



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



RELAZIONE ANNUALE
SULLO STATO DEI SERVIZI
E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2014

VOLUME I Stato dei servizi



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



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

31 marzo 2014

VOLUME I Attività svolta

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

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.	9
Mercato internazionale del carbone	pag.	17
Sviluppi internazionali dell'energia nucleare	pag.	19
Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione	pag.	20
<hr/>		
Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea	pag.	24
Prezzi dell'energia elettrica	pag.	25
Prezzi del gas	pag.	30
Domanda e offerta di energia in Italia	pag.	36
<hr/>		
Capitolo 2		
Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico	pag.	40
<hr/>		
Domanda e offerta di energia elettrica nel 2013	pag.	41
<hr/>		
Mercato e concorrenza	pag.	44
Struttura dell'offerta di energia elettrica	pag.	44
Infrastrutture elettriche	pag.	54
Mercato all'ingrosso	pag.	63
Mercati per l'ambiente	pag.	69
Mercato finale della vendita	pag.	71
<hr/>		
Prezzi e tariffe	pag.	98
Tariffe per l'uso delle infrastrutture	pag.	98
Prezzi del mercato al dettaglio	pag.	99
Qualità del servizio	pag.	107
Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	pag.	110
Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica	pag.	119

Capitolo 3		
Struttura, prezzi e qualità nel settore gas		pag. 126
<hr/>		
Domanda e offerta di gas naturale		pag. 127
<hr/>		
Mercato e concorrenza		pag. 131
	Struttura dell'offerta di gas	pag. 131
	Infrastrutture del gas	pag. 137
	Mercato all'ingrosso del gas	pag. 156
	Mercato finale al dettaglio	pag. 167
	Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali	pag. 181
<hr/>		
Prezzi e tariffe		pag. 186
	Tariffe per l'uso delle infrastrutture	pag. 186
	Prezzi del mercato al dettaglio	pag. 192
	Condizioni economiche di riferimento	pag. 195
<hr/>		
Qualità del servizio		pag. 203
	Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale	pag. 203
	Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas	pag. 207
	Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale	pag. 216
	Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna	pag. 220
<hr/>		
Capitolo 4		
Stato dei servizi idrici		pag. 224
<hr/>		
Ambiti territoriali ottimali		pag. 225
	Legislazione regionale di riordino degli assetti dei servizi idrici	pag. 225
	Caratteristiche dimensionali degli Ambiti territoriali ottimali	pag. 229
<hr/>		
Aspetti tecnici e dimensionali delle gestioni		pag. 231
	Panel delle gestioni di riferimento: dati generali	pag. 231
	Acquedotto	pag. 236
	Fognatura	pag. 237
	Depurazione	pag. 239
	Costo e consumi dell'energia elettrica	pag. 240
	Evoluzione della domanda di acqua per usi domestici	pag. 242
<hr/>		
Investimenti e tariffe		pag. 245
	Attuazione delle regole transitorie sui costi riconosciuti	pag. 245
	Restituzione e remunerazione del capitale investito - Alcuni dati	pag. 257
<hr/>		

Tav. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale	pag. 3
Tav. 1.2	Domanda mondiale di petrolio dal 2009 al 2013 e previsione per il 2014	pag. 5
Tav. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2009 al 2013 e previsione per il 2014	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. 7
Tav. 1.6	Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo dal 2008 al 2013	pag. 9
Tav. 1.7	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE	pag. 10
Tav. 1.8	Consumi di gas naturale nell'Unione europea	pag. 11
Tav. 1.9	Importazioni dei Paesi OCSE per area di provenienza	pag. 12
Tav. 1.10	Vendite negli hub europei dal 2009 al 2013	pag. 16
Tav. 1.11	Quote messe all'asta sulle piattaforme EEX e ICE	pag. 22
Tav. 1.12	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2013	pag. 26
Tav. 1.13	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2013	pag. 28
Tav. 1.14	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2013	pag. 31
Tav. 1.15	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2013	pag. 33
Tav. 1.16	Bilancio energetico nazionale nel 2012 e nel 2013	pag. 37
Tav. 1.17	Andamento dei principali indicatori economici ed energetici nazionali dal 2007 al 2013	pag. 38
Tav. 2.1	Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2012 e nel 2013	pag. 42
Tav. 2.2	Bilancio dell'energia elettrica 2013	pag. 43
Tav. 2.3	Produzione lorda per fonte 2009-2013	pag. 44
Tav. 2.4	Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti	pag. 45
Tav. 2.5	Produttori, impianti e generazione nel 2013 per fonte	pag. 45
Tav. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2013	pag. 48
Tav. 2.7	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2013	pag. 48
Tav. 2.8	Presenza territoriale degli operatori nel 2013	pag. 49
Tav. 2.9	Asset della RTN	pag. 54
Tav. 2.10	Attività dei distributori elettrici dal 2007	pag. 55
Tav. 2.11	Composizione societaria dei distributori nel 2013	pag. 56
Tav. 2.12	Ripartizione delle imprese che distribuiscono energia elettrica per classi di addetti	pag. 57
Tav. 2.13	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2013	pag. 57
Tav. 2.14	Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2013	pag. 58
Tav. 2.15	Distribuzione di energia elettrica per settore di consumo nel 2013	pag. 59
Tav. 2.16	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2013 per classe di potenza e di consumo	pag. 60
Tav. 2.17	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2013 per livello di tensione e di potenza	pag. 61
Tav. 2.18	Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2013	pag. 63
Tav. 2.19	Volumi scambiati sul Mercato a termine dell'energia elettrica nel 2013	pag. 68
Tav. 2.20	Esiti della contrattazione dei certificati verdi nel 2013	pag. 70
Tav. 2.21	Esiti della contrattazione del mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2013	pag. 71
Tav. 2.22	Imprese di vendita di energia elettrica nel 2013	pag. 72
Tav. 2.23	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente	pag. 73

Tav. 2.24	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione	pag. 74
Tav. 2.25	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2013	pag. 77
Tav. 2.26	Tassi di switching dei clienti finali nel 2012 e nel 2013	pag. 77
Tav. 2.27	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente	pag. 79
Tav. 2.28	Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2013	pag. 80
Tav. 2.29	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2013	pag. 80
Tav. 2.30	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2013	pag. 81
Tav. 2.31	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2013	pag. 82
Tav. 2.32	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo nel 2013	pag. 83
Tav. 2.33	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2013	pag. 84
Tav. 2.34	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2013	pag. 85
Tav. 2.35	Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2013	pag. 87
Tav. 2.36	Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2013	pag. 88
Tav. 2.37	Attività dei venditori nel periodo 2007-2013 per classe di vendita	pag. 89
Tav. 2.38	Mercato libero per tipologia di cliente e tensione	pag. 90
Tav. 2.39	Mercato libero domestico nel 2013 per classe di consumo	pag. 91
Tav. 2.40	Mercato libero domestico nel 2013 per condizione contrattuale applicata	pag. 91
Tav. 2.41	Mercato libero non domestico nel 2013 per classe di consumo	pag. 92
Tav. 2.42	Mercato libero non domestico nel 2013 per livello di tensione	pag. 92
Tav. 2.43	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero	pag. 93
Tav. 2.44	Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2013	pag. 94
Tav. 2.45	Ripartizione delle imprese che vendono energia elettrica per classe di addetti	pag. 95
Tav. 2.46	Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente nel 2013	pag. 96
Tav. 2.47	Servizio di salvaguardia nel 2013 per regione	pag. 96
Tav. 2.48	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura	pag. 98
Tav. 2.49	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente	pag. 98
Tav. 2.50	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente	pag. 99
Tav. 2.51	Prezzi medi finali (componente approvvigionamento) nel 2013	pag. 99
Tav. 2.52	Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2013	pag. 100
Tav. 2.53	Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per livello di tensione nel 2013	pag. 100
Tav. 2.54	Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2013	pag. 101
Tav. 2.55	Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2013	pag. 101
Tav. 2.56	Quantità assegnate ai contratti Virtual Power Plant nel 2014	pag. 102
Tav. 2.57	Quantità assegnate ai contratti fisici bilaterali (baseload) nel 2014	pag. 102
Tav. 2.58	Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per l'anno 2014	pag. 103
Tav. 2.59	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica	pag. 104
Tav. 2.60	Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2013	pag. 107
Tav. 2.61	Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti	pag. 108
Tav. 2.62	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti	pag. 108

