas

naturale nelle tavole 3.59, 3.60 e 3.61 sono riportati i dati relativi alle interruzioni di servizio e ai casi di mancato rispetto del valore di pressione minima contrattuale al punto di riconsegna.

Esaminando i dati contenuti nelle tavole, si può constatare che dal 2010 al 2012:

- il numero annuo delle interruzioni con adeguato preavviso è in costante aumento così come il numero degli utenti del servizio di trasporto coinvolti e la durata media di ciascuna interruzione;
- il numero annuo delle interruzioni senza adeguato preavviso è rimasto pressoché invariato, con l'eccezione del 2011 quando si è registrata una significativa diminuzione;
- complessivamente il numero annuo dei punti di riconsegna (PdR) che hanno subito una o più interruzioni non dovute a emergenze di servizio ha evidenziato un costante decremento;

TAV. 3.59

Interruzioni di servizio con e senza adeguato preavviso nel periodo 2010-2012

	VARIAZIONE			VARIAZIONE		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Numero di interruzioni	201	352	677	22	7	17
Numero di utenti coinvolti	4.428	4.880	5.027	151	10	103
Durata media (ore)	11,7	15,6	17,9	36,0	10,9	114,4

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

NUMERO DI INTERRUZIONI SUBITE DAL PUNTO DI RICONSEGNA	2010	2011	2012
N = 1	884	735	717
N = 2	80	45	9
N = 3	4	3	0
N > 3	0	0	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.60

Interruzioni di servizio con e senza adeguato preavviso nel periodo 2010-2012

Numero di PdR che nell'anno di riferimento hanno subito N interruzioni non derivate da emergenze di servizio

NUMERO DI CASI DI MANCATO RISPETTO	2010	2011	2012
Causa di forza maggiore	1	0	0
Causa di terzi	2	0	1
Causa dell'impresa di trasporto	0	1	0
TOTALE	3	1	1

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.61

Mancato rispetto dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna (PdR) nel periodo 2010-2012

- i casi di mancato rispetto dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale sono numericamente contenuti e dovuti principalmente a cause non imputabili all'impresa di trasporto.

La qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale disciplina le prestazioni richieste alle imprese di trasporto, dagli utenti del servizio compresi i clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto, attraverso standard di qualità, generali e specifici. Nelle tavole 3.62 e 3.63 sono riportati i principali dati, riguardanti tutte le prestazioni soggette e non soggette a indennizzo automatico per gli utenti del servizio di trasporto

Analizzando i dati contenuti nelle tavole e si può constatare che dal 2010 al 2012:

- in generale le prestazioni soggette a livelli specifici di qualità presentano pochissimi casi di mancato rispetto e quindi di indennizzo nei confronti degli utenti del servizio;
- il numero delle prestazioni soggette a livello generale ha subito un costante decremento; i casi di mancato rispetto hanno interessato la sola prestazione relativa al "tempo di risposta motivata a richieste scritte" e in valore percentuale hanno influito sul totale delle prestazioni effettuate rispettivamente per l'1,6% nel 2010, il 3,0% nel 2011 e 0,0% nel 2012.

TAV. 3.62

Prestazioni soggette
a indennizzo automatico
nel periodo 2010-2012

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	2010			2011			2012		
		RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di comunicazione agli utenti di documentazione non idonea alla cessione di capacità	2 giorni lavorativi	1	1,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0
Tempo di comunicazione agli utenti di documentazione irricevibile per il trasferimento di capacità	1 giorno lavorativo	31	1,0	0	14	0,2	0	2	0,5	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato	2 giorni lavorativi	54	1,3	0	50	1,0	1	30	0,7	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative all'attività di discatura dei punti di riconsegna	3 giorni lavorativi	473	0,9	2	366	1,1	0	517	1,0	1
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura	15 giorni lavorativi	47	11,7	0	36	12,5	0	48	9,8	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte di modifica della pressione minima contrattuale	20 giorni lavorativi	0	0,0	0	3	14,0	0	0	0,0	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte di riprogrammazione degli interventi manutentivi	5 giorni lavorativi	57	2,6	2	66	2,7	0	55	2,2	0
TOTALE	-	663	-	4	535	-	1	652	-	1

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.63

Prestazioni non soggette
a indennizzo automatico
nel periodo 2010-2012

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	2010			2011			2012		
		RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	RICHIESTE FUORI STANDARD	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	RICHIESTE FUORI STANDARD	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	RICHIESTE FUORI STANDARD
Percentuale minima di preventivi per la realizzazione di nuovi punti o potenziamenti di punti esistenti, comunicati entro il tempo massimo di 40 giorni lavorativi	90%	110	37,6	0	104	37,1	0	87	36,1	0
Percentuale minima di risposte motivate a richieste relative al servizio di trasporto comunicate entro il tempo massimo di 20 giorni lavorativi	90%	614	12,9	10	430	11,7	13	415	9,3	0
TOTALE	-	724	-	10	534	-	13	502	-	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

Qualità del gas

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 potere calorifico superiore (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 329 gascromatografi, di cui 243 nei punti di misura dell'area omogenea di prelievo, 58 nei punti di ingresso della rete di trasporto e 28 nei punti di interconnessione delle reti di trasporto. Relativamente alla proprietà degli apparati i dati comunicati dai trasportatori evidenziano che 200 appartengono alle stesse imprese e 129 appartengono a terzi.

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

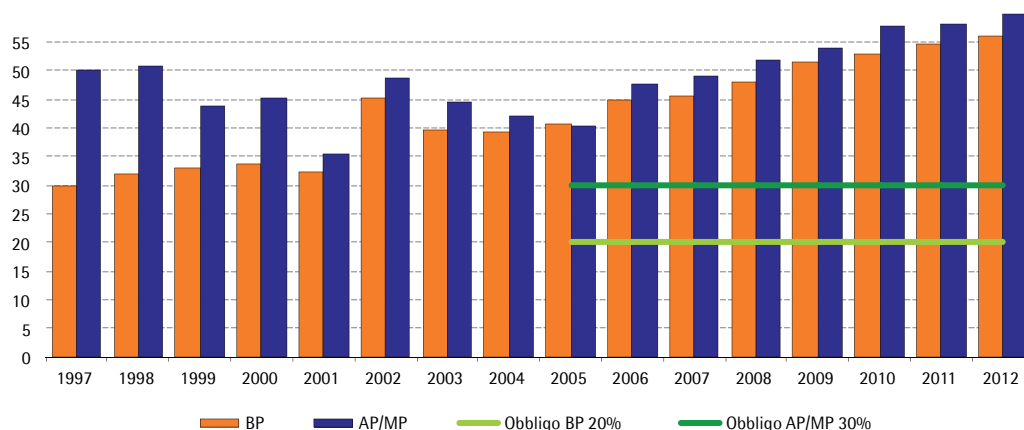
La delibera ARG/gas 120/08 (di seguito: RQDG) disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra le attività disciplinate vi sono il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni, a seguito sia di ispezione sia di segnalazione da parte di terzi, l'odorizzazione del gas. La regolamentazione introdotta, già a partire dal 2000, ha un unico obiettivo: la minimizzazione del rischio di esplosioni, di scoppi e di incendi provocati dal gas distribuito e dunque ha come fine la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito. I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas, alcuni

a partire dal 1997, altri con stretto riferimento all'attività svolta nell'anno oggetto della presente relazione annuale.

La figura 3.22 mostra l'ispezione della rete a partire dal 1997. Anche nel 2012 si registra il trend crescente delle quantità ispezionate. Infatti, tenendo conto dei livelli minimi previsti dall'attuale regolazione (30% per la media e alta pressione e 20% per la bassa pressione) i valori sia dell'ispezione della rete in bassa pressione sia della rete in alta e media pressione dell'intero settore del gas si attestano su valori compresi fra il 55 e il 60%. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni della rete favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas.

FIG. 3.22

Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2012



Per quanto riguarda l'attività di pronto intervento, il grafico 3.23 evidenzia che a fronte di un aumento delle chiamate sull'impianto di distribuzione, nel 2012 si registra un tempo di arrivo sul luogo di chiamata pari a un valore medio nazionale inferiore a 35 minuti, valore che è quasi la metà del tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti e che, rispetto agli anni precedenti, è in costante

flessione. In relazione alle chiamate di pronto intervento, rispetto all'anno 2011, si registra un aumento. L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate introdotto dalla RQDG a partire dal 1° luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in modo

sempre più preciso. Inoltre va aggiunto che la platea delle imprese obbligate a partecipare ai recuperi di sicurezza sta progressivamente aumentando e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei recuperi di sicurezza dell'intero ambito provinciale cui appartiene l'impianto di distribuzione.

Nonostante i segnali di miglioramento l'attenzione dell'Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta. Infatti il servizio

di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas.

Solo attraverso di esso, se svolto tempestivamente e nel rispetto delle disposizioni stabilite in materia dall'Autorità nella RQDG, si possono evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

Le tavole 3.64 e 3.65 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2011 e 2012, suddivise per localizzazione

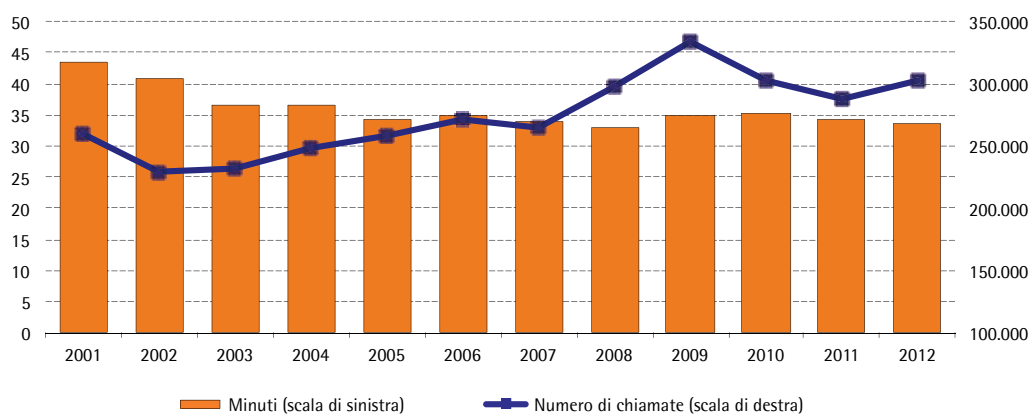


FIG. 3.23

Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2012

Numero di chiamate e tempo di arrivo sul luogo di chiamata (in minuti)

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

ovvero a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione con la suddivisione delle stesse in base all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazione da parte di terzi). Ogni tipologia di dispersione è fornita disaggregata per

classe di pericolosità (A1, A2, B e C). La classe A1, per esempio, è la dispersione di massima pericolosità che richiede una riparazione immediata, e comunque entro le 24 ore successive all'ora della sua localizzazione. Esaminando i dati risulta che dal 2011 al 2012:

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	Totale
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
TOTALE ANNO 2011	3.183	1.599	2.269	2.574	9.625
Su rete	1.127	1.224	1.106	1.261	4.718
Su impianto di derivazione di utenza parte interrata	421	285	464	298	1.468
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	2.183	1.919	848	582	5.532
Su gruppo di misura	1.465	980	243	220	2.908
TOTALE ANNO 2012	5.196	4.408	2.661	2.361	14.626

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

TAV. 3.64

Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

TAV. 3.65

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	Totale
Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi					
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
TOTALE ANNO 2011	47.785	12.214	13.277	61.776	135.052
Su rete	2.121	631	693	788	4.233
Su impianto di derivazione di utenza parte interrata	3.597	1.124	1.092	1.666	7.479
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	18.715	3.022	6.329	29.701	57.767
Su gruppo di misura	19.694	2.539	3.847	30.550	56.630
TOTALE ANNO 2012	44.127	7.316	11.961	62.705	126.109

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sono passate da 9.625 a 14.626; aumenta lievemente il numero delle dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata (pari a 6.186 rispetto alle 5.839 circa del 2011) e aumentano significativamente le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (passano da 3.786 del 2011 a 8.440 del 2012);
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi anche nel 2012 diminuiscono, passando da 135.052 a 126.109; in particolare le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose, sono diminuite (11.712 dispersioni del 2012 rispetto alle 12.506 del 2011); 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 122.546 del 2011 a 114.397 del 2012);
- 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 diminuite (da 61.174 del 2011 a 57.767) come quelle relative ai gruppi di misura (da 61.372 del 2011 a 56.630).

Va evidenziato che l'attuale regolazione spinge il sistema verso livelli di sicurezza del servizio di distribuzione del gas sempre maggiori. Più nello specifico il fenomeno è da ricondurre all'effetto combinato prodotto dall'attività di vigilanza effettuata dall'Autorità, ma anche, da un sistema di premi e penalità che, tra l'altro, ha l'obiettivo di ridurre le dispersioni di gas segnalate da terzi sulle reti. Le dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi A1, generalmente le più pericolose, sono diminuite di un ulteriore 7% rispetto al calo già registrato dal 2010 al 2011 (pari al 4%).

La figura 3.24 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 2012 entrambi i parametri 10*DT e DTA si sono attestati a circa 5 dispersioni per migliaio di clienti finali registrando, per altro, un ulteriore diminuzione rispetto al 2011.

La figura 3.25 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti. Si evidenzia come il numero dei controlli del grado di odorizzazione per migliaio di clienti

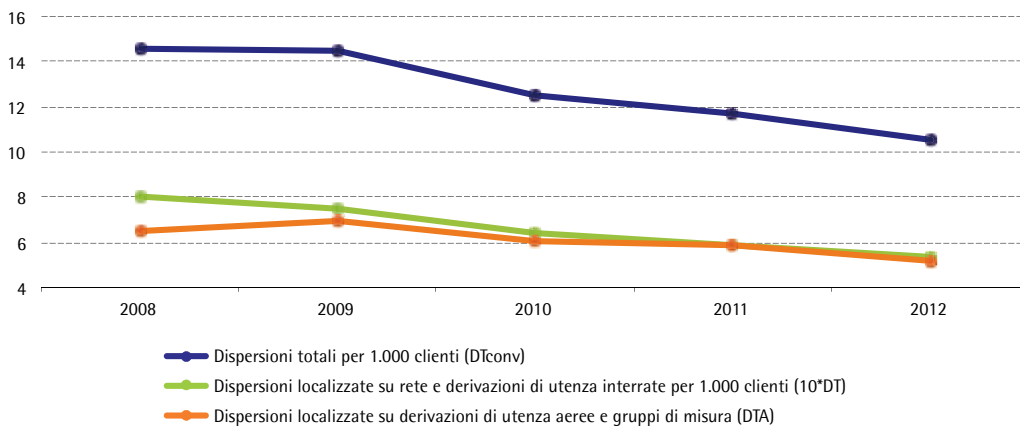


FIG. 3.24

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti

Ambiti provinciali soggetti a regolazione incentivante - periodo 2008-2012

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

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.

Passando al tema della sostituzione della ghisa con giunti canapa e piombo non ancora risanata, il grafico 3.26 illustra l'andamento, con riferimento al totale dell'estensione della ghisa comunicata

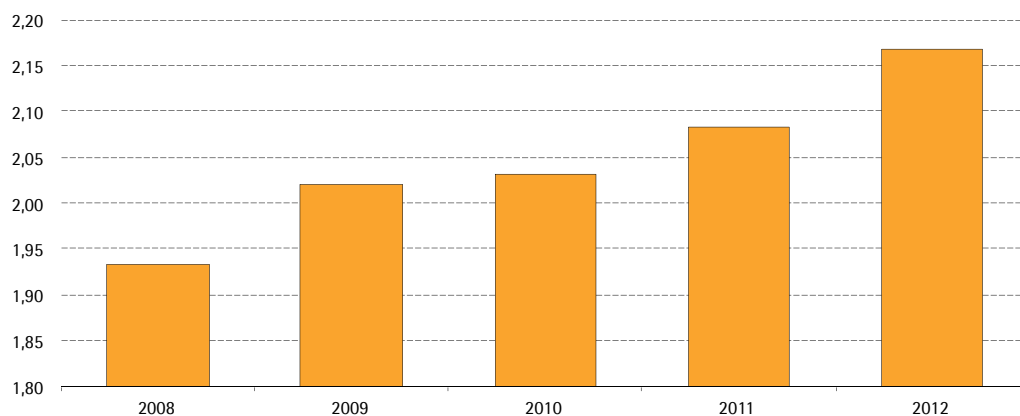


FIG. 3.25

Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti

Ambiti provinciali soggetti a regolazione incentivante

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

dalle imprese distributrici, della sostituzione a partire dal 2007 rispetto all'estensione di tali condotte al 31 dicembre 2003. La RQDG prevede, fra l'altro, l'obbligo di sostituzione, risanamento e dismissione delle condotte in ghisa con giunti canapa e piombo non ancora risanate entro il 31 dicembre 2014. Le imprese comunicano annualmente, ai sensi dell'art. 31, comma 31.2 lettera d), l'estensione della rete in relazione all'anno precedente a quello di riferimento. Il

grafico 3.26 fornisce una misura della progressione dell'attività di sostituzione delle condotte in ghisa con giunti canapa e piombo a livello nazionale per il periodo 2007-2011. L'ulteriore aumento della percentuale di sostituzione complessiva registrata nel 2012 sembra essere in linea con il percorso obbligatorio introdotto con la RQDG che prevede la sostituzione o il risanamento o la dismissione nella misura minima pari al 70% entro il 31 dicembre 2012.

FIG. 3.26

Percentuale di sostituzione della rete in ghisa con giunto canapa e piombo



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale

La regolazione della qualità commerciale prevede, fra l'altro, per un insieme di prestazioni commerciali un tempo massimo entro cui erogare la prestazione e l'eventuale indennizzo automatico che l'impresa deve corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo stabilito dall'Autorità. L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili alla impresa di distribuzione e per ogni singola prestazione erogata fuori tempo massimo. Generalmente i livelli specifici di qualità commerciale fanno riferimento alla tipologia di utenza, attraverso il calibro del gruppo di misura, così come gli indennizzi automatici da corrispondere in caso di mancato rispetto. La disciplina degli indennizzi automatici, prevede, inoltre,

l'aumento dell'importo base in ragione del ritardo nella esecuzione della prestazione, tranne che per la fascia di puntualità, per la quale non è indicata alcuna escalation.

La tavola 3.66 contiene l'andamento dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso e il numero di rimborsi effettivamente pagati nell'anno. Il 2012 registra un diminuzione, sia dei casi mancato rispetto che dei rimborsi effettivamente pagati (pari a 26%) rispetto al 2011 (pari al 19%). A fronte di 18.800 casi di mancato rispetto di standard specifici sono stati corrisposti ai clienti finali 19.409 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a 983.443,00 euro.

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	NUMERO DI RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO
CARTA DEI SERVIZI		
1997	14.265	1.237
1998	12.366	707
REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE		
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
2012	18.800	19.409

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Passando ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.27) si osserva che le percentuali di mancato rispetto, in generale, sono diminuite. In particolare la prestazione di invio al venditore del resoconto della verifica del gruppo di misura registrata nel 2012 (pari all'1,87%) è in netta diminuzione rispetto a quella rilevata lo scorso anno (pari al 5,78%). La prestazione relativa alla fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (la più numerosa) registra un mancato rispetto pari allo 0,28%. La meno numerosa, la verifica di pressione di fornitura,

registra un mancato rispetto pari allo 0,72%. La prestazione per la quale si registra un aumento, lieve, della percentuale di mancato rispetto è la preventivazione per lavori complessi.

I dati, nel loro complesso, evidenziano una tendenziale diminuzione rispetto al 2011 dei fuori standard a fronte di un aumento del numero di prestazioni complessivo (pari a 3.518.234).

Anche l'incidenza delle prestazioni fuori standard rispetto al totale delle prestazioni, pari allo 0,53%, è in diminuzione rispetto al 2011 (0,75%).

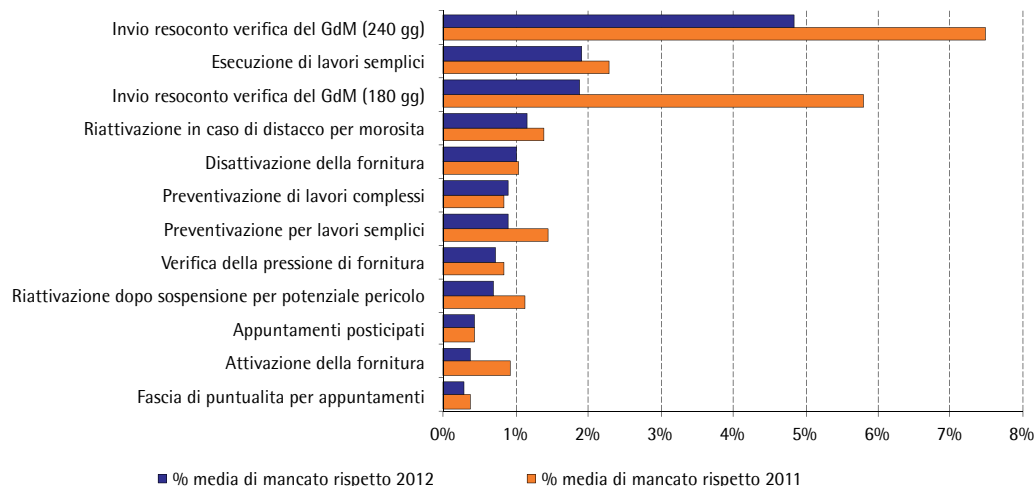
TAV. 3.66

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

FIG. 3.27

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi)
Anni 2011-2012



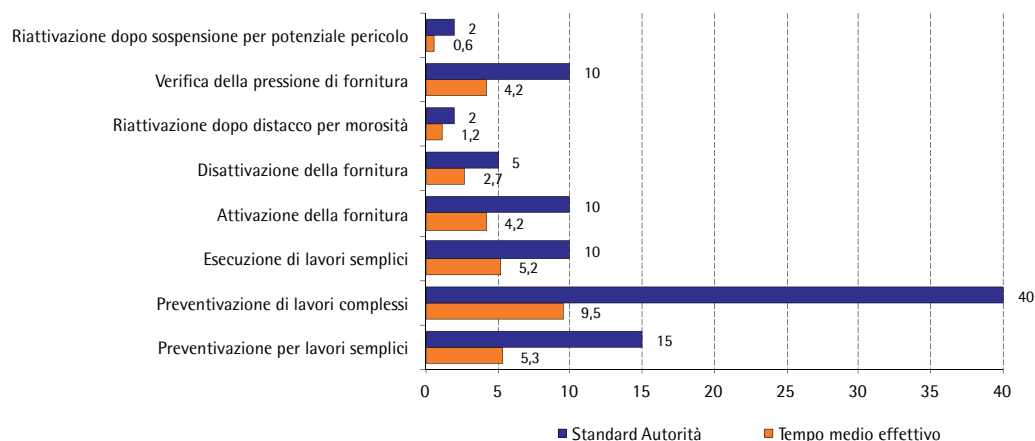
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

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. 3.28) è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico. Ad eccezione delle prestazioni di preventivazione per lavori complessi, di esecuzione di lavori semplici e riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità, per le rimanenti prestazioni si può osservare che i tempi medi

si attestano su valori circa la metà dello standard fissato. La preventivazione di lavori complessi viene erogata in meno di un quarto del tempo fissato (9,5 giorni lavorativi contro i 40 previsti), mentre la preventivazione per lavori semplici viene effettuata in un terzo del tempo previsto dalla RQDG (5,3 rispetto ai 15 giorni fissati). La riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità, infine, viene erogata in meno di un giorno feriale in luogo dei due giorni previsti dalla regolazione.

FIG. 3.28

Confronto tra tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino a G 6
Anni 2012



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

La tavola 3.67 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 crescita rispetto al 2011 (è aumentato di circa 102.000 unità). Le prestazioni che aumentano in termini di richieste del cliente sono: la disattivazione della fornitura,

la riattivazione in caso di distacco per morosità, la verifica della pressione di fornitura, la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, la riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità e gli appuntamenti posticipati.

Anche nel 2011 la prestazione più numerosa è quella relativa agli appuntamenti posticipati (1.554.980). Da sola rappresenta il 46% del totale delle prestazioni erogate. Segue l'attivazione della fornitura, registrando il 20%.

Mettendo a confronto i due anni, 2011 e 2012, può essere osservata una generale diminuzione dei tempi medi. Infatti la maggior parte delle prestazioni viene erogata in un tempo nettamente inferiore alla standard fissato dall'Autorità. Il dato è coerente a quanto osservato con la figura 3.27, ovvero una generale diminuzione della percentuale di mancato rispetto. Un lieve incremento si registra per

la disattivazione della fornitura e la riattivazione in caso di distacco per morosità. A fronte di un numero di richieste aumentato, il tempo registrato per la disattivazione della fornitura passa da 2,7 giorni lavorativi del 2011 a 2,74 del 2012. Per la riattivazione in caso di distacco per morosità si rileva un aumento del valore del tempo medio effettivo (passa da 1 giorno feriale del 2011 a 1,18 giorni del 2012).

Il numero di indennizzi corrisposti nel 2012 è in diminuzione rispetto al 2011 (è diminuito di 5.000 unità circa). La prestazione che determina il maggior numero di indennizzi automatici è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (pari a 4.855). Seguono per numerosità gli indennizzi automatici erogati per il mancato rispetto dello standard fissato per la disattivazione della fornitura pari a 5 giorni lavorativi (pari a 3.810).

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	214.984	8,2	2.383
Preventivazione di 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 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
TOTALE 2011	-	3.312.852	-	22.703
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	194.609	5,30	1.728
Preventivazione di lavori complessi	40 giorni lavorativi	6.953	9,51	30
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	143.132	5,19	2.459
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	681.679	4,20	2.204
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	474.175	2,74	3.810
Riattivazione fornitura dopo distacco per morosità	2 giorni feriali	137.363	1,18	1.737
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	342	4,16	2
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.554.980	-	4.855
Riattivazione fornitura dopo distacco per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	20.570	0,65	146
Appuntamenti posticipati	2 ore	201.161	-	785
TOTALE 2012	-	3.414.964	-	17.756

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

TAV. 3.67

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6

Anni 2011-2012

La tavola 3.68 contiene i dati relativi alla richiesta dei dati tecnici. La regolazione ha previsto dei livelli specifici concernenti la messa a disposizione - da parte dell'impresa distributrice - di dati tecnici richiesti dai venditori, distinguendo tra quelli acquisibili con lettura del gruppo di misura e altri dati tecnici. Si può osservare un generale miglioramento dei tempi medi effettivi sia in termini di rispetto degli standard fissati dall'Autorità che come performance 2012 rispetto al 2011. In modo consequenziale si rileva una diminuzione degli indennizzi automatici riconosciuti.

I dati relativi al numero di richieste, al numero di indennizzi corrisposti ai venditori e al relativo ammontare e al tempo medio effettivo, con riferimento agli anni 2011 e 2012 si riferiscono a tutti i clienti finali alimentati in BP. Mettendo a confronto i due anni si osserva che il numero complessivo di richieste è pressoché

rimasto invariato (è aumentato di circa 300 unità). Gli indennizzi hanno registrato una significativa riduzione in ragione del rispetto dello standard fissato dall'Autorità. Infatti la richiesta dei dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura nel 2012 viene mediamente erogata in quasi metà del tempo fissato dallo standard (5,86 giorni lavorativi a fronte di 10 giorni) e la richiesta di altri dati tecnici vengono forniti mediamente in 9,8 giorni lavorativi rispetto ai 15 fissati con lo standard dell'Autorità

In aggiunta entrambe le prestazioni vengono effettuate in un tempo nettamente inferiore a quanto registrato nel 2011. Il tempo medio della richiesta dei dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura è diminuito di quasi un terzo (è passato da 15,6 del 2011 a 5,86 del 2012) e quello della richiesta di altri dati tecnici è stato quasi dimezzato (è passato da 18,4 del 2011 a 9,8 giorni lavorativi).

TAV. 3.68

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori

Standard e tempo medio effettivo in giorni lavorativi; ammontare in €

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO RICHIESTE	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI	AMMONTARE INDENNIZZI AUTOMATICI	TEMPO MEDIO EFFETTIVO
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10	26.287	4.774	241.023	15,6
Richiesta altri dati tecnici	15	31.349	5.756	306.203	18,4
TOTALE 2011	-	57.636	10.530	547.226,20	-
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10	26.069	2.099	83.900	5,86
Richiesta altri dati tecnici	15	31.900	2.317	114.270	9,80
TOTALE 2012	-	57.969	4.416	198.170,00	-

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

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 2011 - 30 settembre 2012, ottavo anno di attuazione della delibera n. 40/04, il numero di impianti di utenza nuovi accertati diminuisce rispetto a quelli registrati nell'anno termico precedente (pari a 327.183). Le tavole 3.69 e 3.70 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, le richieste con accertamento impedito 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	239.193	4.098	1.795
> 34,8 kW e ≤ 116 kW	38.347	900	199
> 116 kW	4.137	145	40
TOTALE	281.677	5.143	2.034

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

TAV. 3.69

Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori

Anno termico 2011-2012

DIMENSIONE IMPRESA DI DISTRIBUZIONE ^(A)	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO IMPEDITO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grande	224.673	3.786	1.991	3.302
Media	46.790	1.040	14	1.306
Piccola	10.214	317	29	331
TOTALE	281.677	5.143	2.034	4.939

(A) Distributori grandi: ≥ 100.000 clienti; distributori medi: 10.000 ≤ n. clienti < 100.000; distributori piccoli: < 10.000 clienti.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

TAV. 3.70

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

Anno termico 2011-2012

4.

Stato dei servizi idrici

Assetti istituzionali dei servizi idrici

L'Autorità nel quadro di competenze settoriali

«L'iter di formazione della legge istitutiva dell'Autorità si è snodato attraverso quattro passaggi parlamentari: dalla presentazione del disegno di legge al Senato della Repubblica l'1 giugno 1994 fino alla definitiva approvazione alla Camera dei deputati il 9 novembre 1995. Composto di sette articoli, il disegno di legge iniziale istituiva un'unica Agenzia di regolazione, suddivisa in tre aree operative (poste e telecomunicazioni, trasporti, energia e acqua). [...]

Nel primo esame in Senato l'Agenzia mutava la sua denominazione in Autorità. In luogo di tre aree operative, erano istituiti tre organismi distinti; venivano meno le competenze nei settori idrico e postale, e si circoscrivevano quelle energetiche all'elettricità e al gas».

Il brano è tratto dalla prima *Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta* dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, presentata nel 1998. Quel documento, che illustrava ruolo e funzioni del nuovo organismo nell'ambito dei settori che era chiamato a regolare e in relazione all'assetto che era stato definito in altri paesi, conteneva inoltre frequenti richiami alla crisi finanziaria del 1992 e alle sue conseguenze per le scelte di politica economica, cui l'Autorità doveva contribuire a dare attuazione.

A partire dagli anni Novanta, le riforme adottate nel comparto idrico hanno seguito un percorso articolato e complesso, del quale non si può compiutamente rendere conto in questa sede. Fino ad arrivare al 2011, anno nel quale anche l'assetto istituzionale del settore viene riconsiderato: il legislatore, infatti, *«al fine di*

garantire l'osservanza dei principi contenuti nel decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (c.d. "Codice ambiente") in tema di gestione delle risorse idriche e di organizzazione del servizio idrico, con particolare riferimento alla tutela dell'interesse degli utenti, alla regolare determinazione e adeguamento delle tariffe, nonché alla promozione dell'efficienza, dell'economicità e della trasparenza nella gestione dei servizi idrici», ha istituito l'Agenzia nazionale per la regolazione e la vigilanza in materia di acqua, di cui all'art. 10 del decreto legge 13 maggio 2011, n. 70, commi 11 e seguenti, attribuendole una serie di funzioni puntualmente descritte. Successivamente, con l'art. 21, comma 19, del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, *«le funzioni attinenti alla regolazione e al controllo dei servizi idrici»* - come più tardi precisate dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012 - sono state trasferite all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che le esercita *«con i medesimi poteri attribuiti all'Autorità stessa dalla legge 14 novembre 1995, n. 481».*

Peraltro, le funzioni che l'Autorità è chiamata a svolgere si inseriscono in un contesto normativo molto articolato - stratificatosi negli anni - in cui si intersecano le competenze di altri soggetti. Appare pertanto opportuno fornire una sintesi (Tav. 4.1), senza alcuna pretesa di esaustività, di alcune delle principali funzioni e competenze assegnate dalla legge nazionale settoriale alle istituzioni competenti nel settore idrico, cui, ovviamente, andrebbero aggiunti i compiti e le funzioni - di complessa individuazione e classificazione - previsti dalle leggi regionali,

quelli individuati negli atti approvati dai competenti organi degli enti locali, quelli contenuti nelle delibere emanate dalle Autorità d'ambito territoriale (AATO) costituite, quelli assegnati in forza dei Piani d'ambito approvati e/o delle convenzioni di gestione già sottoscritte (ricalcanti, in molti contesti, clausole non derogabili delle convenzioni tipo regionali).

TAV. 4.1

Riparto di competenze previsto dalla normativa vigente

SOGGETTO COMPETENTE	NORMA DI RIFERIMENTO	COMPITI E FUNZIONI
Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare	Art. 1, decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 Luglio 2012	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Adotta gli indirizzi per assicurare il coordinamento delle funzioni inerenti agli usi delle risorse idriche individuando obiettivi generali e priorità di intervento. ✓ Adotta gli indirizzi e determina gli standard di qualità della risorsa, sulla base delle direttive comunitarie di settore. ✓ Definisce gli obiettivi generali di qualità del servizio. ✓ Definisce i criteri per favorire l'uso efficiente della risorsa e il risparmio idrico e per riutilizzare le acque reflue. ✓ Individua i criteri per la definizione del costo ambientale e del costo della risorsa per i vari settori d'impiego dell'acqua, anche in proporzione al grado di inquinamento ambientale e ai costi conseguenti a carico della collettività. ✓ Definisce i criteri per la copertura dei costi relativi ai servizi idrici, diversi dal servizio idrico integrato. ✓ Definisce gli obiettivi generali di qualità del servizio idrico integrato sul territorio nazionale, sentite le Regioni, i gestori e le associazioni dei consumatori. ✓ Può definire indirizzi per realizzare, attraverso una modulazione differenziata della tariffa, una perequazione solidaristica tra ambiti diversamente forniti di risorse idriche.
Autorità	Art. 2, legge n. 481/95 Art. 10, decreto legge n. 70/11 Art. 3, decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 Luglio 2012	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Definisce i livelli minimi e gli obiettivi di qualità per ogni gestore. ✓ Predisporre una o più convenzioni tipo. ✓ Definisce le componenti di costo per la determinazione della tariffa. ✓ Predisporre e rivede periodicamente il metodo tariffario. ✓ Verifica la corretta redazione del Piano d'ambito. ✓ Approva le tariffe proposte dal soggetto competente. ✓ Adotta le direttive per la trasparenza della contabilità e per la separazione contabile e amministrativa. ✓ Vigila e controlla, esercitando poteri ispettivi, di acquisizione della documentazione, di determinazione degli indennizzi agli utenti. ✓ Valuta reclami, istanze e segnalazioni presentate dagli utenti, singoli o associati, in ordine al rispetto dei livelli qualitativi e tariffari da parte dei gestori. ✓ Irroga, in caso di inosservanza dei propri provvedimenti, sanzioni amministrative. ✓ Svolge funzione di consulenza istituzionale.
Autorità di bacino	Art. 145, decreto legislativo n. 152/06 Art. 158, decreto legislativo n. 152/06	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Definisce e aggiorna periodicamente il bilancio idrico diretto ad assicurare l'equilibrio fra le disponibilità di risorse reperibili o attivabili nell'area di riferimento e i fabbisogni per i diversi usi. ✓ Per assicurare l'equilibrio tra risorse e fabbisogni, l'Autorità di bacino competente adotta, per quanto di competenza, le misure per la pianificazione dell'economia idrica in funzione degli usi cui sono destinate le risorse. ✓ Promuove accordi di programma tra le Regioni, laddove il fabbisogno comporti il trasferimento di acqua tra Regioni diverse e ciò travalichi i comprensori di riferimento dei distretti idrografici.