Tav. 2.63	Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici in occasione di incidenti rilevanti	pag. 108
Tav. 2.64	Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN	pag. 109
Tav. 2.65	Durata (minuti persi) delle interruzioni e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per cliente in bassa tensione nel 2013	pag. 113
Tav. 2.66	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione dovute a furti registrate da Enel Distribuzione	pag. 114
Tav. 2.67	Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione	pag. 115
Tav. 2.68	Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati	pag. 116
Tav. 2.69	Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati	pag. 116
Tav. 2.70	Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	pag. 117
Tav. 2.71	Indicatori relativi ai buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	pag. 118
Tav. 2.72	Standard in vigore sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e media tensione	pag. 118
Tav. 2.73	Indennizzi automatici erogati ai clienti in bassa e media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni	pag. 118
Tav. 2.74	Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici	pag. 119
Tav. 2.75	Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2013	pag. 120
Tav. 2.76	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in bassa tensione nel 2013	pag. 121
Tav. 2.77	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2013	pag. 121
Tav. 2.78	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in media tensione nel 2013	pag. 122
Tav. 2.79	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in bassa tensione nel 2013	pag. 122
Tav. 2.80	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in media tensione nel 2013	pag. 123
Tav. 2.81	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2013	pag. 125
Tav. 3.1	Bilancio del gas naturale 2013	pag. 129
Tav. 3.2	Produzione di gas naturale in Italia nel 2013	pag. 132
Tav. 3.3	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2013	pag. 135
Tav. 3.4	Reti delle società di trasporto nel 2013	pag. 137
Tav. 3.5	Attività di trasporto per regione nel 2013	pag. 138
Tav. 3.6	Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2013-2014	pag. 139
Tav. 3.7	Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2014-2015 al 2019-2020	pag. 140
Tav. 3.8	Concessioni di stoccaggio in Italia	pag. 141
Tav. 3.9	Disponibilità di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2012-2013	pag. 142
Tav. 3.10	Distribuzione dello spazio di stoccaggio negli anni termici 2013-2014 e 2014-2015	pag. 143

Tav. 3.11	Attività dei distributori nel periodo 2007-2013	pag. 145
Tav. 3.12	Attività di distribuzione per regione nel 2013	pag. 146
Tav. 3.13	Livelli di concentrazione nella distribuzione	pag. 147
Tav. 3.14	Composizione societaria dei distributori nel 2013	pag. 148
Tav. 3.15	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2013	pag. 149
Tav. 3.16	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2013	pag. 150
Tav. 3.17	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo	pag. 151
Tav. 3.18	Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2013	pag. 151
Tav. 3.19	Diffusione dei gruppi di misura elettronici nel 2012 e nel 2013 per classe di misuratore	pag. 153
Tav. 3.20	Dimensione delle imprese che distribuiscono gas naturale per classi di addetti nel 2012	pag. 154
Tav. 3.21	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2012 e 2013	pag. 154
Tav. 3.22	Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2012 e nel 2013	pag. 156
Tav. 3.23	Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2012 e nel 2013	pag. 156
Tav. 3.24	Numero di operatori e vendite nel 2013	pag. 157
Tav. 3.25	Mercato all'ingrosso nel periodo 2009-2013	pag. 158
Tav. 3.26	Approvvigionamento dei grossisti nel 2013	pag. 159
Tav. 3.27	Impieghi di gas dei grossisti nel 2013	pag. 159
Tav. 3.28	Vendite dei principali grossisti nel 2013	pag. 160
Tav. 3.29	Attività dei venditori nel periodo 2009-2013	pag. 168
Tav. 3.30	Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2013	pag. 169
Tav. 3.31	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2013	pag. 171
Tav. 3.32	Distribuzione delle imprese che vendono gas naturale per classi di addetti	pag. 172
Tav. 3.33	Mercato finale del gas naturale per settore di consumo	pag. 173
Tav. 3.34	Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2013	pag. 175
Tav. 3.35	Tassi di switching dei clienti finali nel 2012 e nel 2013	pag. 176
Tav. 3.36	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2013	pag. 177
Tav. 3.37	Tassi di switching per regione e per tipologia di clienti nel 2013	pag. 179
Tav. 3.38	Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2012	pag. 180
Tav. 3.39	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	pag. 181
Tav. 3.40	Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	pag. 182
Tav. 3.41	Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2013	pag. 183
Tav. 3.42	Distribuzione delle imprese che distribuiscono gas diversi dal gas naturale per classi di addetti	pag. 184
Tav. 3.43	Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2012 e nel 2013	pag. 185
Tav. 3.44	Tariffe di trasporto, dispacciamento e relativa misura per l'anno 2014	pag. 187
Tav. 3.45	Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2014 e relativi corrispettivi di misura	pag. 190
Tav. 3.46	Corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio per l'anno 2014	pag. 190
Tav. 3.47	Articolazione della quota fissa τ_1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2014	pag. 192
Tav. 3.48	Articolazione della quota variabile τ_3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2014	pag. 192
Tav. 3.49	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale	pag. 193
Tav. 3.50	Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2013	pag. 194
Tav. 3.51	Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale"	pag. 195

Tav. 3.52	Imposte sul gas	pag. 200
Tav. 3.53	Rete sottoposta a sorveglianza e ispezione nel periodo 2011-2013	pag. 203
Tav. 3.54	Protezione catodica delle reti nel periodo 2011-2013	pag. 203
Tav. 3.55	Emergenze di servizio nel periodo 2011-2013	pag. 204
Tav. 3.56	Interruzioni di servizio con e senza adeguato preavviso nel periodo 2011-2013	pag. 204
Tav. 3.57	Interruzioni del servizio che hanno coinvolto uno stesso punto di riconsegna nel periodo 2011-2013	pag. 204
Tav. 3.58	Mancato rispetto dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna nel periodo 2011-2013	pag. 205
Tav. 3.59	Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel periodo 2011-2013	pag. 205
Tav. 3.60	Prestazioni non soggette a indennizzo automatico nel periodo 2011-2013	pag. 206
Tav. 3.61	Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate	pag. 209
Tav. 3.62	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi	pag. 209
Tav. 3.63	Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2013	pag. 212
Tav. 3.64	Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2013	pag. 213
Tav. 3.65	Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2013	pag. 214
Tav. 3.66	Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2013	pag. 215
Tav. 3.67	Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale	pag. 216
Tav. 3.68	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6	pag. 219
Tav. 3.69	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori	pag. 220
Tav. 3.70	Accertamenti documentali della sicurezza degli impianti di utenza relativi all'anno termico 2012-2013, suddivisi per tipologia di impianto	pag. 220
Tav. 3.71	Accertamenti documentali della sicurezza degli impianti di utenza relativi all'anno termico 2012-2013, suddivisi per dimensione dell'impresa distributrice	pag. 221
Tav. 4.1	Leggi regionali per la riattribuzione delle funzioni delle AATO	pag. 226
Tav. 4.2	Numero e caratteristiche degli ATO	pag. 230
Tav. 4.3	Distribuzione geografica del panel di gestori di riferimento	pag. 233
Tav. 4.4	Statistiche descrittive delle gestioni del panel	pag. 233
Tav. 4.5	Servizio di acquedotto: grandezze tecniche e dimensionali del panel	pag. 236
Tav. 4.6	Servizio di acquedotto: grandezze tecniche e dimensionali del panel, ripartite per regione (valori medi per gestore)	pag. 237
Tav. 4.7	Servizio di fognatura: grandezze tecniche e dimensionali del panel	pag. 238
Tav. 4.8	Servizio di fognatura: grandezze tecniche e dimensionali del panel, ripartite per regione (valori medi per gestore)	pag. 238
Tav. 4.9	Servizio di depurazione: grandezze tecniche e dimensionali del panel	pag. 239
Tav. 4.10	Servizio di depurazione: grandezze tecniche e dimensionali del panel, ripartite per regione	pag. 240
Tav. 4.11	Consumi e costo dell'energia elettrica a livello regionale: dettaglio per zone	pag. 241
Tav. 4.12	Trend dei consumi pro capite nel decennio 2000-2012	pag. 242
Tav. 4.13	Variazioni tariffarie a seguito del complesso dei provvedimenti adottati dall'Autorità	pag. 247
Tav. 4.14	Gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità	pag. 247
Tav. 4.15	Popolazione interessata dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità	pag. 248