SOGGETTO COMPETENTE	NORMA DI RIFERIMENTO	COMPITI E FUNZIONI
Regione	Art. 142, decreto legislativo n. 152/06	✓ Provvede a disciplinare il governo del rispettivo territorio nel settore dei servizi idrici.
	Art. 146, decreto legislativo n. 152/06	✓ Adotta norme e misure volte a razionalizzare i consumi ed eliminare gli sprechi, nonché a migliorare la manutenzione delle reti di adduzione e di distribuzione di acque a qualsiasi uso destinate, al fine di ridurre le perdite.
	Art. 147, decreto legislativo n. 152/06	✓ Promuove l'informazione e la diffusione di metodi e tecniche di risparmio idrico domestico e nei settori industriale, terziario e agricolo.
	Legge n. 42/10	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Favorisce l'implementazione di sistemi di irrigazione ad alta efficienza accompagnati da una loro corretta gestione e dalla sostituzione, ove opportuno, delle reti di canali a pelo libero con reti in pressione. ✓ Adotta misure volte ad assicurare l'installazione di contatori per il consumo dell'acqua in ogni singola unità abitativa, nonché contatori differenziati per le attività produttive e del settore terziario esercitate nel contesto urbano. ✓ Favorisce la realizzazione dei nuovi insediamenti, quando economicamente e tecnicamente conveniente anche in relazione ai recapiti finali, sistemi di collettamento differenziati per le acque piovane e per le acque reflue e di prima pioggia. ✓ Definisce gli Ambiti territoriali ottimali (ATO) sulla base dei quali sono organizzati i servizi idrici. ✓ Può modificare le delimitazioni degli ATO nel rispetto dei seguenti principi: <ul style="list-style-type: none"> - unità del bacino idrografico; - unitarietà della gestione e, comunque, superamento della frammentazione verticale delle gestioni; - adeguatezza delle dimensioni gestionali. ✓ Stabilisce norme di controllo degli scarichi allacciati alla fognatura. ✓ Attribuisce con legge le funzioni già esercitate dalle Autorità d'ambito, nel rispetto dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza.
Organismo di governo locale (già Autorità di ambito)	Artt. 142 e 150, decreto legislativo n. 152/06	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Organizza il servizio idrico integrato. ✓ Sceglie la forma di gestione. ✓ Affida e controlla la gestione.
	Art. 143, decreto legislativo n. 152/06	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Provvede alla tutela del demanio. ✓ Provvede alla predisposizione e/o all'aggiornamento del Piano d'ambito.
	Art. 149, decreto legislativo n. 152/06	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Predisporre, aggiorna e verifica il rispetto della convenzione, che regola i rapporti tra Ente d'ambito e gestore.
	Art. 151, decreto legislativo n. 152/06	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Al fine della redazione del Piano economico-finanziario, predisporre la tariffa di base e la trasmette per l'approvazione all'AEEG.
	Art. 154, decreto legislativo n. 152/06	

TAV. 4.1 - SEGUE

Riparto di competenze previsto dalla normativa vigente

Assetti istituzionali territoriali e locali

La natura dei servizi idrici ne comporta un legame col territorio più profondo e complesso rispetto a qualsiasi altra pubblica utilità, cosa che ha storicamente originato l'accentuata frammentazione gestionale delle attività, cui il legislatore ha cercato di porre rimedio con la riforma varata negli anni Novanta. La legge 5 gennaio 1994, n. 36, emanata anche per promuovere un nuovo profilo industriale del settore, sulla base dei dati tecnici e delle risultanze economiche allora emerse, si è fondata su due assi di integrazione:

- uno orizzontale o territoriale, attribuendo a ciascuna Regione il compito di suddividere la propria area geografica in Ambiti territoriali ottimali (ATO), sulla base di criteri ben precisi (rispetto dell'unità del bacino idrografico o del sub-bacino o dei bacini idrografici contigui; superamento della frammentazione delle gestioni; conseguimento di adeguate dimensioni gestionali, definite in considerazione di parametri fisici, demografici, tecnici e delle ripartizioni politico-amministrative);
- uno verticale o funzionale, introducendo la definizione di "servizio idrico integrato" - come l'insieme dei servizi pubblici di captazione, adduzione, trattamento e distribuzione di acqua potabile, di raccolta (fognatura) e di smaltimento (depurazione) delle acque reflue - e chiedendone una gestione unica, ad avviso di alcuni, o unitaria, a parere di altri, e comunque finalizzata al conseguimento di economie

di scala e di scopo, nonché alla salvaguardia della risorsa e dell'ambiente.

Il permanere di una forte disomogeneità nelle caratteristiche degli ATO, suggerì poi al legislatore di esperire un ulteriore tentativo di riorganizzazione, attraverso il decreto legislativo n. 152/06 - in cui l'impianto della legge n. 36/94 venne trasfuso e arricchito - nel quale, ha precisato che l'organo titolare, all'interno di ciascun ATO, delle funzioni di pianificazione, affidamento e controllo della gestione del servizio era l'AATO, cui venne contestualmente riconosciuta la personalità giuridica, con un conseguente chiarimento e rafforzamento di poteri e funzioni.

Poi, anche in ragione di esigenze di semplificazione e contenimento della spesa, il decreto legge 25 gennaio 2010, n. 2, come convertito nella legge 26 marzo 2010, n. 42, ha disposto la soppressione delle AATO a far data dal 31 dicembre 2012¹. La norma ha contestualmente demandato alle Regioni il compito di disporre nuovamente - entro la medesima data - l'attribuzione delle funzioni «*già esercitate dalle Autorità, nel rispetto dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza*», sancendo la nullità «*di ogni atto compiuto dalle Autorità di Ambito territoriale*» e l'abrogazione degli artt. 148 e 201, del Codice ambiente, decorso il medesimo termine².

Il nuovo quadro degli assetti istituzionali territoriali e locali che si è delineato, a seguito delle citate riforme, è riportato nella

¹ Il termine originariamente disposto dal legislatore (a un anno dall'entrata in vigore della legge in cui tale previsione è stata inserita, ovvero l'1 gennaio 2011) è stato successivamente prorogato al 31 dicembre 2011 dal combinato disposto dell'art. 1, commi 1 e 2, del decreto legge 29 dicembre 2010, n. 225, come convertito dalla legge 26 febbraio 2011, n. 10, e dell'art. 1, comma 1, del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 25 marzo 2011, relativo al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e, da ultimo, al 31 dicembre 2012, dall'art. 13, comma 2, del decreto legge 29 dicembre 2011, n. 216, come convertito con la legge 24 febbraio 2012, n. 14.

² Con la sentenza n. 128 del 13 aprile 2011 la Corte costituzionale ha respinto la questione di legittimità costituzionale dell'art. 1, comma 1-*quinquies*, del decreto legge n. 2/10, sollevata dalla Regione Veneto, affermando che la disciplina delle AATO rientra nelle materie della tutela della concorrenza e della tutela dell'ambiente, di competenza legislativa esclusiva statale, e che, pertanto, lo Stato ha piena facoltà di disporre la soppressione delle AATO. La Consulta ha inoltre evidenziato che la norma impugnata «*riserva al legislatore regionale un'ampia sfera di discrezionalità, consentendogli di scegliere i moduli organizzativi più adeguati a garantire l'efficienza del servizio idrico integrato e del servizio di gestione ugualmente integrato dei rifiuti urbani, nonché forme di cooperazione fra i diversi enti territoriali interessati*».

tavola 4.2. La maggioranza delle Regioni italiane (dodici su diciannove Regioni considerate)³ ha già completato il processo di insediamento dei soggetti cui sono state attribuite le funzioni delle sopresse AATO.

Le restanti sette Regioni (Sicilia, Lazio, Sardegna, Basilicata, Friuli Venezia Giulia, Veneto e Campania), invece, nelle more del completamento del richiamato processo, hanno provveduto a nominare *pro tempore* appositi commissari straordinari o

TAV. 4.2

Leggi regionali per la riattribuzione delle funzioni delle AATO

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE	ORGANO DI GOVERNO ^a	NUOVA DELIMITAZIONE ATO PREVISIONE DEL PROVVEDIMENTO REGIONALE	NUMERO	NUMERO ATO PREVIGENTE
Piemonte	Legge regionale n. 7/12	Gli enti locali esercitano le funzioni di organizzazione del servizio idrico integrato, secondo le disposizioni della legge regionale n. 13/97, modificata dalla legge regionale n. 8/05, sulla base delle convenzioni stipulate in attuazione della legge regionale n. 13/97.	Il territorio è suddiviso in tanti Ambiti territoriali ottimali, coincidenti con i precedenti.	6	6
Valle d'Aosta	Legge regionale n. 27/99, come integrata con legge regionale n. 21/12	Bacino imbrifero montano.	Un solo Ambito territoriale ottimale coincidente con il precedente.	1	1
Liguria	Legge regionale n. 23/10, come modificata con legge regionale n. 50/12	Province, con ruolo "forte" delle Conferenze dei sindaci (queste ultime rendono parere obbligatorio e vincolante sui Piani d'ambito, sulle forme di gestione e affidamento per la gestione unitaria dei servizi e sulla determinazione della tariffa).	Il territorio è suddiviso in tanti Ambiti territoriali ottimali coincidenti con i precedenti.	4	4
Lombardia	Legge regionale n. 21/10	Province + Comune di Milano (tramite Ufficio d'ambito, istituito in ciascun Ambito territoriale ottimale in forma di azienda speciale).	Il territorio è suddiviso in tredici Ambiti territoriali ottimali rispetto ai dodici pre-esistenti, a causa dell'Istituzione della Provincia di Monza e Brianza, in precedenza inclusa in quella di Milano.	13	12
Veneto	Legge regionale n. 17/12	Nelle more della operatività dei Consigli di bacino - forme di cooperazione tra i Comuni per la programmazione e organizzazione del servizio idrico integrato - sono stati nominati commissari straordinari per la gestione ordinaria.	Il territorio è suddiviso in tanti Ambiti territoriali ottimali coincidenti con i precedenti.	8	8
Friuli Venezia Giulia	Legge regionale n. 22/10, come modificata con legge regionale n. 26/12	Nelle more del completamento del processo di riordino delle funzioni in materia di servizio idrico integrato, sono individuate le Consulte d'ambito, organi di cooperazione tra Province e Comuni.	Il territorio è suddiviso in tanti Ambiti territoriali ottimali coincidenti con i precedenti.	4	4

³ Il Trentino Alto Adige non viene contemplato in tale indagine non avendo mai legiferato in materia di AATO per gli effetti della sentenza n. 412 del 7 dicembre 1994 della Corte costituzionale.

TAV. 4.2 - SEQUE

Leggi regionali
per la riattribuzione
delle funzioni delle AATO

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE	ORGANO DI GOVERNO ^A	NUOVA DELIMITAZIONE ATO PREVISIONE DEL PROVVEDIMENTO REGIONALE	NUMERO	NUMERO ATO PREVIGENTE
Emilia Romagna	Legge regionale n. 23/11	Agenzia territoriale dell'Emilia Romagna per i servizi idrici e rifiuti (ATERSIR), cui partecipano obbligatoriamente tutti i Comuni e le Province della Regione.	Un solo Ambito territoriale ottimale.	1	9
Toscana	Legge regionale n. 69/11	Comuni che esercitano le relative funzioni obbligatoriamente tramite l'Autorità idrica toscana (AIT), ente rappresentativo di tutti i Comuni appartenenti all'Ambito territoriale ottimale.	Un solo Ambito territoriale ottimale comprendente l'intera circoscrizione territoriale regionale (con esclusione dei territori dei Comuni di Marradi, Firenzuola e Palazuolo sul Senio). La Giunta regionale può stipulare accordi con le Regioni limitrofe che, previa intesa con l'Autorità idrica toscana e sentiti i Comuni interessati, possono comprendere la costituzione di Ambiti territoriali interregionali, qualora risultino funzionali all'organizzazione più efficiente, efficace ed economica del servizio.	1	6
Umbria	Legge regionale n. 4/11 (rinvia, all'art. 15, a quanto già previsto con legge regionale n. 23/07, Capo III, Titolo II)	Ambiti territoriali integrati (ATI), forma speciale di cooperazione tra gli enti locali.	Il territorio è suddiviso in quattro Ambiti territoriali integrati non coincidenti con i precedenti ATO.	4	3
Marche	Legge regionale n. 30/11	Assemblea d'ambito, forma associativa tra Comuni e Province ricadenti in ciascun Ambito territoriale ottimale, costituita mediante convenzione obbligatoria ai sensi dell'art. 30 del decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267.	Il territorio è suddiviso in tanti Ambiti territoriali ottimali coincidenti con i precedenti.	5	5
Lazio	Delibera della Giunta regionale 21 dicembre 2012, n. 626	Nelle more del processo di riordino delle funzioni in materia di servizio idrico integrato, è confermata l'operatività degli organismi di consultazione tra gli enti locali in essere (Conferenze dei sindaci e dei Presidenti delle Province).	Il territorio è suddiviso in tanti Ambiti territoriali ottimali coincidenti con i precedenti.	5	5
Abruzzo	Legge regionale n. 9/11, come modificata con legge regionale n. 34/12	ERSI (Ente regionale per il SII), con ruolo "forte" delle Assemblee dei sindaci (queste ultime rendono parere obbligatorio e vincolante nell'ambito delle competenze materiali e territoriali degli enti locali).	Un solo Ambito territoriale ottimale.	1	6

TAV. 4.2 - SEGUE

Leggi regionali
per la riattribuzione
delle funzioni delle AATO

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE	ORGANO DI GOVERNO ^A	NUOVA DELIMITAZIONE ATO PREVISIONE DEL PROVVEDIMENTO REGIONALE	NUMERO	NUMERO ATO PREVIGENTE
Molise	Legge regionale n. 8/09	Regione, coadiuvata da Comitato d'ambito per il SII (organo rappresentativo enti locali, con funzioni propositive e consultive).	Un solo Ambito territoriale ottimale coincidente con il precedente.	1	1
Campania	Delibera di giunta regionale 27 dicembre 2012, n. 813	Commissari straordinari, nelle more della definizione della disciplina a regime.	Il territorio è suddiviso in tanti Ambiti territoriali ottimali coincidenti con i precedenti.	4	4
Puglia	Legge regionale n. 9/11	Autorità idrica pugliese (AIP), soggetto rappresentativo dei Comuni pugliesi.	Un solo Ambito territoriale ottimale coincidente con il precedente.	1	1
Basilicata	Legge regionale n. 33/10, art. 26 (come modificata dalla legge regionale n. 26/11)	Conferenza interistituzionale idrica (Convenzione obbligatoria fra le amministrazioni comunali alla quale aderiscono gli enti provinciali e la Regione). Nelle more della piena operatività di tale Conferenza interistituzionale, le funzioni sono attribuite a un commissario nominato dal Presidente della Giunta regionale.	Un solo Ambito territoriale ottimale coincidente con il precedente.	1	1
Calabria	Legge regionale n. 34/10	Regione Calabria.	Un solo Ambito territoriale ottimale.	1	5
Sicilia	Legge regionale n. 2/13	Le Autorità d'ambito territoriale sono state poste in liquidazione e sono stati nominati appositi commissari straordinari in attesa che, con successiva legge regionale da emanarsi entro sei mesi, le relative funzioni siano trasferite ai Comuni, che le eserciteranno in forma singola o associata.	Il territorio è suddiviso in tanti Ambiti territoriali ottimali coincidenti con i precedenti.	9	9
Sardegna	Delibera della Giunta regionale 25 gennaio 2013 n. 4/1	Nelle more del completamento del processo di riordino delle funzioni in materia di servizio idrico integrato, è nominato un commissario straordinario	Un solo Ambito territoriale ottimale coincidente con il precedente.	1	1
Interregionale	In fase di costituzione l'Ambito territoriale ottimale del Lemene tra Veneto e Friuli Venezia Giulia (da ultimo, delibera della Giunta regionale Veneto n. 2395 del 29 dicembre 2011)			1	
ITALIA					91

(A) Per "organo di governo" si intende, ai fini della presente tavola, il soggetto al quale la legge regionale ha espressamente attribuito le funzioni precedentemente assegnate alle soppresse AATO.

Fonte: Elaborazioni AEEG

comunque a individuare specifici regimi transitori.

Come accennato in precedenza, l'AATO era definita, dall'ormai abrogato art. 148 del decreto legislativo n. 152/06, come la struttura dotata di personalità giuridica cui gli enti locali partecipavano obbligatoriamente, e alla quale era trasferito l'esercizio delle funzioni a essi spettanti in materia di gestione delle risorse idriche. Nelle AATO si realizzava quindi la cooperazione degli enti locali in materia di servizio idrico integrato, identificandosi quali organi cui questi ultimi trasferivano l'esercizio di competenze. In generale, a seguito del processo di legiferazione seguito alla soppressione della norma citata, salvo taluni casi in cui le Regioni hanno preferito avocare a sé le funzioni già esercitate dalle AATO, ha prevalso la continuità rispetto all'assetto preesistente, con la preferenza per la riattribuzione dell'esercizio delle funzioni di organizzazione, affidamento e controllo a organismi di governo che ne erano già titolari, e con la conseguente conferma, nella maggioranza dei casi, della delimitazione previgente degli ATO.

Infine, oltre ad apparire differenziata l'allocazione territoriale delle funzioni in precedenza attribuite alle sopresse AATO, da un primo esame delle competenze dei nuovi soggetti insediati emerge come risulti ancora assai eterogenea la ripartizione di compiti e funzioni decisionali tra i diversi enti interessati nell'ambito di ciascun contesto regionale (Regioni, Province, Comuni). Per esempio, in alcuni contesti l'ente individuato dalla legislazione regionale a seguito della soppressione delle AATO è affiancato, nelle più rilevanti determinazioni in materia tariffaria e di predisposizione dei Piani d'ambito, dalle Conferenze dei sindaci. In altri contesti, poi, sono previste specifiche funzioni consultive o decisorie, che completano quelle degli Enti d'ambito, direttamente in capo ai Comuni, alle Province o alle Regioni.

Dalla verifica preliminare degli assetti territoriali e locali che si è illustrata, a fronte di evidenti eterogeneità nei modelli organizzativi riscontrati, sembra delinearsi un tratto comune: la generale complessità degli iter deliberativi previsti.

I recenti provvedimenti regionali per la riattribuzione delle

Caratteristiche dimensionali degli Ambiti territoriali ottimali

funzioni delle AATO - come visto nel precedente paragrafo - nella maggior parte dei casi hanno confermato la previgente delimitazione territoriale degli Ambiti. Fanno eccezione l'Emilia Romagna, la Toscana, l'Abruzzo e la Calabria, le quali hanno optato per l'ATO unico regionale, con una conseguente razionalizzazione degli Ambiti sulla base dei quali organizzare il servizio idrico (Tav. 4.3).

Per la Valle d'Aosta (1), la Liguria (4), la Lombardia (13), il Friuli Venezia Giulia (4), le Marche (5), il Lazio (5), la Sicilia (9) è stata mantenuta una ripartizione degli ATO coincidente con il territorio provinciale. L'analisi delle variabili dimensionali degli ATO definiti dalle previgenti disposizioni mette in luce un'elevata eterogeneità sul territorio nazionale. Con riguardo alla popolazione residente servita, a fronte di un valore medio per ATO

TAV. 4.3

Numero e caratteristiche degli ATO

REGIONE	NUMERO PROVINCE	NUMERO ATO PREVIGENTE	NUOVA DELIMITAZIONE ATO EX LR (NUMERO)	POPOLAZIONE RESIDENTE		SUPERFICIE (KM ²)	
				MEDIA PER ATO PREVIGENTI	MEDIA PER ATO DI RECENTE DELIMITAZIONE	MEDIA PER ATO PREVIGENTI	MEDIA PER ATO DI RECENTE DELIMITAZIONE
Piemonte	8	6	6	702.446	702.446	4.234	4.234
Valle d'Aosta	1	1	1	119.548	119.548	3.263	3.263
Liguria	4	4	4	392.946	392.946	1.355	1.355
Lombardia	12	12	13	752.713	694.812	1.989	1.836
Trentino Alto Adige							
Veneto	7	8	8	565.962	565.962	2.300	2.300
Friuli Venezia Giulia	4	4	4	295.941	295.941	1.965	1.965
Emilia Romagna	9	9	1	442.594	3.983.346	2.457	22.117
Toscana	10	6	1	582.968	3.497.806	3.832	22.994
Umbria	2	3	4	275.275	206.457	2.819	2.114
Marche	5	5	5	294.116	294.116	1.939	1.939
Lazio	5	5	5	1.022.483	1.022.483	3.447	3.447
Abruzzo	4	6	1	210.399	1.262.392	1.794	10.763
Molise	2	1	1	320.601	320.601	4.438	4.438
Campania	5	4	4	1.425.483	1.425.483	3.398	3.398
Puglia	6	1	1	4.079.033	4.079.033	19.358	19.358
Basilicata	2	1	1	597.768	597.768	9.995	9.995
Calabria	5	5	1	402.293	2.011.466	3.016	15.081
Sicilia	9	9	9	552.110	552.110	2.857	2.857
Sardegna	8	1	1	1.631.880	1.631.880	24.090	24.090
ITALIA	108	91 ^(A)	71 ^(A)	615.997	802.757	3.162	4.244

(A) Al numero di ATO - dato in tavola disaggregato a livello regionale - si aggiunge l'ATO interregionale del Lemene.