Tav. 4.16	Investimenti sottostanti all'aggiornamento dei Piani economico-finanziari per le gestioni ex MTT	pag. 250
Tav. 4.17	Proposte tariffarie MTT: dati di sintesi	pag. 251
Tav. 4.18	Proposte tariffarie MTC: dati di sintesi	pag. 251
Tav. 4.19	Matrice di schemi regolatori	pag. 252
Tav. 4.20	Proposte tariffarie trasmesse all'Autorità per gli anni 2014 e 2015 (gestioni e popolazione coinvolta)	pag. 253
Tav. 4.21	Dati di sintesi sulle predisposizioni tariffarie 2014-2015	pag. 254
Tav. 4.22	Fabbisogno di investimenti per area geografica sottostante le predisposizioni tariffarie 2014-2015, suddiviso per quadrante d'appartenenza	pag. 255
Tav. 4.23	Istanze di aggiornamento tariffario	pag. 256
Tav. 4.24	Proposte tariffarie ex MTI approvate dall'Autorità	pag. 256

Indice delle figure

Fig. 1.1	Produzione di petrolio nei primi tre Paesi	pag. 5
Fig. 1.2	Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai dal 2010	pag. 8
Fig. 1.3	Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio	pag. 9
Fig. 1.4	Confronto internazionale dei prezzi del gas	pag. 13
Fig. 1.5	Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento	pag. 14
Fig. 1.6	Prezzo alla frontiera per Paese importatore	pag. 14
Fig. 1.7	Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere	pag. 15
Fig. 1.8	Prezzo del gas naturale negli hub europei	pag. 15
Fig. 1.9	Prezzi del gas naturale liquefatto nell'area asiatica	pag. 16
Fig. 1.10	Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali	pag. 18
Fig. 1.11	Quote messe all'asta per Paese nel 2013	pag. 22
Fig. 1.12	Ripartizione percentuale delle quote messe all'asta sulle singole piattaforme	pag. 23
Fig. 1.13	Andamento nel 2013 dei prezzi medi di aggiudicazione su base mensile delle quote messe all'asta sulla piattaforma EU T-CAP	pag. 23
Fig. 1.14	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici	pag. 27
Fig. 1.15	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali Paesi europei	pag. 27
Fig. 1.16	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali	pag. 29
Fig. 1.17	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali Paesi europei	pag. 30
Fig. 1.18	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici	pag. 32
Fig. 1.19	Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali Paesi europei	pag. 32
Fig. 1.20	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali	pag. 35
Fig. 1.21	Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali Paesi europei	pag. 35
Fig. 1.22	Intensità energetica del PIL dal 1980	pag. 38

Fig. 1.23	Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1980	pag. 39
Fig. 2.1	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda	pag. 46
Fig. 2.2	Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2013	pag. 47
Fig. 2.3	Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2013	pag. 47
Fig. 2.4	Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	pag. 50
Fig. 2.5	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante	pag. 51
Fig. 2.6	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte	pag. 52
Fig. 2.7	Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2012 e nel 2013	pag. 53
Fig. 2.8	Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2012 e nel 2013	pag. 53
Fig. 2.9	Composizione della domanda di energia elettrica nel 2013	pag. 64
Fig. 2.10	Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2013	pag. 65
Fig. 2.11	Andamento del Prezzo unico nazionale e volumi scambiati nel 2012 e nel 2013	pag. 66
Fig. 2.12	Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2013	pag. 66
Fig. 2.13	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2013	pag. 67
Fig. 2.14	Vendite al mercato finale nel 2012 e nel 2013 per regione	pag. 75
Fig. 2.15	Vendite al mercato finale nel 2013 per regione e per tipologia di mercato	pag. 75
Fig. 2.16	Quote di consumo e clienti serviti in maggior tutela	pag. 79
Fig. 2.17	Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2013	pag. 83
Fig. 2.18	Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2013	pag. 86
Fig. 2.19	Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione nel 2013	pag. 87
Fig. 2.20	Venditori del servizio di salvaguardia nel 2013	pag. 97
Fig. 2.21	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi anni	pag. 104
Fig. 2.22	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali Paesi europei	pag. 105
Fig. 2.23	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW	pag. 105
Fig. 2.24	Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW	pag. 106
Fig. 2.25	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione	pag. 110
Fig. 2.26	Durata (minuti persi) delle interruzioni per utente in bassa tensione per regione	pag. 111
Fig. 2.27	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	pag. 111
Fig. 2.28	Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	pag. 112
Fig. 2.29	Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione	pag. 112
Fig. 2.30	Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	pag. 113
Fig. 2.31	Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2013	pag. 115
Fig. 2.32	Utenti in media tensione con impianti adeguati	pag. 117
Fig. 2.33	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in bassa tensione nel 2013	pag. 123
Fig. 2.34	Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2013	pag. 124

Fig. 2.35	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in media tensione nel 2013	pag. 124
Fig. 2.36	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in bassa tensione nel 2013	pag. 124
Fig. 2.37	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in media tensione nel 2013	pag. 125
Fig. 3.1	Consumi di gas naturale per settore	pag. 128
Fig. 3.2	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980	pag. 131
Fig. 3.3	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2013	pag. 132
Fig. 3.4	Immissioni in rete nel 2012 e nel 2013	pag. 133
Fig. 3.5	Importazioni lorde di gas nel 2012 e nel 2013 secondo la provenienza	pag. 134
Fig. 3.6	Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2013, secondo la durata intera	pag. 135
Fig. 3.7	Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2013, secondo la durata residua	pag. 136
Fig. 3.8	Gruppi di misura elettronici e tradizionali nel 2012 e nel 2013 per tipologia di cliente	pag. 152
Fig. 3.9	Utenti del PSV dal 2008	pag. 162
Fig. 3.10	Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale	pag. 162
Fig. 3.11	Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale	pag. 163
Fig. 3.12	Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS e volumi scambiati sull'MGP-GAS	pag. 165
Fig. 3.13	Prezzi e volumi sul MI-GAS	pag. 165
Fig. 3.14	Prezzi e volumi sulla PB-GAS	pag. 166
Fig. 3.15	Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2013	pag. 178
Fig. 3.16	Vendite e clienti di gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2013	pag. 178
Fig. 3.17	Inflazione generale, dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi quattro anni	pag. 196
Fig. 3.18	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei	pag. 197
Fig. 3.19	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	pag. 198
Fig. 3.20	Composizione percentuale all'1 aprile 2014 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	pag. 200
Fig. 3.21	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	pag. 202
Fig. 3.22	Composizione percentuale all'1 aprile 2014 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	pag. 202
Fig. 3.23	Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2013	pag. 208
Fig. 3.24	Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2013	pag. 208
Fig. 3.25	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti	pag. 210
Fig. 3.26	Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti	pag. 211
Fig. 3.27	Percentuale di sostituzione della rete di ghisa con giunti di canapa e piombo	pag. 211
Fig. 3.28	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi)	pag. 217
Fig. 3.29	Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6	pag. 218
Fig. 3.30	Accertamenti di sicurezza degli impianti di utenza gas con portata termica minore o uguale a 34,8 kW	pag. 221
Fig. 3.31	Accertamenti di sicurezza degli impianti di utenza gas con portata termica compresa tra 34,8 e 116 kW	pag. 221
Fig. 3.32	Accertamenti di sicurezza degli impianti di utenza gas con portata termica superiore a 116 kW	pag. 222
Fig. 4.1	Gestori del panel per classi di popolazione residente servita	pag. 234
Fig. 4.2	Gestori del panel per classi di comuni serviti	pag. 235
Fig. 4.3	Gestori del panel per classe dimensionale di impresa	pag. 235

Fig. 4.4	Costo medio di fornitura dell'energia elettrica: dettaglio per zone	pag. 241
Fig. 4.5	Dinamica dei consumi domestici per area geografica tra il 2000 e il 2012	pag. 243
Fig. 4.6	Variazione dei consumi pro capite tra il 2000 e il 2012	pag. 244
Fig. 4.7	Famiglie che denunciano irregolarità nell'erogazione dell'acqua	pag. 244
Fig. 4.8	Distribuzione geografica dei Teta approvati dall'Autorità ex MTT	pag. 249
Fig. 4.9	Distribuzione geografica dei Teta approvati e determinati d'ufficio dall'Autorità ex MTC	pag. 249
Fig. 4.10	Popolazione residente sottostante le predisposizioni tariffarie 2014-2015 suddivisa per quadrante d'appartenenza	pag. 255

1.

Contesto
internazionale
e nazionale

Mercati internazionali dei prodotti energetici

Economia internazionale

Nel 2013 l'economia mondiale è cresciuta a un tasso leggermente inferiore rispetto a quello registrato nel 2012, anche se l'andamento è migliorato nella seconda metà dell'anno. Nelle economie avanzate è aumentata sensibilmente la domanda finale. Nei mercati emergenti l'attività è stata trainata

particolarmente dalle esportazioni, mentre la domanda interna è rimasta generalmente ridotta, eccetto che in Cina.

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

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

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

TAV. 1.1

Tassi di crescita dell'economia mondiale

Valori percentuali

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

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

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

Nei mercati emergenti e nelle economie in via di sviluppo è prevista una crescita del 5,1% nel 2014 e del 5,4% nel 2015. In Cina si è assistito a un forte rimbalzo nella seconda metà del 2013, principalmente grazie agli investimenti, ma un tale incremento potrebbe essere temporaneo a causa della politica di restrizione del credito e dell'aumento del costo del denaro. In India lo sviluppo è sostenuto dalla crescita delle esportazioni e da una politica di supporto agli investimenti. Molti altri mercati emergenti ed

economie in via di sviluppo sono, da un lato, favoriti dall'aumento dei consumi nei Paesi più sviluppati ma, dall'altro, caratterizzati da incertezze politiche e da scarsità di investimenti. Nonostante le previsioni siano generalmente positive, permangono alcuni rischi da non sottovalutare.

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

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

Mercato internazionale del petrolio

Domanda di petrolio

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

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

Più vivace è stata la domanda nei Paesi non OCSE (+2,7%), con gli aumenti più significativi verificatisi in Cina e nei Paesi dell'America

Latina. L'andamento del 2013 e le previsioni dell'Agenzia internazionale dell'energia (AIE) per il 2014 confermano la tendenza storica di lungo periodo, che ha visto un ristagno della domanda nei Paesi OCSE a fronte di un costante aumento nei Paesi non OCSE.

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

Il differente andamento della domanda è dovuto, da un lato, alla sostenuta crescita economica nei Paesi emergenti e in via di sviluppo e, dall'altro, alle politiche di risparmio energetico e al progressivo sviluppo delle fonti rinnovabili nei Paesi più sviluppati. Nel 2013 i tre maggiori consumatori di petrolio sono stati gli Stati Uniti (18,93 milioni di barili/giorno), la Cina (10,12 milioni di barili/giorno) e il Giappone (4,55 milioni di barili/giorno).

TAV. 1.2

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

Milioni di barili/giorno

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

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

Offerta di petrolio

Nel 2013 l'offerta mondiale di petrolio è stata pari a 91,6 milioni di barili/giorno (+0,66%). Come si evidenzia nella tavola 1.3, è continuato ancor più sensibilmente che negli anni passati il mutamento nell'offerta mondiale di petrolio, dovuto al forte aumento della produzione nordamericana, grazie al continuo incremento dell'estrazione di olio da scisti bituminosi. L'inversione nella produzione nordamericana è iniziata nel 2009 e si è ulteriormente rafforzata nell'ultimo biennio. Nel 2013 la produzione

nordamericana è aumentata dell'8,2% rispetto all'anno precedente, raggiungendo il volume di 17,2 milioni di barili/giorno. Questo sviluppo ha più che compensato la riduzione verificatasi in Europa (-5,7%) e nell'area del Pacifico (-1,7%), portando la produzione dei Paesi OCSE a 21 milioni di barili/giorno, con una prospettiva di 22,1 milioni di barili/giorno nel 2014 (+5,2%). Nei Paesi non OCSE e non OPEC la produzione è aumentata marginalmente (+0,3%), con una prospettiva di maggior incremento nel 2014 (+1,7%).

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

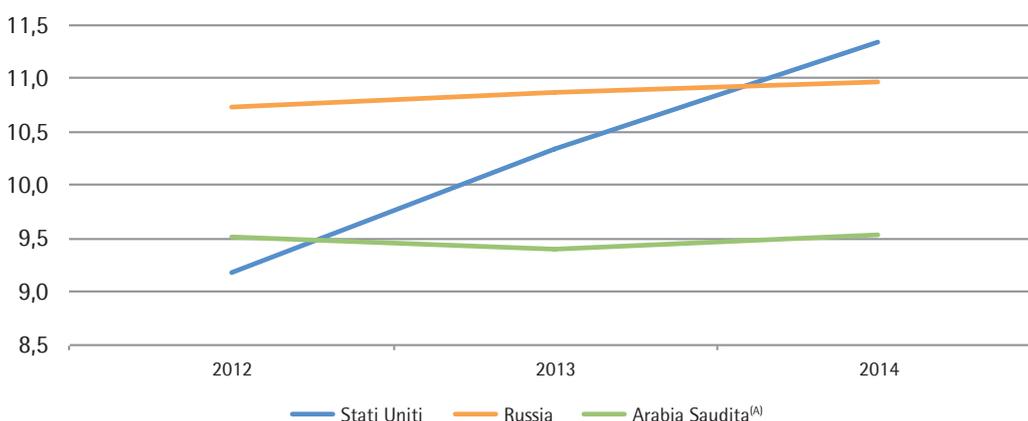


FIG. 1.1

Produzione di petrolio nei primi tre Paesi

Milioni di barili/giorno

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati AIE.

TAV. 1.3

Produzione mondiale di petrolio dal 2009 al 2013 e previsione per il 2014
Milioni di barili/giorno

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

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

(B) Riferito ai Paesi appartenenti all'OPEC all'1 gennaio 2009. Il dato del 2013 è calcolato come differenza tra fabbisogno mondiale e produzione non OPEC, nell'ipotesi di una variazione delle scorte uguale a zero.

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

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

Produzione OPEC

A fronte degli andamenti sopra illustrati, la produzione OPEC si è ridotta di circa il 2%, scendendo a 36,8 milioni di barili/giorno. Come si vede nella tavola 1.4, la riduzione della produzione è stata soprattutto legata a situazioni politico-economiche critiche in alcuni Paesi. I fattori geopolitici si sono fatti sentire in particolare in Iran e in Libia. In quest'ultimo Paese la situazione è sempre difficile per la presenza di gruppi locali che riescono anche a bloccare la produzione di olio e gas. In Iran la produzione, abbastanza uniforme in corso d'anno, si è ridotta di circa 320.000 barili/giorno (-11%), mentre in

Libia la produzione è andata progressivamente deteriorandosi da 1,38 milioni di barili/giorno nel primo trimestre a 0,30 milioni di barili/giorno nel quarto trimestre, con un minimo di 0,22 milioni di barili/giorno a novembre. A parte questi problemi di carattere politico, l'OPEC non dovrebbe avere alcuna difficoltà a colmare l'eventuale deficit tra domanda e offerta nel 2014 e anche oltre, come risulta dalla tavola 1.5 che riporta la capacità di riserva. Come si vede, la maggior riserva è detenuta per quasi il 60% dall'Arabia Saudita. Anche la Libia ha un grande potenziale produttivo, che però potrà mettere in atto soltanto dopo la soluzione dei suoi problemi interni. Ulteriore capacità potrebbe derivare dallo sviluppo della produzione in Iraq.

TAV. 1.4

Produzione trimestrale di greggio OPEC

Milioni di barili/giorno

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

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

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

TAV. 1.5

Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno

Milioni di barili/giorno

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

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

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

Prezzo del Brent

Nel 2013 il prezzo del Brent *dated* è stato mediamente inferiore al valore del 2012: 108,7 \$/barile contro i 111,6 \$/barile dell'anno precedente (-2,6%). Tenendo conto dell'apprezzamento dell'euro, il differenziale tra i prezzi nei due anni è ancora maggiore. Il prezzo medio in €/barile è stato pari a 81,8 nel 2013 contro 86,6 nel 2012 (-5,5%) (Figg. 1.2 e 1.3). Anche la volatilità del prezzo è stata inferiore rispetto agli ultimi anni: il differenziale tra i valori massimi e minimi è stato di 22 \$/barile contro 39 \$/barile nel 2012 e 31 \$/barile nel 2011. Nel primo trimestre del 2014, i prezzi, sia in dollari, sia in euro, sono ancora scesi. Come detto, l'andamento è stato abbastanza regolare con l'eccezione del trimestre aprile-giugno, caratterizzato da vari elementi che hanno causato una riduzione dei prezzi: dapprima un eccesso di offerta di greggi leggeri a basso contenuto di zolfo e poi una

diffusa sensazione di debolezza dell'economia. Solo a fine giugno e, più decisamente, a luglio, le quotazioni sono risalite anche a causa della ripresa dei disordini in Egitto, della crisi produttiva in Libia e di una riduzione della produzione irachena. Il Brent ha poi avuto un nuovo abbassamento di prezzo nei mesi di ottobre e novembre, soprattutto per una più tranquillizzante percezione della situazione in Medio Oriente.