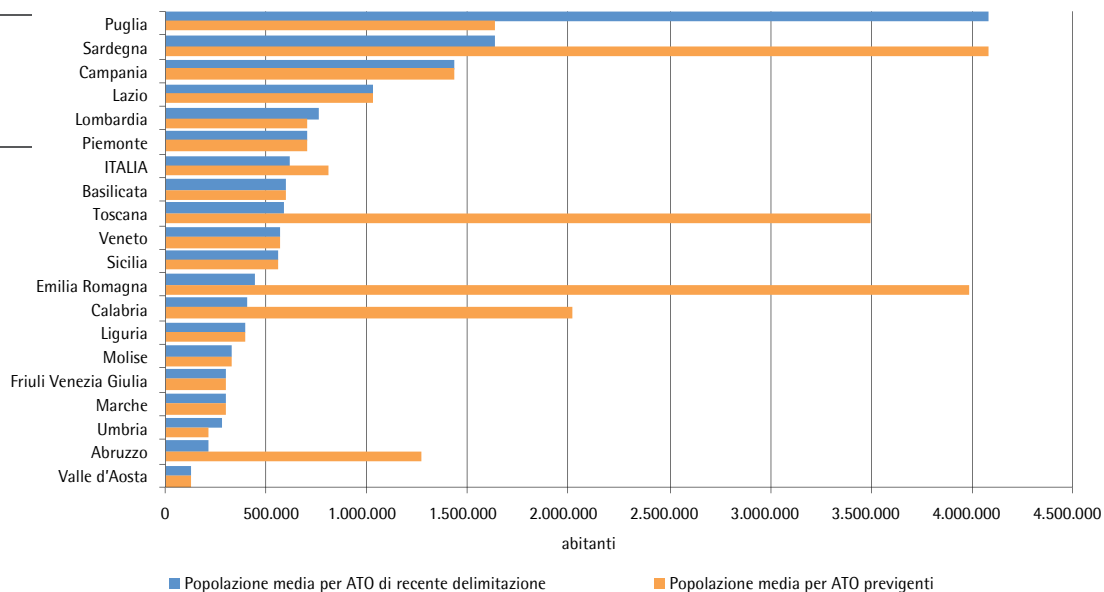
Fonte: Elaborazioni AEEG su dati leggi regionali e Piani d'ambito.

di circa 616.000 abitanti residenti (distribuiti su un territorio di circa 3.000 km²), si rilevavano ATO con oltre un milione di abitanti (in particolare, l'ATO unico Puglia conta oltre 4 milioni di residenti) e altri con popolazione al di sotto delle 300.000 unità (dato medio riscontrato per il Friuli Venezia Giulia, l'Umbria, le Marche, la Valle d'Aosta e l'Abruzzo, prima che quest'ultima Regione disponesse la delimitazione unica regionale).

Le figure 4.1 e 4.2 forniscono una rappresentazione grafica, rispettivamente, dell'aumento della popolazione residente servita e dell'estensione territoriale dei bacini di domanda relativi alle Regioni che hanno ridefinito ATO di maggiori dimensioni. Conseguentemente, a livello nazionale, il numero medio di abitanti per ATO aumenta da 616.000 a 803.000 unità, con un incremento della relativa estensione territoriale di 1.082 km².

FIG. 4.1

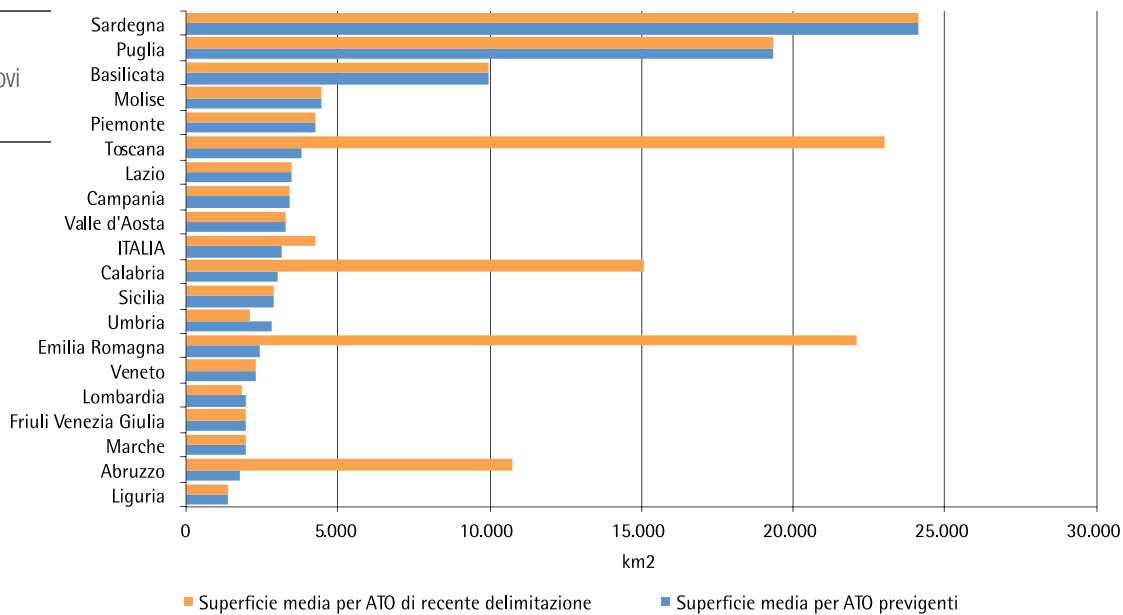
Confronto, per popolazione servita, tra vecchi e nuovi bacini di domanda



Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Piani d'ambito.

FIG. 4.2

Confronto per estensione territoriale tra vecchi e nuovi bacini di domanda



Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Piani d'ambito.

Aspetti tecnici e dimensionali delle gestioni

Panel delle gestioni di riferimento: dati generali

La rilevante complessità del settore idrico e la novità dell'attribuzione delle competenze hanno portato l'Autorità, nell'agosto 2012, ad avviare un'ampia raccolta di dati sul settore (delibera 2 agosto 2012, 347/2012/R/idr, e successiva determina 7 agosto 2012, 1/2012-TQI). Le informazioni richieste riguardano dati strutturali, tecnici, qualitativi, economici e tariffari, con un grado di approfondimento coerente con una informativa iniziale. La scadenza per la consegna dei dati era originariamente prevista per il 15 ottobre 2012, data cui sono seguite alcune proroghe per particolari categorie di gestioni⁴.

Successivamente, con l'adozione della regolazione tariffaria transitoria (delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr, che ha approvato il Metodo tariffario transitorio - MTT, e delibera 28 febbraio 2013, 88/2013/R/idr, che ha approvato analogo metodo per le gestioni ex CIPE - MTC), la raccolta è stata integrata e finalizzata al processo di approvazione tariffaria e di conseguenza i soggetti competenti per la predisposizione tariffaria hanno ulteriormente elaborato e revisionato i dati trasmessi, in collaborazione con le gestioni, per affinare e inviare le informazioni richieste.

La scadenza di tale invio (30 aprile 2013) è appena trascorsa nel momento in cui si scrive, per cui non è stato ancora possibile validare ed esaminare tutti i nuovi contributi ricevuti. In questo capitolo, pertanto, sono illustrati alcuni primi dati del panel di gestori che, si precisa, non costituisce l'universo né delle gestioni, né dei rispondenti alla raccolta dati dell'Autorità. Si osserva inoltre che molti dei dati pervenuti sembrano contenere

incoerenze intrinseche che, qualora non siano state corrette da integrazioni e modifiche successive, potranno formare oggetto di un'interlocuzione specifica finalizzata ai necessari chiarimenti e approfondimenti. In questa sede comunque ci si è limitati a illustrare alcuni dati tecnici, che meno dovrebbero essere interessati da processi di revisione/aggiustamento.

Si precisa che, nel seguito, intendiamo come "gestori" tutti i soggetti che, *«in virtù di qualunque forma di titolo autorizzativo, gestiscono il servizio sul territorio, inclusi i Comuni che li gestiscono in economia»* (cfr. art. 2, punto 2.1, delibera 347/2012/R/idr). A diversi titoli autorizzativi, dunque, nelle tavole che seguono corrispondono diverse gestioni⁵.

Di conseguenza, sulla base della definizione data, si precisa che i soggetti giuridici gestori del panel di riferimento sono 268 e alcuni di essi operano in più Regioni e/o in più ATO, per un totale di 285 gestioni. Nelle tavole suddivise per Regione, tuttavia, sono stati elaborati i dati di 284 gestioni, escludendo, unicamente per ragioni di confrontabilità con i dati di universo regionale forniti dall'Istat, quella dell'ATO interregionale Lemene.

Nella tavola 4.4 è indicata la distribuzione geografica del panel di gestori esaminato, precisando in quanti ATO sono presenti i gestori stessi e mettendo tale dato in relazione con il numero totale di ambiti esistente nelle diverse Regioni, per avere un'indicazione del grado di copertura del panel. Dal momento che la maggior parte dei dati elaborati non si riferisce al più recente invio, si è ritenuto più coerente fare riferimento al numero totale di ATO prevalente le nuove delimitazioni definite dalle recenti leggi regionali.

⁴ Si vedano, per esempio, le proroghe concesse dalla delibera 11 ottobre 2012, 412/2012/R/idr, per la Regione autonoma Valle d'Aosta o quella della delibera 15 novembre 2012, 485/2012/R/idr, per i gestori con sede amministrativa nei comuni interessati dagli eventi sismici del maggio 2012.

⁵ Per esempio, se il soggetto giuridico "A" opera in due ATO diversi e in uno di questi ATO opera con due modelli tariffari diversi in virtù di diversi regimi di concessione, a tale soggetto giuridico corrispondono tre gestioni.

TAV. 4.4

Distribuzione geografica del panel di gestori di riferimento

REGIONE	GESTORI DEL PANEL	ATO IN CUI I GESTORI DEL PANEL FORNISCONO IL SERVIZIO	ATO PREVIGENTI ALLE NUOVE DELIMITAZIONI EX LR
Piemonte	29	6	6
Valle d'Aosta	-	-	1
Liguria	15	4	4
Lombardia	122	10	12
Trentino Alto Adige	-	-	-
Veneto	9	4	8
Friuli Venezia Giulia	6	4	4
Emilia Romagna	11	6	9
Toscana	7	4	6
Umbria	3	2	3
Marche	18	2	5
Lazio	7	4	5
Abruzzo	7	3	6
Molise	4	1	1
Campania	16	4	4
Puglia	1	1	1
Basilicata	0	0	1
Calabria	2	2	5
Sicilia	27	7	9
Sardegna	0	0	1
TOTALE	284	64	91

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati dei gestori.

Una prima caratteristica che emerge è quella dell'eterogeneità dei soggetti inclusi nel panel, che riflette la disomogeneità esistente sul territorio nazionale. La tavola 4.5, infatti, evidenzia la numerosità della popolazione residente e il numero di comuni serviti dai gestori, suddivisi per tipologia di servizio fornito (distinguendo tra servizi di acquedotto, fognatura e depurazione). Il dato medio suggerisce dimensioni gestionali piuttosto ridotte, sia in termini di popolazione sia in termini di comuni serviti, pur riassumendo dati di gestioni ampie (fino a 4 milioni di popolazione residente servita e 288 comuni) e di entità micro-dimensionali (con un minimo di 23 abitanti residenti per il servizio di fognatura).

Confrontando i valori medi degli abitanti serviti dalle gestioni dei singoli servizi contenute nel panel con quello degli ATO,

sembra emergere una significativa difficoltà a condurre processi di aggregazione gestionale fondati su criteri di contiguità o prossimità territoriale, che potrebbe essere parzialmente temperata da processi di integrazione per linea di attività (rilevabili dal numero di gestioni leggermente superiori a quello dei gestori).

A corredo delle informazioni tecniche, la tavola 4.5 riporta il grado di copertura del panel, pari al 55% della popolazione totale per il servizio di acquedotto e al 43% per il servizio di depurazione, con percentuali ancora più ridotte di copertura dei comuni serviti. È da notare tuttavia che in particolare i dati sulla depurazione e sulla fognatura risentono di una copertura infrastrutturale del servizio che non ha ancora raggiunto la totalità del territorio nazionale.

	POPOLAZIONE RESIDENTE SERVITA (ABITANTI)			ABITANTI EQUIVALENTI SERVITI (A.E.)	COMUNI SERVITI		
	ACQ	FOG	DEP		ACQ	FOG	DEP
Media per gestore	124.224	116.046	138.240	227.776	12	12	16
Max	4.060.595	3.981.387	3.972.744	6.097.386	283	286	288
Min	31	23	79	106	1	1	1
Grado di copertura del panel	55,0%	46,0%	43,1%		38,0%	34,7%	35,4%

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati dei gestori del panel.

Nella figura 4.3 sono rappresentati i gestori del panel per classi di popolazione residente servita, con la dimensione delle sfere che indica il numero di gestori che rientrano nella corrispondente classe di popolazione servita.

Dal grafico emerge come la gran parte dei gestori del panel sia di dimensione molto ridotta (servendo meno di 5.000 abitanti), e come solo cinque gestori per i servizi di acquedotto e fognatura e

tre gestori per il servizio di depurazione servano più di un milione di abitanti.

Le medesime conclusioni possono essere tratte sulla dimensione delle gestioni misurata in termini di comuni serviti, come risulta dalla figura 4.4: la maggior parte delle gestioni del panel serve un unico comune, mentre solo due-tre gestori (a seconda del servizio fornito) sono presenti in più di 100 comuni.

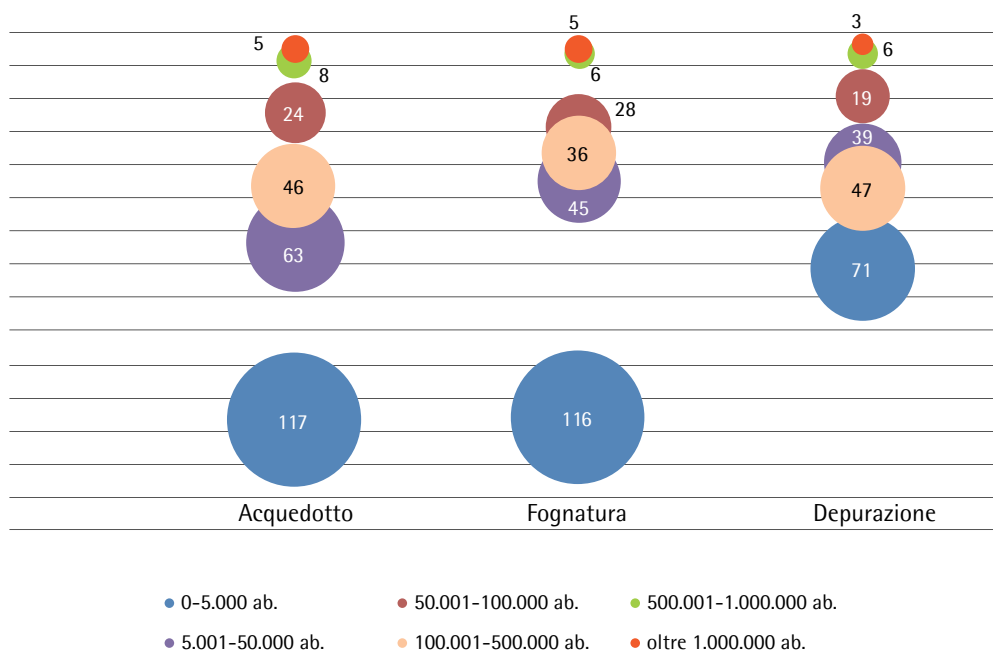


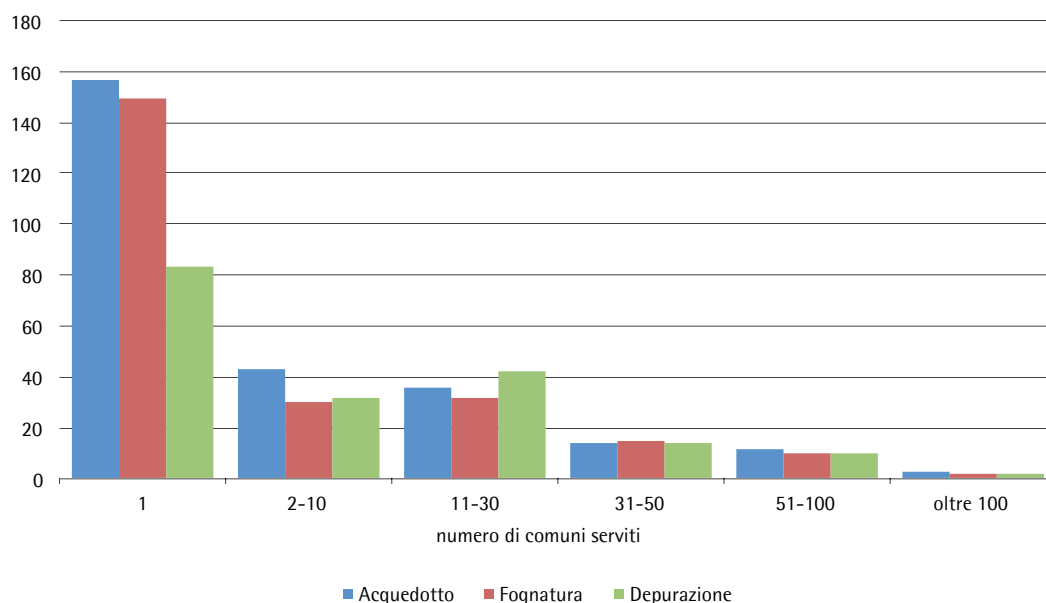
FIG. 4.3

Gestori del panel per classi di popolazione residente servita

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati dei gestori del panel.

FIG. 4.4

Gestori del panel per classi di comuni serviti



Fonte: Elaborazioni AEEG su dati dei gestori del panel.

Acquedotto

Con riferimento specifico al servizio di acquedotto, la tavola 4.6 sintetizza le principali grandezze tecniche e dimensionali del panel, evidenziando il dato medio, il valore minimo, quello massimo e la deviazione standard.