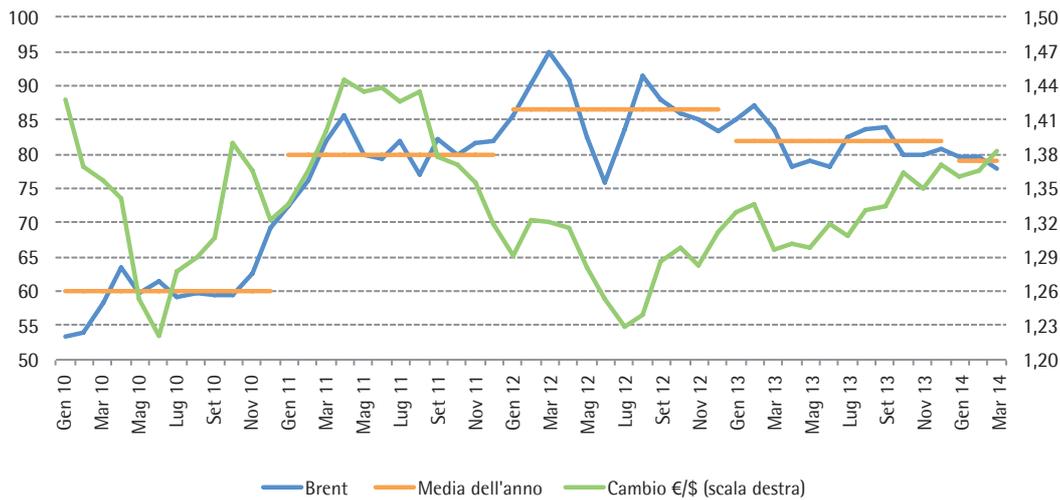
In contrasto con l'andamento del Brent, il prezzo del WTI è stato più volatile, poiché condizionato, da un lato, dall'attività di raffinazione molto bassa in primavera, a causa di un pesante programma di manutenzione stagionale, e poi molto forte durante l'estate, e, dall'altro, dalla situazione climatica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

FIG. 1.2

Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai dal 2010
\$/barile



Fonte: Platts, Bloomberg.



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

Mercato internazionale del gas naturale

Domanda di gas naturale

Dopo il consistente aumento della domanda di gas naturale a livello mondiale registrato nel 2012 (+3,25%), lo scorso anno si è

verificato solo un modesto incremento della stessa, pari e circa 40 miliardi di m³ (+1,15%), abbastanza ben distribuito tra Paesi OCSE e altre aree. Fa eccezione l'Europa, che ha mostrato una domanda di gas naturale stazionaria.

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

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

TAV. 1.6

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

G(m³)

Fra i Paesi OCSE le aree più dinamiche sono state il Nord America e il Pacifico, con aumenti del 2,3% e del 2,5%, rispettivamente.

Nel Nord America il Paese che è cresciuto di più è stato il Canada, che nel 2013 ha mostrato un incremento della domanda (+2,45%) superiore a quello registrato negli Stati Uniti (+1,96). In quest'ultimo Paese la situazione è piuttosto fluida, a causa del previsto sviluppo delle esportazioni di GNL, che potrebbero ridurre

l'offerta interna e quindi avere un'incidenza negativa sul prezzo del gas e, di conseguenza, sulla domanda. Il Messico ha invece mostrato una consistente riduzione dei consumi (-12,6%).

Tra i Paesi asiatici si deve registrare una prima riduzione della domanda in Giappone (-1,9%), dopo due anni di crescita sopra il 10%. È stato invece sostenuto l'aumento del consumo di gas in Corea (+5,3%).

TAV. 1.7

Bilancio del gas naturale
nell'area OCSE

G(m³)

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

Fonte: AIE, *Monthly Natural Gas Survey*.

Per quanto riguarda l'Europa, le variazioni più rilevanti si sono avute in Germania (+4,75%) e, in senso opposto, in Italia e in Spagna (Tav. 1.8). Appare significativa la differenza tra Germania e Italia. Nel nostro Paese il consumo è stato penalizzato sia dalla

situazione economica, sia dallo spiazzamento del gas nel settore termoelettrico a opera dell'aumento delle energie rinnovabili. Questo secondo fattore è presente anche in Germania, ove è accompagnato a un uso sostenuto del carbone.

TAV. 1.8Consumi di gas naturale
nell'Unione europea
G(m³)

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

Fonte: AIE.

Relativamente al Regno Unito e alla Francia, i dati AIE indicano una sensibile riduzione del consumo, mentre i dati Eurogas provvisori sembrano denotare un leggero aumento in Francia e

una domanda stazionaria nel Regno Unito. Indicazioni differenti risultano anche per i Paesi Bassi, ma sempre con tendenza all'incremento.

Offerta di gas naturale

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

TAV. 1.9

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

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

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

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

Nell'area europea si è verificata un'ulteriore riduzione della produzione (-1,8%), che ha riguardato praticamente tutti i Paesi, in particolare la Norvegia (-4,4%), a eccezione dei Paesi Bassi dove la produzione ha avuto un aumento di quasi 6 miliardi di m³ (+7,8%).

Le importazioni sono state particolarmente importanti nell'area europea e in quella del Pacifico. In quest'ultima hanno coperto quasi l'88% della domanda. Particolare rilevanza hanno avuto le importazioni dai Paesi non OCSE: nel Pacifico hanno rappresentato l'86% delle importazioni.

Per quanto riguarda l'Europa, si deve sottolineare il forte incremento delle importazioni dall'ex URSS, con un totale di 161,5 miliardi di m³ a fronte di un'importante riduzione dai Paesi del Medio Oriente e dell'Africa. Tale variazione riflette lo spostamento del mercato del GNL verso l'area del Pacifico. In particolare, nell'area europea, le

importazioni di GNL sono scese da 66,3 a 51,2 G(m³).

Tra il 2010 e il 2013 si è avuta una diminuzione di ben 40 G(m³) nella disponibilità di GNL in Europa, con le maggiori riduzioni in Spagna e Regno Unito.

Prezzo del gas

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

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

Negli Stati Uniti il prezzo del gas, che aveva raggiunto i 2 \$/10⁶ BTU nell'aprile 2012, è risalito verso i 5 \$ a seguito di un controllo della produzione e del crescente uso nel settore termoelettrico in sostituzione del carbone. Recentemente molte società proprietarie di impianti di gassificazione del GNL hanno ottenuto l'approvazione per la trasformazione a impianto di liquefazione e per l'esportazione di GNL: a fine 2013, cinque terminali avevano ottenuto il permesso per tutte le destinazioni per un valore totale di quasi 80 miliardi di m³. A questo si possono aggiungere altri tre terminali da realizzare del tutto per ulteriori 45 miliardi di m³.

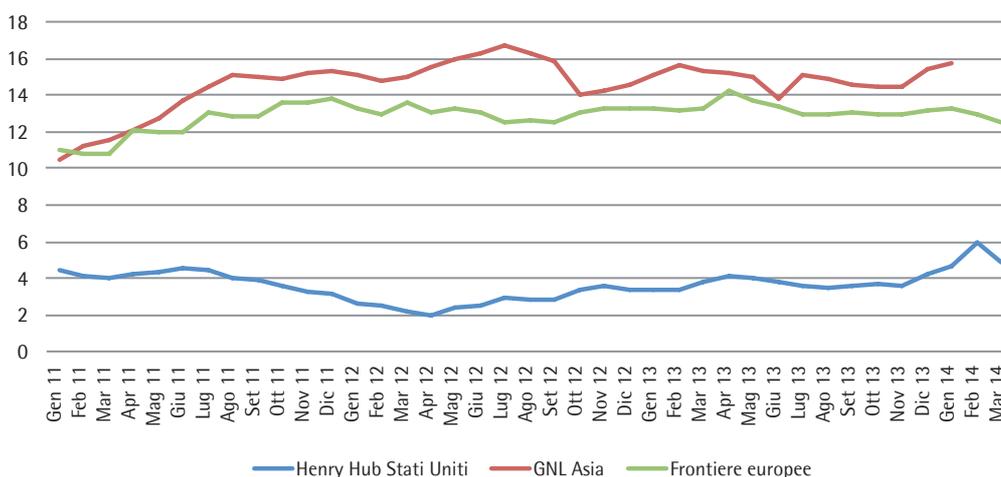


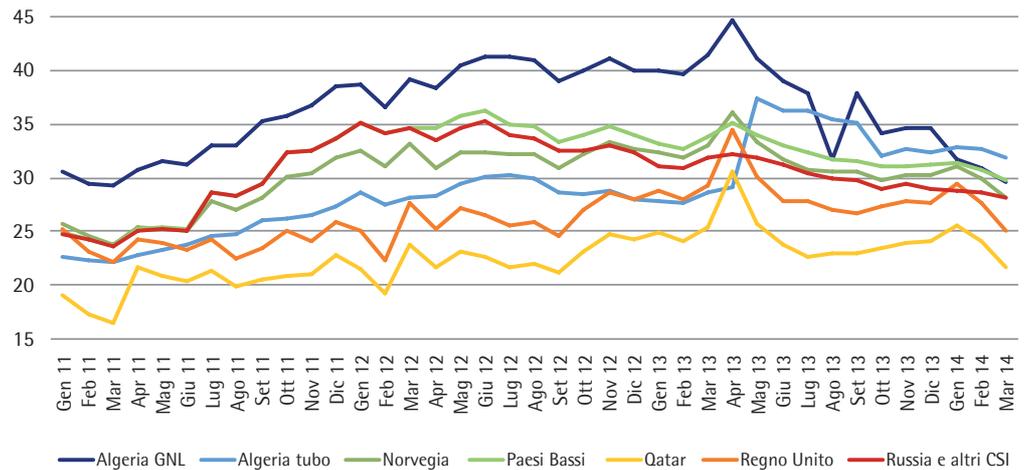
FIG. 1.4

Confronto internazionale dei prezzi del gas
\$/MBtu

Fonte: Bloomberg e World Gas Intelligence.

FIG. 1.5

Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento
c€/m³



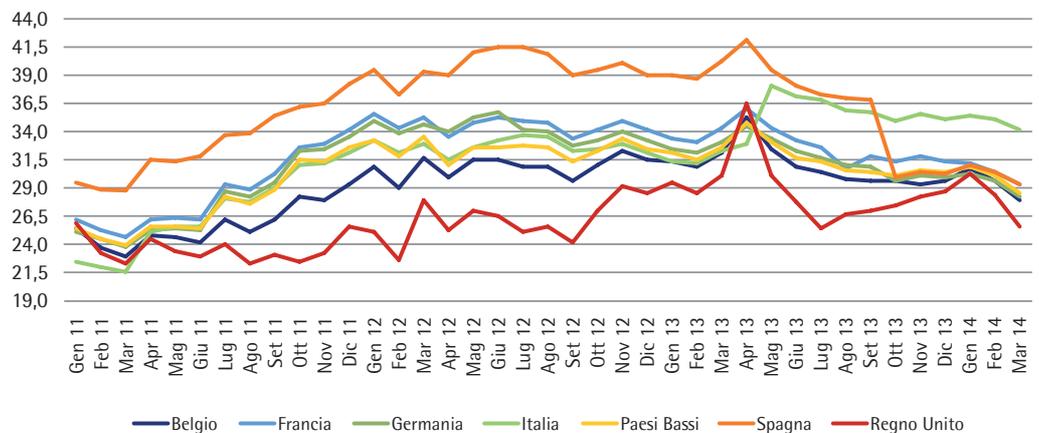
Fonte: World Gas Intelligence.

Parte di questi volumi, che saranno disponibili dal 2016-2018 (a patto di avere le necessarie metaniere), sarà prioritariamente destinata al mercato asiatico e, in misura minore, a quello europeo. I contratti per l'Europa sono basati su formule di prezzo legate all'*Henry Hub*: normalmente 1,00-1,15 volte il prezzo americano, al quale vanno aggiunti i costi di liquefazione (nell'intervallo 3,0-3,5 \$/10⁶ BTU *fob*) e i costi di trasporto marittimo di 1,5-2 \$/10⁶

BTU a seconda delle distanze. Ai valori attuali dell'*Henry Hub* ciò corrisponde a prezzi *cif* tra 9,5 e 11,1 \$/10⁶ BTU, a fronte degli attuali 12 \$/10⁶ BTU delle consegne nell'Europa sud-occidentale. Visto l'attuale andamento dell'*Henry Hub* e dello stress che le esportazioni indurranno sul mercato americano, è presumibile che il GNL del Nord America avrà un prezzo simile a quello delle altre provenienze.

FIG. 1.6

Prezzo alla frontiera per Paese importatore
c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati World Gas Intelligence.

Per quanto riguarda l'attuale andamento dei prezzi in Europa, si nota innanzitutto che, a fronte di una riduzione del prezzo del *Brent dated*, il prezzo del gas è rimasto costante o leggermente aumentato, a seconda che si considerino i prezzi alla frontiera o agli *hub*, il che è contrario a quanto ci si aspetterebbe nell'attuale contesto di eccesso di offerta. In realtà, in passato i prezzi *spot*

avevano tratto vantaggio dal gas in eccesso sul mercato americano, dirottato verso l'Europa. Si tratta di una situazione molto fluida, caratterizzata anche dal continuare delle trattative per rivedere le condizioni di fornitura dei contratti *take-or-pay (top)* a lungo termine. Molti contratti sono già stati rinegoziati sia riguardo alle indicizzazioni, sia riguardo agli impegni *top*. Recentemente, due

nuovi contratti di fornitura dalla Norvegia e dalla Russia verso il Regno Unito risultano indicizzati ai prezzi *spot* degli *hub* europei. Nel suo bilancio per il 2013 Eni afferma di aver già rinegoziato l'85% dei contratti a lungo termine, con la previsione di raggiungere il

100% nel 2016. Nello stesso documento l'Eni insiste sulla presenza di un mercato del compratore soprattutto per le consegne *spot* a grandi clienti industriali e termoelettrici, con prezzi scesi sotto i livelli degli *hub* continentali.

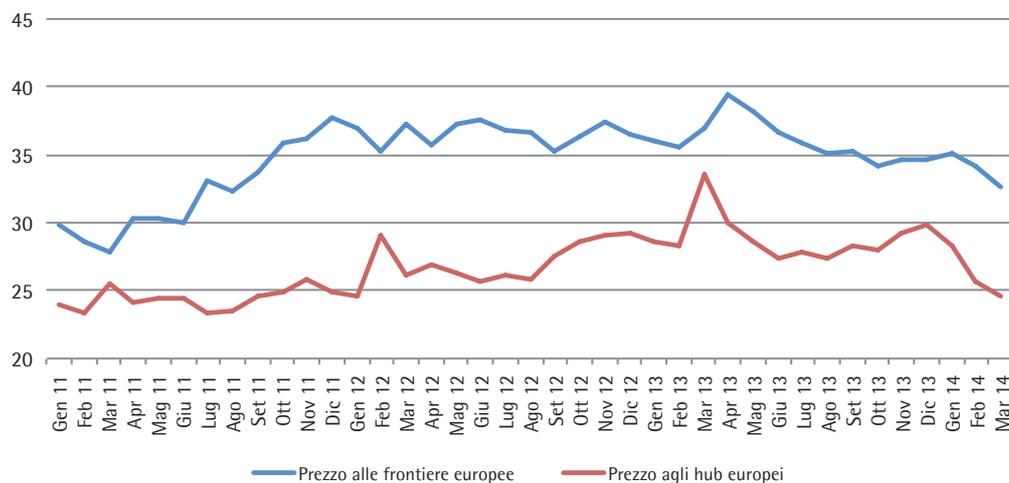


FIG. 1.7

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

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

Come detto, la situazione è molto fluida e questo si nota anche esaminando l'andamento dei prezzi alla frontiera per Paese venditore. Le variazioni più rilevanti riguardano l'Algeria e la Russia. Da aprile 2013 il prezzo del gas algerino via tubo ha subito

un'impennata che lo ha portato a valori superiori rispetto alle altre importazioni.