Oltre alle grandezze già commentate nel paragrafo precedente, si evidenzia una notevole eterogeneità anche per gli altri parametri considerati (popolazione fluttuante, lunghezza rete, utenti totali e domestici, volumi di acqua fatturati e consegnati). Si osserva inoltre la differenza tra numero di utenti e popolazione servita (residente e fluttuante), che deriva sia dalla presenza di utenze non domestiche, sia dalla numerosità dei nuclei familiari, sia, infine, dalla circostanza che l'utenza domestica non coincide sempre con l'unità abitativa laddove il condominio abbia stipulato un unico contratto con il gestore.

Una considerazione merita anche la differenza tra i parametri del volume d'acqua fatturato e del volume d'acqua consegnato alle utenze, che evidenzia un diffuso utilizzo della fatturazione

per minimi impegnati, già da tempo non ammessa per l'utenza residenziale, ma solo per altre tipologie di utenti.

Un dato non riportato nella tavola è quello relativo alla numerosità dei contatori e alla percentuale di contatori dichiarati non funzionanti: in media i gestori hanno dichiarato che solo il 3% dei contatori non è funzionante, ma con situazioni ampiamente diversificate, comprendenti una maggioranza dei gestori che dichiarano di avere tutti i contatori funzionanti, fino a giungere a un caso di non funzionamento pari al 98%. Questi dati, sia pur da assoggettare a tutte le necessarie verifiche e ad approfondimenti, unitamente alle considerazioni che riporteremo nel successivo paragrafo sulle perdite di rete, supportano l'esigenza di controlli specifici sull'efficienza e sull'efficacia dei sistemi di misura attualmente presenti sul territorio nazionale.

La tavola 4.7 riporta le medesime grandezze medie della tavola precedente, suddivise per regione, indicando il grado di copertura

	DATO MEDIO PER GESTORE	MIN	MAX	DEVIAZIONE STANDARD
Popolazione residente servita (ab.)	124.224	31	4.060.595	401.221
Popolazione fluttuante (ab.)	52.723	5	2.038.057	189.289
Comuni serviti (n.)	12	1	283	28
Superficie servita (km ²)	6.069	1	676.729	55.006
Lunghezza rete (km)	1.402	5	117.430	7.617
Numero utenti totali	42.096	55	932.049	97.078
Numero utenze domestiche con contatore di diametro minimo	41.758	17	863.027	90.966
Volume di acqua fatturato (m ³)	11.747.221	3.093	399.328.000	36.661.056
Volume di acqua consegnato alle utenze (m ³)	11.665.500	9.600	367.400.000	34.711.496

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati dei gestori.

del panel in termini di popolazione residente servita. Il livello di copertura del panel nelle varie regioni è molto diverso, passando

da quelle con copertura pressoché completa (Puglia e Umbria)⁶, a regioni in cui la copertura è ampiamente inferiore al 10%.

TAV. 4.6

Servizio acquedotto: grandezze tecniche e dimensionali del panel

REGIONE	POPOLAZIONE RESIDENTE SERVITA (ab.)	POPOLAZIONE FLUTTUANTE (ab.)	COMUNI SERVITI (n.)	SUPERFICIE SERVITA (km ²)	LUNGHEZZA RETE (km)	NUMERO UTENTI TOTALI	NUMERO UTENZE DOMESTICHE	GRADO DI COPERTURA DEL PANEL (%)
Piemonte	106.199	15.036	19	424	905	23.269	19.456	70,70%
Liguria	50.756	155.848	6	1.189	356	26.791	21.160	35,60%
Lombardia	27.258	3.897	5	1.973	1.334	9.929	9.930	29,50%
Veneto	275.330	92.969	23	728	2.518	127.998	101.341	45,40%
Friuli Venezia Giulia	142.911	57.061	25	785	1.547	68.632	62.921	70,40%
Emilia Romagna	289.822	55.815	19	62.766	3.199	120.782	104.188	73,40%
Toscana	365.518	63.413	23	2.046	3.992	144.961	114.932	69,80%
Umbria	300.826	22.751	31	2.819	4.054	150.397	131.901	100%
Marche	33.552	11.453	4	186	562	18.210	18.720	39,20%
Lazio	714.223	111.558	32	1.878	3.214	165.570	141.387	90,90%
Abruzzo	88.789	99.616	23	821	1.376	51.563	71.190	47,60%
Molise	1.968	456	1	17	67	1.308	1.036	2,50%
Campania	195.372	91.554	11	241	857	69.095	61.551	54,20%
Puglia	4.060.595	941.529	238	18.450	21.819	932.049	863.027	100%
Calabria	61.788	66.385	10	588	532	30.817	24.329	6,30%
Sicilia	106.346	49.858	7	21.092	464	34.701	26.627	57,40%

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati dei gestori del panel.

TAV. 4.7

Servizio di acquedotto: grandezze tecniche e dimensionali del panel, ripartite per regione (valori medi per gestore)

⁶ Si noti che un grado di copertura del 100% potrebbe non coincidere esattamente con una completa copertura del panel di riferimento, dal momento che i gestori potrebbero aver indicato una popolazione residente servita non perfettamente confrontabile con il più recente dato Istat considerato.

Fognatura

Con riferimento al servizio di fognatura, per tutte le grandezze considerate nel precedente paragrafo, si osservano dati medi per gestore più contenuti di quelli rilevati per il servizio di acquedotto (Tav. 4.8). Anche per questo servizio, tuttavia, permangono forti eterogeneità delle gestioni sul territorio nazionale per tutti

i parametri, incluso quello relativo al numero di stazioni di sollevamento liquami. La tavola 4.9 evidenzia, per il servizio di fognatura, le medesime peculiarità regionali già sottolineate per il servizio di acquedotto, pur in presenza di un minor grado complessivo di copertura del servizio.

TAV. 4.8

Servizio di fognatura:
grandezze tecniche
e dimensionali del panel

	DATO MEDIO PER GESTORE	MIN	MAX	DEVIAZIONE STANDARD
Popolazione residente servita (ab.)	116.046	23	3.981.387	398.270
Popolazione fluttuante (ab.)	42.105	14	2.038.057	167.299
Comuni serviti (n.)	12	1	286	29
Superficie servita (km ²)	6.040	1	676.729	50.623
Lunghezza rete (km)	998	2	101.590	6.859
Numero stazioni di sollevamento liquami	85	1	1.762	185

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati dei gestori del panel.

TAV. 4.9

Servizio di fognatura:
grandezze tecniche
e dimensionali del panel,
ripartite per regione
(valori medi per gestore)

REGIONE	POPOLAZIONE RESIDENTE SERVITA (ab.)	POPOLAZIONE FLUTTUANTE (ab.)	COMUNI SERVITI (n.)	SUPERFICIE SERVITA (km ²)	LUNGHEZZA RETE (km)	NUMERO UTENZE DOMESTICHE	GRADO DI COPERTURA DEL PANEL (%)
Piemonte	104.544	12.096	20	374	354	18	69,6%
Liguria	27.436	35.522	3	71	116	18	26,3%
Lombardia	19.966	854	4	2.431	933	22	25,1%
Veneto	179.766	60.851	20	611	1.061	218	33,3%
Friuli Venezia Giulia	121.099	46.439	25	776	877	80	59,7%
Emilia Romagna	253.873	41.956	19	62.772	1.648	175	64,3%
Toscana	330.720	55.870	24	1.977	2.178	151	63,1%
Umbria	269.225	18.895	31	1.971	1.886	113	91,4%
Marche	29.189	9.170	4	176	170	15	34,1%
Lazio	651.469	87.755	32	1.308	1.803	171	82,9%
Abruzzo	79.279	74.319	22	667	661	72	42,5%
Molise	1.312	406	1	12	15	1	1,7%
Campania	95.192	15.799	8	96	355	17	26,4%
Puglia	3.981.387	892.771	227	18.987	14.789	576	98,3%
Calabria	61.567	67.718	13	665	234	56	6,3%
Sicilia	71.895	40.358	4	4.284	195	10	38,8%

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati dei gestori del panel.

Depurazione

Pur rilevandosi anche per il servizio di depurazione un'elevata variabilità tra i valori massimi e minimi che caratterizzano il panel di riferimento (Tav. 4.10), si evidenzia che i gestori del comparto servono un bacino medio di dimensioni più rilevanti - in termini di popolazione (138.000 abitanti), superficie (7.000 km²) e numerosità di comuni serviti (16) - rispetto ai gestori di acquedotto e fognatura. Ciò è dovuto alla natura stessa del servizio di trattamento delle acque reflue, che può rendere più efficiente realizzare impianti di depurazione di dimensione superiore a determinate soglie minime.

Il dato sulla potenzialità degli impianti di depurazione in esercizio (misurato in termini di abitanti equivalenti), di poco superiore a quello del totale del carico inquinante delle acque reflue urbane, è solo apparentemente confortante, poiché in realtà sintetizza casistiche di sovracapacità di alcuni depuratori e casi di depuratori dalle potenzialità largamente inferiori alle necessità del territorio.

Dalla tavola 4.11 è possibile rilevare il citato fenomeno di sottodimensionamento degli impianti di depurazione in talune regioni del Paese.

	DATO MEDIO PER GESTORE	MIN	MAX	DEVIAZIONE STANDARD
Popolazione residente servita (ab.)	138.240	79	3.972.744	428.102
Popolazione fluttuante (ab.)	56.222	5	2.038.057	194.021
Abitanti equivalenti serviti (a.e.)	227.776	106	6.097.386	656.517
Comuni serviti (n.)	16	1	288	33
Superficie servita (km ²)	7.087	1	676.729	55.226
Totale carico inquinante acque reflue urbane (a.e.)	274.913	139	5.526.800	670.559
Potenzialità impianti di depurazione in esercizio (a.e.)	284.527	50	5.110.168	695.342

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati dei gestori del panel.

TAV. 4.10

Servizio di depurazione:
grandezze tecniche
e dimensionali del panel

TAV. 4.11

Servizio di depurazione: grandezze tecniche e dimensionali del panel, ripartite per regione (valori medi per gestore)

REGIONE	POPOLAZIONE RESIDENTE SERVITA (ab.)	POPOLAZIONE FLUTTUANTE (ab.)	COMUNI SERVITI (n.)	SUPERFICIE SERVITA (km ²)	TOTALE CARICO INQUINANTE ACQUE REFLUE URBANE (a.e.)	ABITANTI EQUIVALENTI SERVITI (a.e.)	POTENZIALITÀ IMPIANTI DI DEPURAZIONE IN ESERCIZIO (a.e.)	GRADO DI COPERTURA DEL PANEL (%)
Piemonte	104.207	12.096	20	374	151.592	164.283	252.579	69,3%
Liguria	32.729	35.522	4	71	61.765	53.797	86.397	31,3%
Lombardia	24.486	854	5	2.431	29.096	30.247	32.455	30,8%
Veneto	174.124	60.851	20	611	319.252	213.016	302.366	32,3%
Friuli Venezia Giulia	111.230	46.439	25	776	203.200	192.465	326.661	54,8%
Emilia Romagna	249.674	41.956	19	62.772	457.291	424.962	571.988	63,3%
Toscana	285.461	55.870	24	1.977	497.233	316.141	396.729	54,5%
Umbria	247.436	18.895	31	1.971	529.745	476.276	391.457	84%
Marche	25.971	9.170	4	176	33.190	30.989	42.642	30,3%
Lazio	627.045	87.755	31	1.308	995.127	762.519	868.347	79,8%
Abruzzo	78.300	74.319	22	667	135.517	152.021	179.993	42%
Molise	1.312	406	1	12	718	1.643	846	1,7%
Campania	37.105	15.799	4	96	70.646	47.501	64.259	10,3%
Puglia	3.972.744	892.771	249	18.987	4.316.045	6.097.386	4.694.664	98,1%
Calabria	75.653	67.718	11	665	22.604	169.750	128.000	7,7%
Sicilia	49.770	40.358	3	4.284	153.435	51.281	76.052	26,9%

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati dei gestori del panel.

Focus sui consumi di energia elettrica

L'energia elettrica è uno dei fattori produttivi più importanti nell'ambito della fornitura del servizio idrico integrato. Nella tavola 4.12 sono riepilogati i principali dati di consumo di energia elettrica dichiarati dai gestori del panel, ripartiti per regione. In particolare, sono evidenziati, suddivisi tra utilizzi in bassa tensione (BT) e utilizzi in alta e media tensione (AT e MT), il numero dei punti di consegna dell'energia elettrica, la potenza impegnata (espressa in kilowatt) e i consumi di energia (espressi in kilowattora).

Si evidenzia come il fabbisogno di energia elettrica possa essere molto variegato in conseguenza delle caratteristiche del territorio, sia in termini di concentrazione della popolazione sia, soprattutto, in termini di modalità di approvvigionamento idrico.

La tavola mostra anche quanta parte del consumo di energia elettrica venga utilizzato per gli impianti di depurazione, notoriamente grandi consumatori di questo fattore produttivo.

TAV. 4.12

Consumo di energia elettrica dei gestori del panel, ripartiti per regione (valori assoluti)

REGIONE	NUMERO PUNTI DI CONSEGNA		POTENZA IMPEGNATA (kW)		CONSUMO DI ENERGIA (kWh)		CONSUMO DI ENERGIA PER IMPIANTI DI DEPURAZIONE (kWh)	
	AT e MT	BT	AT e MT	BT	AT e MT	BT	AT e MT	BT
Piemonte	247	2.461	46.944	30.183	296.838.703	79.218.924	112.154.410	13.510.950
Liguria	79	650	1.697.338	836.866	78.325.301	24.370.024	18.238.510	1.637.181
Lombardia	567	3.081	49.348	76.790	135.081.907	157.199.188	73.342.719	22.494.941
Veneto	177	2.777	57.376	40.047	178.752.085	62.377.415	85.268.517	14.155.214
Friuli Venezia Giulia	88	1.100	29.427	16.789	81.084.086	25.410.570	16.604.102	10.520.024
Emilia Romagna	278	3.859	73.971	46.929	269.461.411	90.629.731	133.763.799	23.265.962
Toscana	263	3.237	65.696	49.162	209.905.211	88.432.017	66.675.110	16.022.901
Umbria	107	1.634	23.432	21.713	101.596.749	45.216.842	24.448.233	8.448.587
Marche	99	843	21.309	11.840	50.556.375	15.720.307	19.361.443	3.096.302
Lazio	241	2.860	120.940	68.474	342.948.668	165.103.951	124.855.236	39.791.879
Abruzzo	69	1.009	12.874	11.651	40.163.773	14.961.330	20.872.947	8.209.903
Molise	3	23	241	204	43.426	236.245	18.939	107.535
Campania	99	836	48.567	14.155	138.082.474	38.337.151	13.291.571	5.448.583
Puglia	311	1.156	143.121	29.180	493.923.746	56.377.159	166.373.720	-
Calabria	-	141	-	3.760	-	4.219.554	-	-
Sicilia	262	1.204	69.677	26.795	258.359.649	47.758.817	40.026.367	7.423.169

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati dei gestori del panel.

Nella tavola 4.13, per le medesime grandezze della tavola precedente è sintetizzato il dato medio per gestore, specificando inoltre l'incidenza percentuale del consumo di energia per impianti di depurazione sul totale consumato. I valori riportati tendono a

confermare quanto affermato relativamente alla minore necessità di energia nelle regioni in cui l'acqua è più ampiamente disponibile per caduta, anche se la non esaustività del panel non consente di trarre indicazioni più specifiche.

TAV. 4.13

Consumo di energia elettrica dei gestori del panel, ripartiti per regione (media per gestore e incidenza del consumo del servizio di depurazione)

REGIONE	NUMERO PUNTI DI CONSEGNA		POTENZA IMPEGNATA (kW)		CONSUMO DI ENERGIA (kWh)		% CONSUMO DI ENERGIA PER DEPURAZIONE SUL TOTALE CONSUMATO	
	AT e MT	BT	AT e MT	BT	AT e MT	BT	AT e MT	BT
Piemonte	15	95	2.934	1.161	18.552.419	3.046.882	38%	17%
Liguria	7	48	130.956	59.799	6.794.077	1.759.261	23%	7%
Lombardia	17	33	1.702	844	4.093.391	1.727.464	54%	14%
Veneto	20	309	6.375	4.450	19.861.343	6.930.824	48%	23%
Friuli Venezia Giulia	15	220	5.885	3.358	13.514.014	5.082.114	20%	41%
Emilia Romagna	28	386	7.397	4.693	26.946.141	9.062.973	50%	26%

TAV. 4.13 - SEGUE

Consumo di energia elettrica dei gestori del panel, ripartiti per regione (media per gestore e incidenza del consumo del servizio di depurazione)

REGIONE	NUMERO PUNTI DI CONSEGNA		POTENZA IMPEGNATA (kW)		CONSUMO DI ENERGIA (kWh)		% CONSUMO DI ENERGIA PER DEPURAZIONE SUL TOTALE CONSUMATO	
	AT e MT	BT	AT e MT	BT	AT e MT	BT	AT e MT	BT
Toscana	44	462	10.949	7.023	34.984.202	12.633.145	32%	18%
Umbria	36	545	7.811	7.238	33.865.583	15.072.281	24%	19%
Marche	14	53	3.044	740	8.426.063	982.519	38%	20%
Lazio	40	477	20.157	9.782	57.158.111	23.586.279	36%	24%
Abruzzo	17	168	3.219	1.942	10.040.943	2.493.555	52%	55%
Molise	3	8	241	68	21.713	78.748	44%	46%
Campania	10	70	4.415	1.287	12.552.952	3.485.196	10%	14%
Puglia	311	1.156	143.121	29.180	493.923.746	56.377.159	34%	0%
Calabria	-	71	-	1.880	-	2.109.777	-	0%
Sicilia	15	55	3.871	1.218	14.353.314	2.170.855	15%	16%

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati dei gestori del panel.

Perdite di rete

Nel focus sull'Italia condotto nell'ambito del *Rapporto sulle performance ambientali*, pubblicato dall'OECD all'inizio del 2013, viene dato conto delle rilevanti «*perdite di acqua nelle infrastrutture di fornitura idrica*» presenti su tutto il territorio nazionale, sottolineando come la loro natura possa essere sia "reale o fisica" (cui corrisponde - a causa di rotture, guasti o disservizi - un volume di acqua che fuoriesce dal sistema distributivo), sia "apparente" (generata per esempio da un volume idrico sottratto senza autorizzazione - allacciamenti abusivi - o consegnato e non misurato a causa dell'assenza o della imprecisione dei contatori finali).

L'OECD, riscontrando un valore medio nazionale delle dispersioni idriche pari a circa il 36%, precisa infatti che le perdite reali possono essere inferiori al citato dato medio, in quanto lo stesso sintetizza anche i casi in cui il consumo di acqua non viene misurato o non viene pagato correttamente, affermando poi, che «secondo

alcune stime, le attività illegali potrebbero rappresentare tra il 4% e il 20% del prelievo totale di acqua in Italia».

In passato sono stati proposti diversi indicatori in grado di fornire una valutazione delle perdite di rete, ma una definizione univoca, unitamente a una puntuale indicazione delle grandezze da misurare, è stata introdotta - ai fini della «*formulazione di bilanci idrici nelle reti e negli impianti*» - dal *Regolamento sui criteri e sul metodo in base ai quali valutare le perdite degli acquedotti e delle fognature* del 1997⁷. Una generalizzata attuazione di tale disposizione da parte dei gestori, con la relativa trasmissione al Ministero dei lavori pubblici delle rilevazioni eseguite, si è riscontrata però soltanto in tempi più recenti.