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

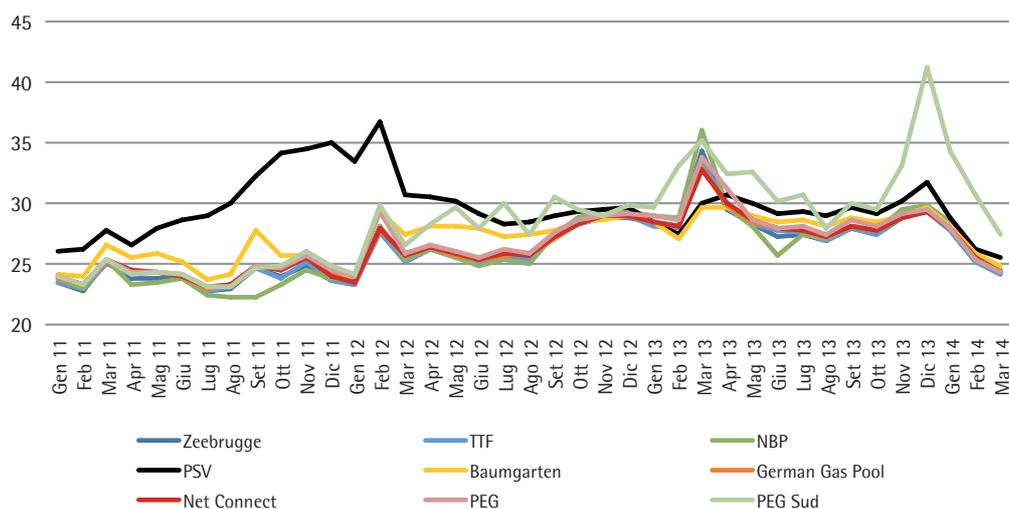


FIG. 1.8

Prezzo del gas naturale negli hub europei c€/m³

Fonte: Platts.

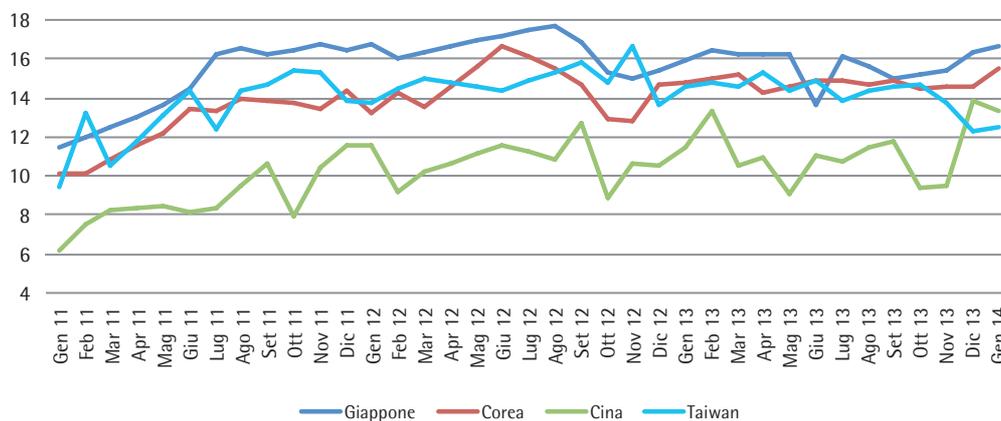
L'altra variazione di più lungo respiro è quella del gas russo che è progressivamente diventato meno caro, posizionandosi attorno alla media dei prezzi d'importazione.

L'andamento dei mercati si complica quando si va a esaminare i

prezzi delle forniture di gas per Paese importatore. In particolare si nota una tendenza al riallineamento delle importazioni nel Regno Unito e a un rientro nella media delle importazioni spagnole, fino a gennaio 2014 sempre superiori alle altre.

FIG. 1.9

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



Fonte: World Gas Intelligence.

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

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

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

TAV. 1.10

Vendite negli *hub* europei dal 2009 al 2013

G(m³)

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

TAV. 1.10 - SEGUE

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

Vendite negli hub europei
dal 2009 al 2013

G(m³)

Fonte: Platts.

Mercato internazionale del carbone

Generalità

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

Nei prossimi anni la domanda di carbone potrebbe essere stimolata dagli sviluppi della gassificazione del carbone per la produzione di gas e idrocarburi liquidi di sintesi. In particolare la Cina ha approvato vari progetti di gassificazione che, se realizzati secondo i programmi, potrebbero avere un impatto notevole anche sul mercato del gas e dei prodotti petroliferi. L'AIE stima che l'effetto sulla produzione di gas potrebbe superare la produzione da *shale*. Per quanto riguarda gli aspetti ambientali dell'uso del carbone per la produzione di energia elettrica, il direttore dell'AIE, nella sua presentazione del rapporto di medio termine 2013, è stato molto pessimista, ricordando che più del 60% dell'aumento delle emissioni di CO₂ dal 2000 è dovuto alla combustione di carbone

per produrre energia elettrica e calore e che le azioni per ridurre le emissioni, per esempio il *Carbon Capture and Storage*, sono sostanzialmente ferme.

In questo quadro risultano stridenti, da un lato, il bassissimo livello del prezzo dei permessi di emissione della CO₂ e, d'altro lato, gli enormi costi per l'abbattimento delle emissioni. Negli Stati Uniti è stata realizzata una centrale termoelettrica a carbone che incorpora le più recenti tecnologie al costo di 6.800 \$/kW, assolutamente insostenibile se non ci fosse stata una sovvenzione pubblica di 5,2 miliardi di dollari.

Domanda di carbone

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

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

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

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

Produzione di carbone

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

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

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

Prezzo del carbone

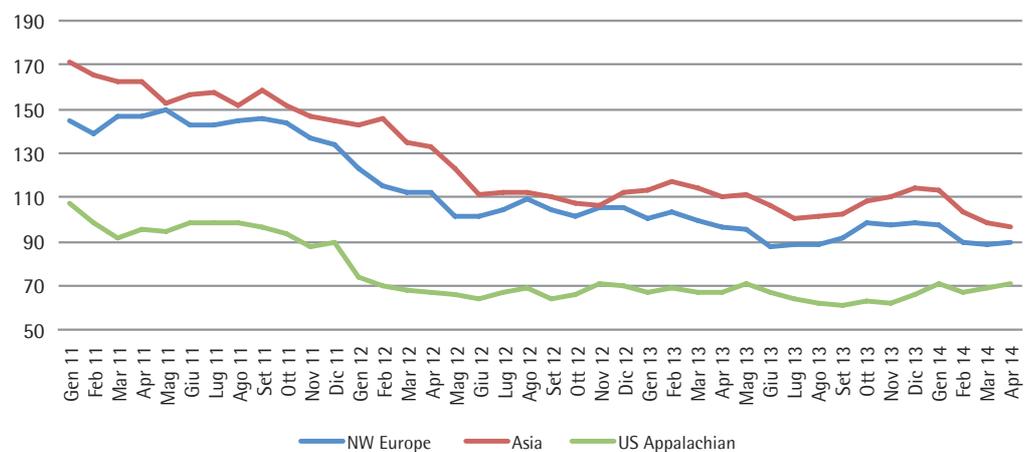
L'eccesso di offerta e una domanda inferiore al previsto negli Stati Uniti, a causa di un clima particolarmente dolce e dello spiazzamento a opera dello *shale gas*, hanno inciso negativamente sui prezzi del carbone, così che nel 2013 essi sono in diminuzione per il terzo anno consecutivo, arrivando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

Anche in Europa si prevede che i prezzi si ridurranno, scendendo a 70 \$/t nel secondo trimestre 2014. È chiaro che con questi numeri l'alternativa gas-carbone non è possibile, tenuto anche conto del bassissimo valore della CO₂. Con il carbone a 70 \$/t, il gas deve costare meno di 5 \$/10⁶ BTU per poter essere concorrenziale nel settore termoelettrico.

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

FIG. 1.10

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



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

Sviluppi internazionali dell'energia nucleare

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

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

L'EU ETS è stato istituito dalla direttiva 2003/87/CE e sue successive modificazioni (direttiva ETS), che trasferisce in Europa, per gli impianti industriali, il meccanismo di *cap and trade* introdotto a livello internazionale dal Protocollo di Kyoto. In altre parole, il sistema fissa un tetto massimo (*cap*) al livello totale delle emissioni consentite a tutti i soggetti vincolati dal sistema, ma consente ai partecipanti di acquistare e vendere sul mercato (*trade*) diritti di emissione di 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 inoltre esteso alle attività di produzione di alluminio, calce viva, acido nitrico, idrogeno, carbonato e bicarbonato di sodio, nonché agli impianti che si occupano della cattura e dello stoccaggio di 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 Fasi precedenti riguardano:

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

La Commissione europea ha stimato un surplus di quote di emissione in circolazione nel sistema che potrebbe raggiungere 1,5-2 miliardi già entro il 2014¹. 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.

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

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

Il 10 dicembre 2013 il Parlamento europeo ha approvato la proposta di decisione diretta a emendare la Direttiva ETS (art.

10.4), al fine di chiarire il potere d'intervento della Commissione europea e consentire il ritiro temporaneo di 900 milioni di quote dalle aste CO₂.