Durante il periodo di transizione ai nuovi criteri (necessario per compiere gli adeguamenti strutturali degli esistenti sistemi di controllo dei volumi in entrata e in uscita) sono state condotte diverse indagini da cui trarre utili quantificazioni - con le

⁷ Decreto ministeriale del Ministero dei lavori pubblici 8 gennaio 1997, n. 99.

approssimazioni ineliminabili - delle dispersioni idriche registrate nel Paese.

In particolare, tra le più recenti a nostra disposizione, si fa riferimento all'analisi Istat del 2005⁸ (relativa a 2.875 comuni) e alle risultanze del rilevamento delle variabili gestionali e tecniche del comparto effettuato tramite il SIVIRI⁹ nel 2011 (sui dati 2009, riferiti a un campione di 133 gestori). Utilizzando come indicatore delle perdite il rapporto tra il volume disperso e il totale del volume immesso in rete, a livello nazionale, furono stimate dall'Istat perdite medie pari al 30,1% nel 2005 (in aumento rispetto alla sua precedente indagine del 1999, in cui si era registrato un valore medio nazione del 28,5%) e, tramite SIVIRI, perdite del 37,9% nel 2009. Pur con la cautela dettata dalla natura non ancora completa dei dati raccolti dall'Autorità, si ritiene opportuno aggiungere alle informazioni dei paragrafi precedenti e ai richiami

sopra formulati, una prima valutazione delle perdite di rete che si rinvergono nel panel delle gestioni di riferimento. Le stesse risultano caratterizzate, per il 2011, da un valore medio pari al 41% del volume totale immesso, percentuale che nelle regioni del Sud e delle Isole appare più consistente di quella rilevata nelle regioni settentrionali. Se per un verso, la citata cautela suggerisce di non poter interpretare il dato medio come un peggioramento ulteriore di una situazione già insoddisfacente, peraltro, si deve sottolineare che la situazione che sembra delinearsi dai dati raccolti non presenta sicuramente apprezzabili segnali di miglioramento. Tale dato sembra richiedere ulteriori approfondimenti, anche in relazione alle informazioni sulla misurazione dei volumi consegnati all'utenza, dal momento che, come accennato in precedenza, si rilevano notevoli carenze in termini di presenza e di funzionalità dei misuratori.

Fabbisogno di investimenti nelle infrastrutture idriche

Gli elementi emersi nei paragrafi che precedono segnalano la necessità di sviluppare e modernizzare le infrastrutture idriche per compensare il ritardo strutturale creatosi nel corso degli anni.

Confermando le risultanze e le riflessioni dei numerosi studi condotti a livello nazionale, l'OCSE, nel già richiamato *Rapporto sulle performance ambientali* pubblicato all'inizio dell'anno in corso, fornisce evidenza della riduzione della spesa destinata agli investimenti, in particolare quella per le infrastrutture necessarie alla gestione delle acque reflue (Fig. 4.5), che «ha contribuito ad accrescere l'obsolescenza delle infrastrutture e le perdite idriche nelle reti e a far diminuire il livello del servizio» in un contesto

nel quale gli obblighi comunitari e lo stato infrastrutturale del servizio - "in via di degrado" - richiedono maggiori interventi.

Inoltre, richiamando la stima (riportata nell'edizione 2011 del *Blue Book*¹⁰) di un «fabbisogno di investimenti per i servizi idrici pari a 65 miliardi di euro per un periodo di trent'anni, di cui solo il 9,1% proviene da investimenti pubblici, il che corrisponde a 2,2 miliardi di euro all'anno» - quantificazione in cui gli Enti di ambito si sono da tempo impegnati, dandone conto nei relativi documenti di programmazione - l'OCSE sottolinea la diminuzione dei fondi pubblici assegnati allo sviluppo delle infrastrutture idriche, prospettando l'impossibilità di «continuare a contare sui fondi pubblici come in passato».

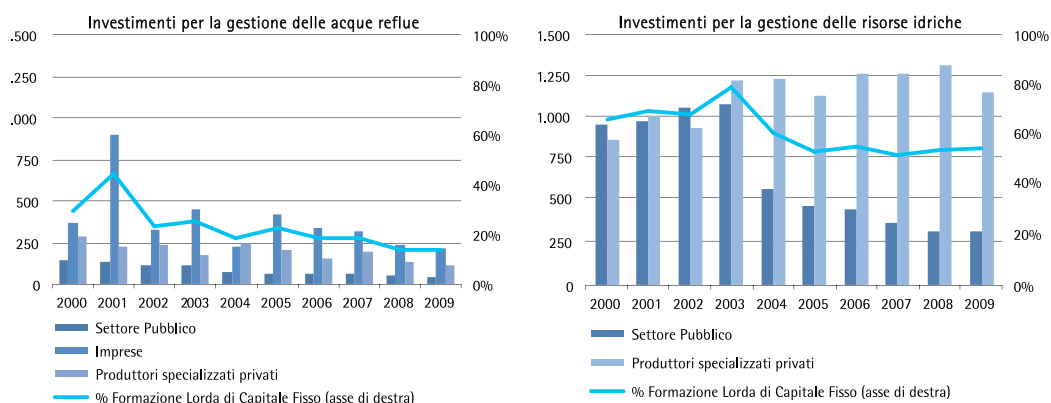
⁸ Istat, *Sistema delle indagini sulle acque 2005*, indagine campionaria condotta su un panel di 2.875 comuni.

⁹ Il SIVIRI è la procedura di rendicontazione tecnica del Servizio idrico integrato, implementata presso la soppressa Commissione nazionale di vigilanza sulle risorse idriche.

¹⁰ *Utilitatis, Blue Book. I dati sul servizio idrico integrato in Italia*, 2011.

FIG. 4.5

Investimenti per la gestione delle acque reflue e delle risorse idriche



Fonte: Elaborazioni OECD su dati ISTAT, Spesa per la gestione dei rifiuti, delle acque reflue e delle risorse idriche in Italia (2012).

Evoluzione della domanda di acqua per usi domestici in Italia

In relazione alla domanda di acqua, e in particolare a quella relativa agli usi domestici (che rappresenta il 19% della domanda totale della risorsa, a fronte del 50% utilizzato per fini irrigui, del 17% impiegato nell'industria e del 14% richiesto dalla produzione di energia¹¹), l'indagine Istat condotta sui capoluoghi di provincia ha evidenziato un consumo *pro capite* che si è ridotto, in media

nazionale, dai 77 m³ all'anno nel 2000 ai 66 m³ all'anno nel 2009 (Tav. 4.14). Si rileva dunque un certo trend di cambiamento nelle abitudini di consumo, probabilmente legato anche al miglioramento tecnologico apportato dagli elettrodomestici a basso consumo e alle campagne informative avviate al fine di contenere gli sprechi di risorsa.

11 Cfr. OECD, *Rapporto sulle performance ambientali: Italia 2013*, cit.

TAV. 4.14

Trend dei consumi pro capite
nel decennio 2000-2009
m³/abitante

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Piemonte	98,9	101,0	93,5	87,8	83,4	82,3	83,3	79,2	76,8	75,5
Valle d'Aosta	82,1	86,0	87,7	89,0	80,2	71,9	72,8	68,8	64,0	63,0
Liguria	82,2	83,7	78,9	77,2	73,7	70,0	70,5	69,5	66,9	66,0
Lombardia	89,2	89,5	88,8	86,6	81,6	80,7	81,6	81,0	82,2	82,9
Trentino Alto Adige	72,6	71,2	69,4	72,7	69,7	70,2	69,6	61,3	59,6	59,1
Veneto	69,3	67,9	70,5	73,9	67,3	66,6	65,1	64,8	62,2	61,6
Friuli Venezia Giulia	72,6	74,5	73,8	72,6	70,1	68,2	67,5	66,8	62,8	62,7
Emilia Romagna	67,3	67,5	68,4	67,4	67,0	65,3	65,1	64,1	61,1	60,8
Toscana	61,3	62,4	60,6	60,0	59,0	57,0	56,4	55,2	54,9	54,3
Umbria	59,4	64,8	63,2	61,9	60,8	60,3	55,6	57,9	58,0	53,7
Marche	65,9	66,0	63,0	62,4	64,3	62,0	62,4	60,9	57,7	56,5
Lazio	95,2	97,4	94,0	90,3	90,3	89,6	87,2	85,0	84,3	83,4
Abruzzo	76,8	78,6	77,2	78,3	79,4	77,3	75,3	74,4	74,8	nd
Molise	53,6	54,0	54,7	52,1	52,6	53,9	52,7	52,0	54,2	49,0
Campania	72,4	72,1	71,5	71,1	69,1	70,8	72,4	63,5	62,4	61,1
Puglia	58,6	58,5	58,7	55,4	54,9	54,1	53,9	52,7	52,4	52,7
Basilicata	68,7	68,3	66,4	63,5	59,6	58,0	56,4	53,6	52,3	50,7
Calabria	70,2	70,4	66,2	65,6	66,0	69,1	67,8	67,1	68,1	72,1
Sicilia	62,8	63,9	61,8	62,6	64,1	65,2	64,8	64,2	64,2	63,4
Sardegna	59,4	62,2	56,7	58,8	61,2	59,3	59,3	57,7	57,8	57,0
ITALIA	76,8	77,6	75,6	74,2	72,5	71,8	71,4	69,5	68,6	66,0

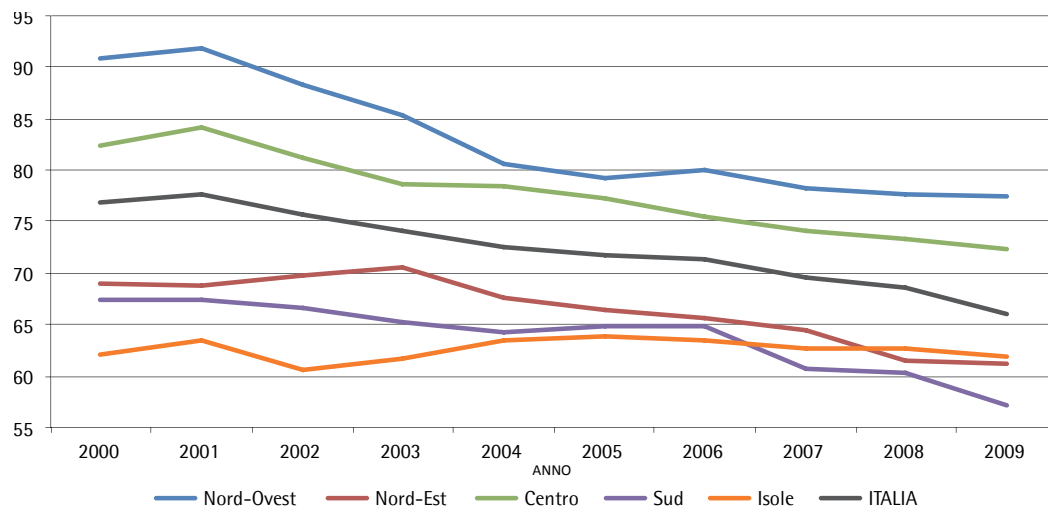
Fonte: Istat, Indagine condotta su capoluoghi di provincia.

Come evidenziato dalla figura 4.6 e dalla figura 4.7, l'evoluzione registrata dall'Istat tra il 2000 e il 2009 ha portato a una contrazione complessiva dei consumi *pro capite* del 14,1%. Le regioni che nel periodo hanno maggiormente contribuito alla riduzione sono quelle

continentali, mentre pressoché invariati sono rimasti i consumi registrati nelle Isole. Si osservi che nelle regioni del Sud una più marcata riduzione dei volumi domestici si è manifestata soltanto nell'ultimo quadriennio (2006-2009) del periodo di rilevazione.

FIG. 4.6

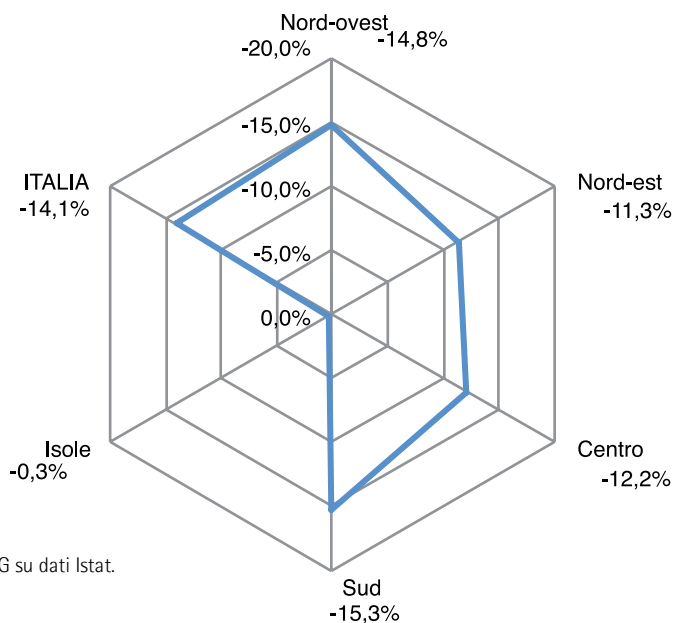
Dinamica dei consumi domestici per area geografica m³/abitante



Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Istat.

FIG. 4.7

Variazione dei consumi pro capite tra il 2000 e il 2009



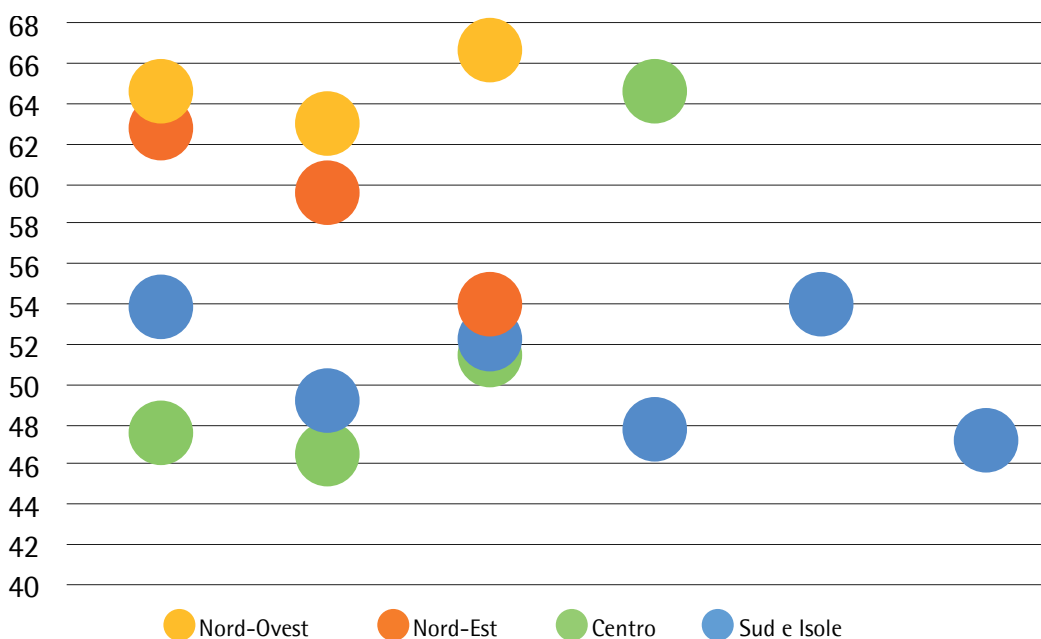
Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Istat.

Nonostante la consistente diminuzione, dai dati del panel dell'Autorità riferiti all'anno 2011 (Tav. 4.15 e Fig. 4.8) emerge come, in termini di consumi *pro capite*, le regioni a maggior consumo di acqua rimangono quelle del Nord, mentre quelle del Centro-Sud e Isole si attestano su volumi al di sotto della media

nazionale (con l'eccezione del solo Lazio per la presenza dell'area metropolitana di Roma). Tuttavia, pur nella diversità delle basi dei dati considerate (capoluoghi di provincia per l'Istat, gestioni sparse sul territorio nel panel dell'Autorità), si riconferma la tendenza alla contrazione dei consumi domestici.

REGIONE	% VOL. DOMESTICI SU TOT VOL. FATTURATI	CONSUMO <i>Pro capite</i> (m ³ /ab)	POPOLAZIONE RESIDENTE SERVITA (ab.)	GRADO DI COPERTURA DEL PANEL (%)
Abruzzo	68,30%	53,9	621.524	47,6%
Calabria	89,00%	54	123.576	6,3%
Campania	56,20%	52,4	3.125.949	54,2%
Emilia Romagna	66,30%	54,1	3.188.038	73,4%
Friuli Venezia Giulia	59,90%	59,7	857.465	70,4%
Lazio	65,40%	64,7	4.999.563	90,9%
Liguria	47,20%	63	558.312	35,6%
Lombardia	75,50%	66,6	2.862.042	29,5%
Marche	62,10%	51,5	603.942	39,2%
Molise	83,60%	49,4	7.871	2,5%
Piemonte	72,90%	64,4	3.079.773	70,7%
Puglia	71,80%	47,8	4.060.595	100,0%
Sicilia	60,50%	47,1	2.871.353	57,4%
Toscana	59,30%	47,6	2.558.628	69,8%
Umbria	94,70%	46,6	902.477	100,0%
Veneto	65,80%	62,8	2.202.639	45,4%
ITALIA	65,80%	56,4	32.670.791	55%

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati dei gestori del panel.



Fonte: Elaborazioni AEEG su dati dei gestori del panel.

TAV. 4.15

Volumi domestici e consumi *pro capite* nel 2011 (per i gestori del panel in cui il dato è disponibile)

FIG. 4.8

Consumo pro capite nel 2011 per area geografica m³/abitante

Tariffe applicate e costi riconosciuti

Entropia della struttura dei corrispettivi

La disciplina concernente l'articolazione della tariffa da applicare all'utenza è stata definita a partire dai provvedimenti sperimentali approvati dal Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) negli anni Settanta (cui rimandava espressamente il Metodo normalizzato - art. 7, comma 1, del decreto ministeriale 1 agosto 1996 - previgente alle regole tariffarie transitorie adottate dall'Autorità), e poi progressivamente delegata a livello locale dalle riforme successive, contribuendo a determinare una diffusa eterogeneità dei corrispettivi.

Differenti sono infatti i criteri di articolazione che si rinvencono nei provvedimenti stratificatisi nel tempo:

- articolazione *per fasce di utenza*: consiste nella diversificazione della tariffa in funzione degli usi della risorsa, per esempio, domestici, industriali, agricoli, pubblici ecc. (cfr. provvedimenti CIP n. 45/74, n. 46/74, n. 26/75; art. 7, comma 1, del decreto ministeriale 1 agosto 1996 e art. 154, comma 6, del decreto legislativo n. 152/06);
- articolazione *per livelli di consumo*: consiste nella diversificazione della tariffa in funzione del livello di consumo effettuato dall'utente, per esempio, la tariffa agevolata, la tariffa base, la tariffa relativa alle eccedenze (cfr. provvedimenti CIP n. 45/74, n. 46/74, n. 26/75);
- articolazione *per fasce territoriali*: consiste nella diversificazione della tariffa in funzione della zona nella quale questa viene applicata, per esempio, in riferimento alla medesima fascia di utenza e agli stessi livelli di consumo, è possibile che si adottino tariffe diverse in due aree contigue o in comuni limitrofi (cfr. art. 7, comma 1, del decreto ministeriale 1 agosto 1996);
- articolazione *per comuni*: consiste nella diversificazione della

tariffa in funzione del comune che compone l'ATO, considerando anche gli investimenti *pro capite* precedentemente effettuati in tali zone (cfr. art. 154, comma 7, del decreto legislativo n. 152/06);

- articolazione *per categorie di reddito*: con riferimento alla fascia di utenza domestica, consiste nella diversificazione della tariffa in funzione del reddito degli utenti, per esempio, l'adozione di una tariffa agevolata per gli utenti che dichiarano un reddito inferiore a una determinata soglia (cfr. art. 154, comma 7, del decreto legislativo n. 152/06).

A fronte del set di criteri enucleati - come risulta anche dalle risposte pervenute ai documenti per la consultazione predisposti dall'Autorità sia nel 2012 sia all'inizio dell'anno in corso¹² - nella prassi applicativa si riscontra un prevalente utilizzo dell'articolazione tariffaria per fasce di utenza, per fasce territoriali e per livelli di consumo, seppure si annoverano varie esperienze di articolazione che tutelano le utenze a basso reddito in base all'appartenenza a una delle categorie ISEE.

La modulazione tariffaria per comuni, che tenga conto «*degli investimenti pro capite per residente effettuati dai comuni medesimi che risultino utili ai fini dell'organizzazione del servizio idrico integrato*», ha trovato scarsa adozione, per quanto ci risulta, probabilmente in ragione della volontà di giungere in tempi rapidi a una tariffa d'ambito unica, riservando ad altre variabili - quali canoni o costi esogeni - la compensazione delle differenti consistenze tecniche delle infrastrutture dei gestori pubblici preesistenti.

In alcune realtà, in aggiunta ai criteri sopra descritti, sono stati proposti tentativi di articolazione commisurata al numero di componenti il nucleo domestico, basati su studi tesi ad approfondire il profilo di consumi per dimensione familiare. Dagli

¹² Cfr. i documenti per la consultazione 22 maggio 2012, 204/2012/R/idr, *Consultazione pubblica per l'adozione di provvedimenti tariffari in materia di servizi idrici*, e 11 aprile 2013, 85/2013/R/idr, *Compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura del servizio idrico dai clienti domestici economicamente disagiati*.

incontri con gli operatori che l'Autorità ha avviato sul tema, sono emerse non poche difficoltà applicative, connesse soprattutto con il costante aggiornamento delle banche dati concernenti la composizione delle utenze domestiche che tale modalità di articolazione richiede.

Con riferimento alla struttura assunta dalla tariffa articolata per fasce di utenza, le principali indicazioni che sono state fino a oggi seguite dalle AATO si rinviengono nei citati provvedimenti CIP n. 45 e n. 46 del 1974 e nel successivo provvedimento n. 26 del 1975:

- la tariffa deve essere binomia, cioè costituita da una parte fissa e da una parte variabile proporzionale al consumo, suddivisa in scaglioni - ai quali applicare tariffe unitarie crescenti - e differenziata a seconda degli usi;
- le tariffe devono essere articolate a blocchi, prevedendo:
 - una tariffa agevolata, per i consumi di tipo essenziale (da applicarsi alle sole utenze domestiche);
 - una tariffa base (pari al costo unitario medio);
 - da uno a tre scaglioni tariffari di eccedenza, la cui entità è finalizzata a penalizzare i consumi superiori alla fascia base.

Si noti come le disposizioni sinteticamente richiamate sono carenti nel definire:

- le categorie di utilizzatori cui applicare tariffe differenziate;
- la dimensione e il numero degli scaglioni di consumo progressivi;
- i criteri di dimensionamento delle quote fisse rispetto alla parte tariffaria variabile;
- eventuali modalità finalizzate a limitare la progressività tariffaria per le c.d. "famiglie numerose";
- eventuali modalità di articolazione per fasce territoriali e per capacità contributiva.

Le carenze nel quadro di regole alla base della definizione dell'articolazione tariffaria all'utenza attualmente si riflettono in un'ampia eterogeneità dei criteri adottati e dei corrispettivi, venutasi a determinare sulla base di complesse valutazioni equitative e redistributive operate sul territorio. Sotto il composito profilo dell'efficienza, emerge la necessità di verificare con attenzione le caratteristiche delle scelte adottate. Soffermandoci sul solo uso domestico, detta disomogeneità, con riferimento alle gestioni del panel descritto nel paragrafo sugli aspetti tecnici e dimensionali delle gestioni, emerge sia per quanto riguarda la quota fissa del servizio idrico integrato (indipendente dal consumo nella maggioranza dei casi, pur rilevandosi situazioni in cui la stessa è differenziata per fasce di consumo, arrivando fino a sei scaglioni - Tav. 4.16), sia per quanto attiene la quota variabile.

N. SCAGLIONI	% UTENZA DOMESTICA TOTALE	% UTENZA NON RESIDENZIALE
1	67,5%	69,5%
2	12,7%	13,4%
3	10,2%	9,3%
4	8,2%	6,3%
5	1,3%	1,5%
6	0,2%	-

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati dei gestori del panel.

TAV. 4.16

Numerosità degli scaglioni applicati per le quote fisse della tariffa del servizio idrico integrato (usi domestici)

Per la componente variabile del servizio di acquedotto, la tavola 4.17 evidenzia il prevalente utilizzo di un'articolazione per scaglioni di consumo (solo il 23% delle gestioni del panel applica una tariffa di acquedotto a scaglione unico), arrivando nel 14,6% dei casi alla fascia di terza eccedenza e addirittura superandola

(fino al caso limite di dieci scaglioni previsti) nello 0,24% delle rilevazioni.

Alle tariffe dei servizi di fognatura e depurazione in genere (nel 68% dei casi) risulta applicato uno scaglione di consumo unico. Ne discende una quota variabile relativa a tali servizi per

TAV. 4.17

Numerosità degli scaglioni applicati per le quote variabili della tariffa di acquedotto (usi domestici)

N. SCAGLIONI	% UTENZA DOMESTICA TOTALE	% UTENZA NON RESIDENZIALE
1	23,10%	29,20%
2	22,50%	26,70%
3	21,30%	21,60%
4	18,30%	15,30%
5	14,60%	7,20%
6	0,10%	-
7	0,05%	-
8	0,05%	-
9	0,02%	-
10	0,02%	-

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati dei gestori del panel.

lo più direttamente proporzionale al consumo. La tavola 4.18 riassume l'incidenza delle esperienze di articolazione in cui si osserva invece, per fognatura e depurazione, una modulazione

in blocchi tariffari, giungendo nel 3,5% dei casi fino alla classe di terza eccedenza.

I dati messi a disposizione dal medesimo panel di riferimento

TAV. 4.18

Numerosità degli scaglioni applicati alla tariffa dei servizi di fognatura e depurazione (usi domestici)

N. SCAGLIONI	% UTENZA DOMESTICA TOTALE	% UTENZA NON RESIDENZIALE
1	67,6%	55,4%
2	10,7%	16,3%
3	10,1%	15,5%
4	8,0%	11,6%
5	3,5%	1,2%

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati dei gestori del panel.

consentono altresì di ricavare informazioni in ordine alla struttura dei volumi per scaglioni tariffari (Tav. 4.19). Si osserva che il 73% dei volumi, circa 3 miliardi di metri cubi, rientra nel primo scaglione e che a poco più del 28% di questi (il 21% dei volumi totali) viene applicata la tariffa agevolata. Emerge pertanto una quota significativa di volumi, e quindi di gestioni, che non prevede tariffa agevolata, impiegando già dalla prima fascia di consumo la tariffa base. Peraltro, in ragione delle forti differenze riscontrate nei valori, la mancanza di agevolazioni non si traduce, necessariamente, in spese complessivamente inferiori per l'utenza. All'analisi sin qui condotta occorre aggiungere che oltre alla rilevante numerosità degli scaglioni, dalla prassi applicativa emerge anche una elevata variabilità sia nei volumi massimi e

minimi che delimitano ciascuna fascia di consumo, sia – come si è detto – nell'ammontare dei corrispettivi praticati. Per esempio, dai contributi forniti dagli operatori del comparto, si è constatato che la tariffa agevolata può essere prevista anche per scaglioni di consumo il cui valore massimo si attesta in media su 80 m³/anno (con un consistente divario fra il valore massimo e il valore minimo desumibili dalle diverse articolazioni adottate).

Inoltre, si segnala che in molti casi la circostanza di avere un'ampia fascia agevolata viene addotta come giustificazione del fatto di non aver predisposto meccanismi tariffari sociali specifici, a prescindere dal relativo ammontare.

È noto che la regolazione tariffaria transitoria delineata dall'Autorità non ha ancora affrontato il tema della disciplina

TAV. 4.19Struttura dei consumi
per scaglioni tariffari
(usi domestici)

SCAGLIONE	N. UTENTI CUI VIENE APPLICATO LO SCAGLIONE IN QF	VOLUMI CUI VIENE APPLICATO LO SCAGLIONE IN QV (m3)
1	15.061.770	2.904.127.200
2	628.180	619.479.036
3	214.632	232.843.441
4	108.311	116.917.196
5	50.241	53.089.458
6	29	133.765
7	-	112.121
8	-	236.718
9	-	2.190
10	-	9.308

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati dei gestori del panel.

specifiche delle articolazioni tariffarie praticate all'utenza, ma i primi elementi raccolti e quelli in fase di acquisizione suggeriscono

la necessità di approfondimenti e valutazioni che generino le condizioni per un complessivo riordino della materia.

Attuazione delle regole transitorie sui costi riconosciuti

Come meglio dettagliato nella parte della *Relazione Annuale* relativa all'*Attività svolta*, con la delibera 585/2012/R/idr l'Autorità ha introdotto un MTT per la determinazione delle tariffe del servizio idrico integrato negli anni 2012 e 2013¹³. Tale provvedimento – reso urgente dalle conseguenze del referendum del giugno 2011, con cui è stato parzialmente abrogato l'art. 154, comma 2, del decreto legislativo n. 152/06, e dalla connessa esigenza di tenerne conto nell'ambito del vigente contesto normativo nazionale ed europeo – è finalizzato a delineare un nuovo quadro regolatorio chiaro, credibile e stabile nel lungo periodo, coerentemente con i principi seguiti dall'Autorità negli altri servizi regolati.

Non è questa la sede per ripercorrere, neppure sinteticamente, gli elementi salienti della nuova regolazione transitoria, peraltro

oggetto di diffusi e partecipati processi di consultazione e di verifica. Si ritiene utile invece richiamare unicamente due aspetti su cui l'Autorità ha impostato la nuova disciplina: la gradualità, finalizzata a esplicitare il complesso legame con le regole preesistenti; la richiesta di informazioni capillari sulle risultanze gestionali, destinata a garantire la necessaria trasparenza nelle valutazioni da compiere nel computo tariffario.

Il MTT è stato peraltro impugnato in sede giurisdizionale da una molteplicità di soggetti – imprese di gestione, singoli Comuni, associazioni rappresentative dei consumatori e dei comitati promotori del referendum (a oggi pendono complessivamente avanti al TAR Lombardia oltre 35 ricorsi avverso tale metodo e gli atti connessi) – che hanno affidato le proprie difese a motivi e

¹³ Vedi anche la delibera 88/2013/R/idr, *Approvazione del Metodo tariffario transitorio per le gestioni ex CIPE (MTC) per la determinazione delle tariffe per gli anni 2012 e 2013 – Modifiche e integrazioni alla delibera 585/2012/R/idr*.

argomenti opposti, evidenziando la circostanza che il settore dei servizi idrici è caratterizzato dalla presenza di posizioni e interessi dicotomici e inconciliabili, nel cui contesto l'Autorità si trova e si è trovata a operare sin dall'avvio delle nuove funzioni.

Per quanto concerne il processo di attuazione della nuova regolazione transitoria, la delibera 585/2012/R/idr prevede, all'art. 6, una specifica procedura, coerente con il quadro normativo primario (vedi art. 10, comma 14, del decreto legge n. 70/11 e art. 154, comma 4, del decreto legislativo n. 152/06 come modificato dall' art. 34, comma 29, del decreto legge 18 ottobre 2012, n. 179), per la predisposizione e l'approvazione delle nuove tariffe.

Segnatamente, il citato art. 6 prevede che gli Enti d'ambito, come individuati dalla legislazione regionale, predispongano le tariffe sulla base della nuova metodologia, entro il 31 marzo 2013 (termine poi differito, su espressa richiesta dei medesimi Enti d'ambito, al 30 aprile 2013¹⁴), con procedura partecipata dal gestore interessato, e che l'Autorità approvi poi, entro i successivi tre mesi, le tariffe così predisposte, potendo naturalmente discostarsi dalle medesime laddove riscontri una inesatta applicazione dei criteri previsti dalla nuova metodologia tariffaria.

Inoltre, nel caso in cui gli Enti d'ambito non provvedano alla predisposizione della tariffa sulla base della nuova metodologia tariffaria – come prescrive la legge (vedi da ultimo art. 34, comma 29, del decreto legge n. 179/12) – la vigente normativa prevede uno specifico potere sostitutivo in capo all'Autorità, da esercitarsi previa diffida (vedi art. 10, comma 14, del decreto legge n. 70/11 e art. 3 del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012); in tale evenienza, ai sensi del comma 6.8 della delibera 585/2012/R/idr, i costi di funzionamento degli Enti d'ambito, con riferimento all'annualità 2013, non sono riconosciuti in tariffa, anche in ragione della natura di corrispettivo della medesima.

Alla luce della sopra richiamata procedura, è stata fissata al 30 aprile 2013 la data ultima per l'invio, da parte degli Enti d'ambito, di tutti gli atti di predisposizione tariffaria, elaborati sulla base della nuova metodologia. Le successive tavole 4.20 e 4.21 e la relativa figura 4.9 riportano il numero degli atti pervenuti all'Autorità entro tale data, oltre ad alcuni elementi aggiuntivi che in questa sede assumono rilievo. La concomitanza del processo

di riordino degli assetti istituzionali territoriali e locali, di cui si è detto in precedenza, con l'applicazione della regolazione transitoria definita dall'Autorità, richiede di presentare i dati sia con riferimento alle AATO preesistenti alla legge n. 42/10¹⁵ (Tav. 4.20), sia con riguardo agli Enti d'ambito che, in virtù di tale norma, sono stati previsti in ciascuna regione (Tav. 4.21), ancorché in alcuni casi non siano ancora compiutamente insediati.

In particolare, dalla tavola 4.20 emerge che rispetto alle 91 AATO preesistenti, quelle che hanno trasmesso atti ed elaborazioni tariffarie sono 72. Con riferimento alle 19 AATO previgenti che complessivamente non hanno trasmesso gli atti e le informazioni previste, si può rilevare che 3 sono localizzate in Lombardia, 2 in Liguria, 2 nel Lazio, 1 in Molise, 2 in Campania, 4 in Calabria e 5 in Sicilia, probabilmente segnalando, nelle aree interessate, la diffusa presenza di gestioni prorogate e ancora in regime tariffario c.d. "ex CIPE".

Dal momento che in alcuni territori la gestione è frammentata in molteplici operatori, in totale sono pervenute all'Autorità 159 elaborazioni tariffarie. La maggior parte degli Enti d'ambito ha infatti scelto di procedere alla trasmissione di tante tariffe quanti sono i soggetti operanti sul territorio. A titolo esemplificativo, si cita il caso della Liguria (in cui 2 delle preesistenti AATO hanno inviato le elaborazioni tariffarie relative a 23 gestioni) e del Piemonte (con 26 elaborazioni tariffarie proposte da 6 AATO). Solo cinque degli Enti d'ambito in cui operano più gestori si sono invece avvalsi della possibilità di predisporre un calcolo unico per l'intero territorio di competenza¹⁶, con l'obiettivo di continuare o avviare un auspicabile percorso di convergenza alla tariffa unica d'ambito. Non sempre tuttavia in tali casi è stato contestualmente individuato l'ammontare di ricavi spettante a ciascun gestore.

Considerando i 71 Enti di ambito definiti dalle più recenti disposizioni regionali, dalla tavola 4.21 risulta che il mancato invio delle elaborazioni tariffarie ha riguardato il 23% dei soggetti cui attualmente sono demandate le funzioni di governo locale del servizio, con un pressoché totale grado di copertura delle risposte pervenute in quelle regioni, tra le altre, che hanno optato per una razionalizzazione delle strutture di *governance* territoriale individuando un unico Ente di ambito in luogo delle molteplici

¹⁴ Vedi delibera 108/2013/R/idr

¹⁵ La legge n. 42/10 ha disposto la soppressione, entro il 31 dicembre 2010, delle AATO di cui all'art. 148 del decreto legislativo n. 152/06, demandando alle Regioni il compito di riattribuire, con legge, le funzioni già esercitate dalle AATO stesse, nel rispetto dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza. Il termine per la soppressione delle AATO è stato più volte prorogato, da ultimo con il decreto legge n. 216/11, che lo ha fissato al 31 dicembre 2012.

¹⁶ Come previsto all'art. 37 dell'Allegato A alla delibera 585/2012/R/idr.

AATO preesistenti (si fa riferimento alle documentazioni pervenute dall'Agenzia territoriale dell'Emilia Romagna per i servizi idrici e i rifiuti, dall'Autorità idrica Toscana e dall'Ente regionale per il servizio idrico dell'Abruzzo).

Dalle relazioni che accompagnano la comunicazione del calcolo tariffario è emersa la complessità della procedura di

predisposizione della tariffa che ha richiesto agli Enti d'ambito uno sforzo notevole, riconducibile in parte al raccordo delle regole transitorie introdotte dall'Autorità con le previsioni contenute nei documenti di programmazione, in parte alla consistente attività di verifica, integrazione, rettifica e validazione dei dati trasmessi dai gestori.

TAV. 4.20

Elaborazioni tariffarie pervenute per regione (dati riferiti al numero di ATO pre-esistenti)

REGIONE	ENTI D'AMBITO PRE-ESISTENTI	ENTI D'AMBITO PRE-ESISTENTI CHE HANNO INVIATO L'ELABORAZIONE TARIFFARIA	GESTIONI RELATIVE ALLE ELABORAZIONI TARIFFARIE Pervenute	ENTI D'AMBITO PRE-ESISTENTI CHE HANNO APPROVATO L'ELABORAZIONE TARIFFARIA	ENTI D'AMBITO PRE-ESISTENTI CHE HANNO APPROVATO ALMENO UNA ELABORAZIONE TARIFFARIA INFERIORE A QUELLA MASSIMA CONSENTITA	
					CON COERENTE INDIVIDUAZIONE DEI COSTI	SENZA COERENTE INDIVIDUAZIONE DEI COSTI
Lemene	1	1	2	1	0	0
Piemonte	6	6	26	2	0	2
Lombardia	12	9	19	0	0	0
Veneto	8	8	17	1	0	0
Friuli Venezia Giulia	4	4	9	4	0	2
Liguria	4	2	23	1	0	0
Emilia Romagna	9	9	15	0	0	0
Toscana	6	6	7	4	4	0
Umbria	3	3	3	2	1	1
Marche	5	5	16	4	0	1
Lazio	5	3	3	1	0	0
Abruzzo	6	6	6	0	0	0
Molise	1	0	0	0	0	0
Campania	4	2	4	1	0	1
Puglia	1	1	1	0	0	0
Basilicata	1	1	1	0	0	0
Calabria	5	1	1	0	0	0
Sicilia	9	4	5	0	0	0
Sardegna	1	1	1	0	0	0
TOTALE	91	72	159	21	5	7

Fonte: Elaborazioni AEEG

TAV. 4.21

Elaborazioni tariffarie pervenute per regione (dati riferiti al numero di ATO previsti dalle vigenti leggi regionali)

REGIONE	ENTI DI AMBITO PREVISTI EX LR	ENTI DI AMBITO PREVISTI CHE HANNO INVIATO L'ELABORAZIONE TARIFFARIA	ENTI DI AMBITO PREVISTI CHE HANNO APPROVATO L'ELABORAZIONE TARIFFARIA
Lemene	1	1	1
Piemonte	6	6	2
Lombardia	13	9	0
Veneto	8	8	1
Friuli Venezia Giulia	4	4	4
Liguria	4	2	1
Emilia Romagna	1	1	0
Toscana	1	1	1
Umbria	4	4	3
Marche	5	5	4
Lazio	5	3	1
Abruzzo	1	1	0
Molise	1	0	0
Campania	4	2	1
Puglia	1	1	0
Basilicata	1	1	0
Calabria	1	1	0
Sicilia	9	4	0
Sardegna	1	1	0
TOTALE	71	55	19

Fonte: Elaborazioni AEEG

Occorre segnalare che delle 72 AATO preesistenti (corrispondenti agli attuali 55 Enti d'ambito) che hanno provveduto alla predisposizione e all'invio degli atti relativi al computo tariffario, solo 21 (corrispondenti a 19 dei nuovi Enti d'ambito) hanno provveduto a deliberare l'approvazione della proposta tariffaria: come evidenziato dalla figura 4.9, solo in Friuli Venezia Giulia e nell'ATO interregionale del Lemene, la totalità di AATO ha adempiuto all'obbligo di approvazione, mentre per ben 9 regioni (Lombardia, Emilia Romagna, Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna) non è pervenuta all'Autorità alcuna proposta tariffaria approvata. In alcuni casi non si rintraccia una chiara motivazione alla base della mancata approvazione delle

tariffe; in altri, la complessità dell'iter, che richiede un diretto coinvolgimento di determinati organi istituzionali (per esempio il Consiglio provinciale) nel procedimento decisionale, è stata portata a giustificazione della mancata approvazione; in altri ancora, vi è stato l'esplicito diniego, da parte delle Assemblee dei Comuni, a deliberare la predisposizione delle tariffe prima di ricevere l'assenso dell'Autorità sulle elaborazioni trasmesse.

Talvolta è pervenuta all'Autorità la richiesta di approvare tariffe inferiori a quelle risultanti dalle elaborazioni degli Enti d'ambito, non tenendo in debita considerazione peraltro la norma generale¹⁷, che attribuisce alle quantificazioni tariffarie derivanti dalle regolazioni approvate dall'Autorità la natura di valori massimi.

¹⁷ Si veda la legge costitutiva dell'Autorità (legge n. 481/95).

Tale richiesta non è stata accompagnata per lo più dalla specifica individuazione dei costi di investimento o esercizio che, se pur riscontrati, si intenderebbero ridurre o eliminare per raggiungere il livello tariffario desiderato, né di quale sarebbe l'impatto, in tali evenienze, sulla efficienza delle infrastrutture e sulla qualità dei servizi. Solo sporadicamente, inoltre, tale richiesta è avallata da un formale assenso da parte del gestore.

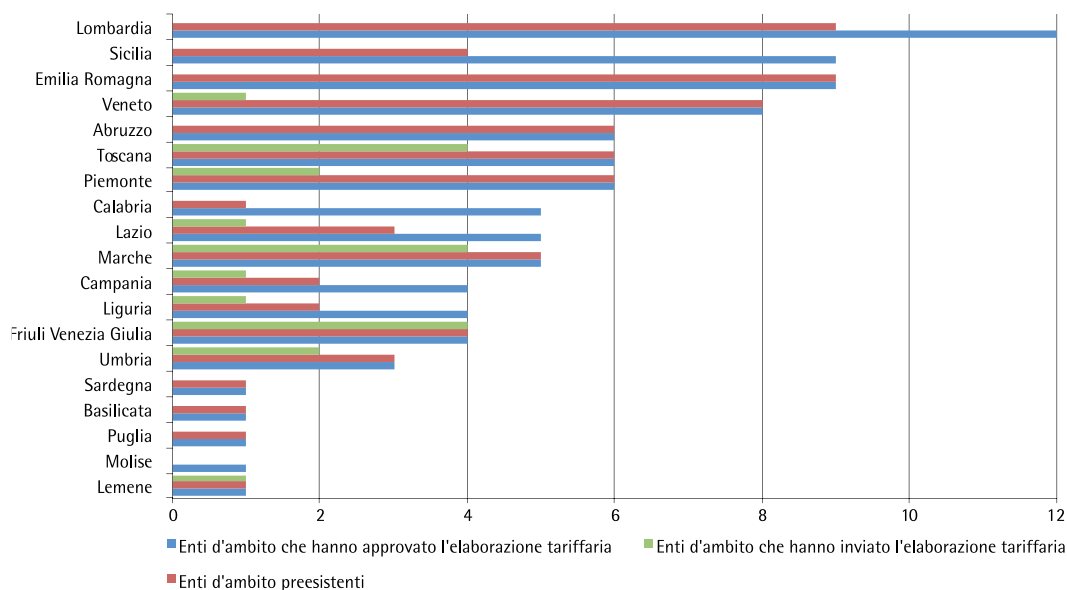
La tendenza a considerare la tariffa del servizio idrico integrato come una variabile indipendente dai sottostanti costi di gestione e di investimento o ininfluenza rispetto agli standard dei servizi che si intende garantire agli utenti, è evidente anche in alcune delle situazioni in cui l'Ente d'ambito ha proceduto all'approvazione di una tariffa in misura inferiore a quella risultante dall'applicazione della metodologia definita dall'Autorità. Si nota infatti che dei

12 casi (riferiti alle AATO preesistenti) in cui è stata approvata una tariffa inferiore a quella massima consentita, in appena 5 è stata individuata una specifica copertura a tale riduzione, generalmente rinunciando alla quota tariffaria prevista nella regolazione transitoria per l'anticipazione del finanziamento dei nuovi investimenti, senza peraltro chiarire come ovviare, in mancanza di tali risorse, ai noti problemi di finanziabilità degli investimenti del settore. Nei restanti 7 casi, gli Enti d'ambito hanno deliberato o una variazione tariffaria corrispondente a quella provvisoria disposta al comma 7.1 della delibera 585/2012/R/idr¹⁸ o semplicemente una tariffa inferiore a quella risultante dalla metodologia transitoria, senza ulteriori esplicitazioni.

Si noti, per inciso, che appena 5 Enti d'ambito, tra quelli che hanno approvato la tariffa, hanno usufruito della facoltà, garantita dalla

FIG. 4.9

Elaborazioni tariffarie pervenute e proposte tariffarie approvate dagli Enti di ambito



Fonte: Elaborazioni AEEG.

metodologia tariffaria dell'Autorità, di destinare in tutto o in parte le risorse generate dal Fondo per i nuovi investimenti (FoNI) al finanziamento di agevolazioni a carattere sociale.

Le informazioni acquisite dall'Autorità, come precedentemente delineate, suggeriscono una forte necessità di approfondimenti

e valutazioni, per identificare le determinanti della complessità dell'iter deliberativo del settore, individuando le possibili misure di semplificazione, di promozione della chiarezza delle valutazioni equitative, della trasparenza e della coerenza tra le opzioni decisionali e gli obiettivi di efficienza e qualità.

¹⁸ Tale disposizione prevede che, qualora l'applicazione del MTT determini una variazione tariffaria in termini assoluti superiore al limite previsto dal metodo tariffario normalizzato per gli esercizi successivi al primo, il gestore applichi in via provvisoria tale variazione massima, fino al completamento di un'istruttoria da parte dell'Autorità per accertare, con il coinvolgimento degli Enti d'ambito, i dati forniti, la corretta applicazione del MTT e l'efficienza del servizio di misura. Come evidente, tale previsione assume rilievo in fase meramente applicativa: non viene meno infatti l'obbligo da parte degli Enti d'ambito di predisporre la tariffa in base all'applicazione corretta e integrale della metodologia dell'Autorità.

Water Outlook to 2050: previsioni internazionali sul trend della domanda idrica

Nel marzo 2012, l'OCSE ha pubblicato *Prospettive ambientali all'orizzonte del 2050*, simulando lo scenario dei prossimi quarant'anni per identificare i potenziali impatti ambientali delle tendenze demografiche ed economiche in assenza di politiche "verdi" più ambiziose di quelle attuali.

Nel 2050 la disponibilità di acqua continuerà a rappresentare un fattore di criticità, soprattutto in considerazione di un incremento

della popolazione di 3,9 miliardi di abitanti (complessivamente oltre il 40% della popolazione mondiale) che dovrebbe vivere nelle zone dei bacini fluviali colpiti da gravi problemi di stress idrico, in particolare nel Nord e nel Sud dell'Africa e nel Sud e nel Centro dell'Asia.

Secondo le proiezioni (Figg. 4.10 e 4.11), la domanda globale di acqua aumenterà di circa il 53%, a causa della crescente

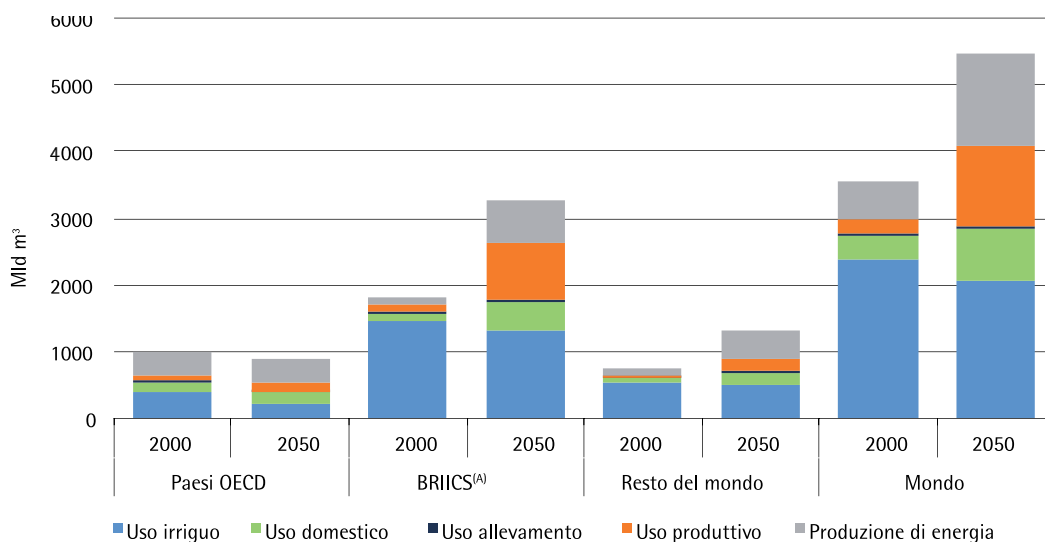


FIG. 4.10

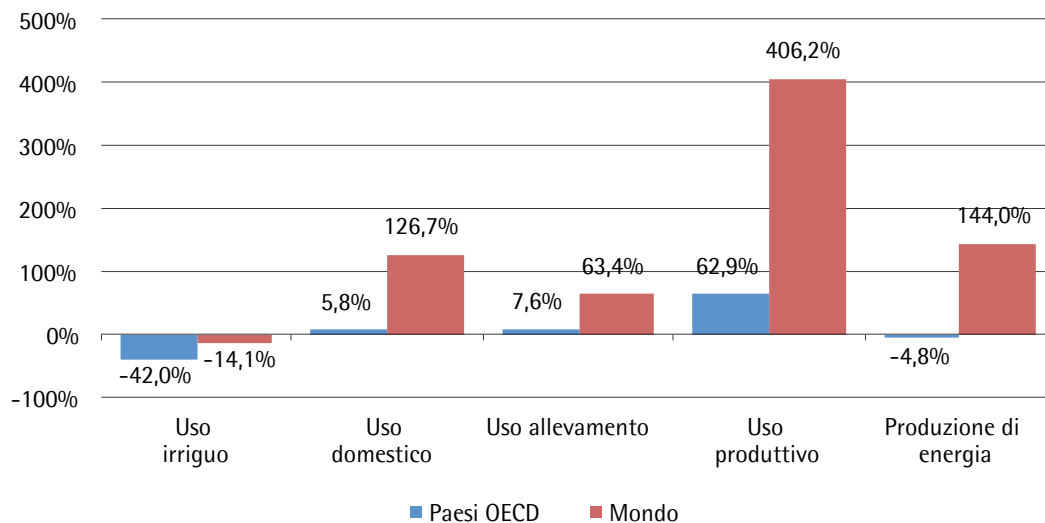
Domanda globale di acqua: scenari base, 2000 e 2050 G(m³)

(A) BRIICS: Brasile, Russia, India, Indonesia, Cina, Sud Africa. RoW: Resto del mondo.

Fonte: OECD *Water Outlook to 2050: The OECD calls for early and strategic action*, maggio 2012.

FIG. 4.11

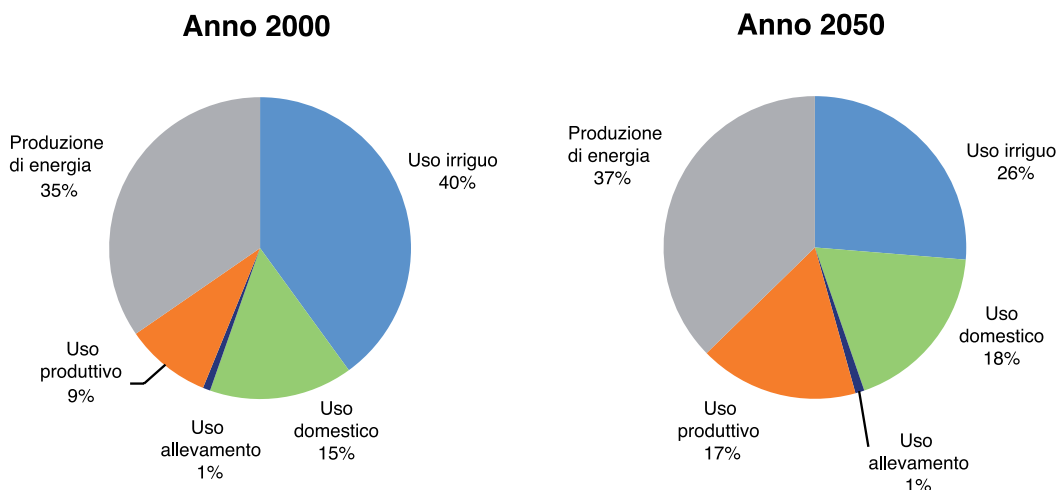
Variatione della domanda di acqua tra il 2000 e il 2050 per tipologia di impiego



Fonte: Elaborazioni AEEG su dati OECD.

FIG. 4.12

Domanda di acqua per usi nei paesi OECD



Fonte: Elaborazioni AEEG su dati OECD.

domanda per usi produttivi (+406%), della generazione termica di elettricità (+144%) e dell'uso domestico (127%). Di fronte al cumulo di tali domande concorrenti, nello scenario di riferimento si lasciano poche possibilità all'aumento di domanda per uso irriguo (-14%): nei paesi OCSE, l'incidenza sulla domanda totale di questa tipologia di uso della risorsa scenderà dal 40%, rilevata nel 2000, al 26% nel 2050, lasciando il primato alla produzione di energia elettrica, il cui fabbisogno di acqua avrà un peso del 37% sul totale (Fig. 4.12). Si noti come un contributo al contenimento

dei consumi idrici sia fornito proprio dai paesi OCSE, per i quali, tra il 2000 e il 2050, si prevede una riduzione complessiva del 12%, con una crescita modesta (+5,8%) dei consumi domestici (in controtendenza rispetto alla dinamica in costante diminuzione osservata in Italia, descritta nel paragrafo "Evoluzione della domanda di acqua per usi domestici in Italia").

La Commissione europea, dopo aver espresso nella *Relazione sul riesame della politica europea in materia di carenza idrica e di siccità*¹⁹ le proprie preoccupazioni legate agli eventi di siccità

¹⁹ Cfr. comunicazione COM (2012) 672 final.

e di carenza idrica nell'Unione europea, nel novembre 2012 ha proposto la strategia *Blue Print*²⁰, il cui obiettivo a lungo termine è «assicurare la sostenibilità di tutte le attività che hanno un impatto sulle acque, in modo tale da garantire la disponibilità di acqua di qualità per un uso idrico sostenibile ed equo».

L'azione di regolazione dei servizi idrici non può che muoversi lungo le linee direttrici tracciate dal Piano europeo, il quale, al fine di contribuire al raggiungimento degli obiettivi di salvaguardia della risorsa - in parte già espressi dalla direttiva quadro sulle acque²¹ - non ha mancato di individuare puntualmente le modalità per il superamento degli ostacoli fino a oggi riscontrati. Tra le misure prioritarie, la strategia annovera le seguenti:

- far rispettare gli obblighi in materia di prezzi dell'acqua/di

recupero dei costi previsti dalla direttiva quadro sulle acque (determinando prezzi delle acque che incentivino l'efficienza), inclusa, se del caso, la misurazione del consumo;

- fare dei prezzi dell'acqua/del recupero dei costi una condizione *ex ante* nel quadro dei Fondi di sviluppo rurale e di coesione;
- aumentare il grado di conformità al trattamento delle acque reflue tramite la pianificazione di investimenti a lungo termine (compresi i fondi dell'Unione europea e i prestiti della BEI), anche elaborando Piani di attuazione;
- diffondere le buone pratiche/gli strumenti che consentano di raggiungere un livello economicamente sostenibile di perdite di acqua;
- proporre uno strumento (di regolamentazione) sugli standard per il riutilizzo delle acque.

²⁰ Cfr. comunicazione COM (2012) 673 def. *Piano per la salvaguardia delle risorse idriche europee*.

²¹ Direttiva 2000/60/CE.

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

Allea S.r.l.

Impaginazione

Pomilio Blumm S.r.l.

Stampa

Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato