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

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

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

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

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

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

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

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

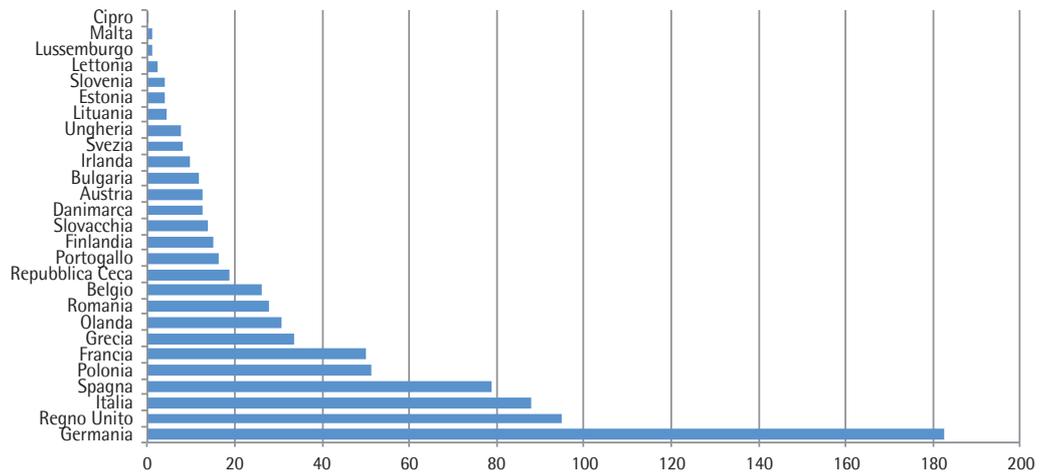
Assegnazioni delle quote nel 2013

Dal 2013 l'assegnazione delle quote agli impianti EU ETS che fino al 2012 è stata realizzata prevalentemente a titolo gratuito e sulla base delle emissioni storiche (*grandfathering*) avviene a titolo oneroso tramite asta (*Auctioning*), salvo eccezioni legate alla tutela della competitività sui mercati internazionali dei settori manifatturieri. L'obiettivo è garantire maggiore trasparenza e semplicità nel sistema di assegnazione delle quote, nonché favorire maggiore efficienza nella formazione del prezzo. Il metodo d'asta favorisce, inoltre, una maggiore internalizzazione dei costi ambientali derivanti dalle emissioni di gas serra, incentivando investimenti in efficienza energetica e nell'utilizzo di tecnologie pulite. Le aste si svolgono su una piattaforma centralizzata a livello europeo (EU T-CAP) che attualmente raccoglie le quote di proprietà di 24 su 28

Stati membri, inclusa l'Italia. Le aste, svolte presso la T-CAP, sono gestite da *European Energy Exchange* (EEX) in nome della Commissione europea e di 25 Stati membri. terminate le procedure d'accreditamento dei relativi *Auctioneer*, le aste della piattaforma comune accoglieranno anche le quote della Croazia e degli Stati dello Spazio economico europeo (Islanda, Norvegia e Liechtenstein non hanno ancora completato le procedure di accreditamento presso la Piattaforma comune europea). Le quote di proprietà di Germania e Regno Unito sono collocate, invece, attraverso due piattaforme nazionali. La Polonia, al pari di Germania e Regno Unito, ha scelto una modalità d'asta a se stante (*Opt-Out*); non avendo però ancora completato il processo di selezione, colloca tramite asta le proprie quote presso la T-CAP in una sessione a se stante. Gli impianti in ETS, siano essi fissi o dell'aviazione, potranno approvvigionarsi di quote su tutte le piattaforme, a prescindere dalla propria nazionalità.

FIG. 1.11

Quote messe all'asta per Paese nel 2013



Fonte: GSE.

Nel 2013, considerando tutte e tre le piattaforme operative, sono stati collocati tramite asta circa 808 milioni di quote, pari

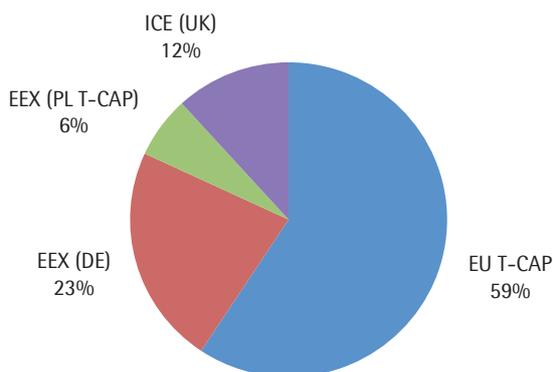
a circa il 38,8% dei 2.084 milioni di quote dell'intero sistema EU ETS per il 2013.

TAV. 1.11

Quote messe all'asta sulle piattaforme EEX e ICE
Numero di quote; prezzo in €/tCO₂^(A)

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

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

**FIG. 1.12**

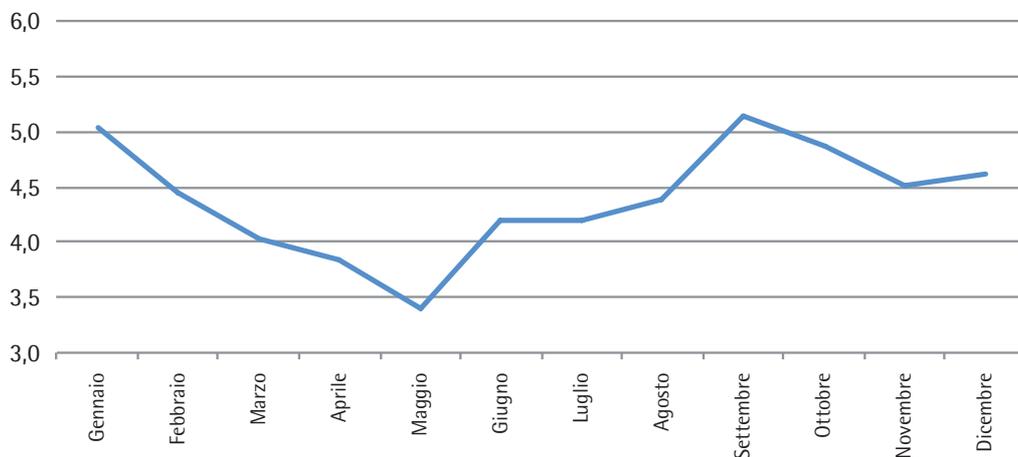
Ripartizione percentuale delle quote messe all'asta sulle singole piattaforme

Fonte: GSE.

Prezzo della tonnellata di CO₂ nel 2013

Dopo il crollo dei prezzi d'asta che nei primi mesi dell'anno collocavano le quote a poco più di 2 €/tCO₂ (contro i circa 8 €/tCO₂ registrati a dicembre 2012), si è andati verso una progressiva stabilizzazione dei prezzi di chiusura, sulle tre piattaforme e

sull'asta separata della Polonia, in un range compreso tra 4 e 5 €/tCO₂, sostanzialmente in linea con i prezzi registrati sul mercato secondario. In particolare, sulla piattaforma centralizzata a livello europeo (EU T-CAP), dove l'Italia ha messo all'asta le proprie quote (circa 88 milioni), nell'anno 2013 si è registrato un prezzo medio di 4,39 €/tCO₂.

**FIG. 1.13**

Andamento nel 2013 dei prezzi medi di aggiudicazione su base mensile delle quote messe all'asta sulla piattaforma EU T-CAP €/tCO₂

Fonte: GSE.

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

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

La vigente metodologia di rilevazione dei prezzi copre le serie storiche disponibili dall'1 gennaio 2008². Relativamente a tale metodologia, è opportuno ricordare che essa prevede che vengano rilevati dati di fatturato medio unitario per ciascuna classe di consumo individuata. Il valore dei prezzi unitari si ottiene, pertanto, dalla divisione del fatturato ricavato da ogni classe per l'energia venduta alla classe stessa. In altre parole, i valori dei prezzi medi unitari provengono da dati di fatturazione che, seguendo il criterio della cassa, non si riferiscono necessariamente ai consumi avvenuti nel periodo di rilevazione osservato. Essi

possono anche includere rettifiche e conguagli, che talvolta possono essere di ammontare considerevole. La loro presenza può condurre a valutazioni fuorvianti relativamente ai fenomeni economici che si vogliono indagare a partire dall'osservazione dei prezzi, in quanto introduce nella rilevazione (in modo non distinguibile) spostamenti dei prezzi legati a fenomeni passati o a revisioni normative, oppure a dinamiche proprie delle modalità di fatturazione delle imprese.

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

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

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

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

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per i clienti domestici

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

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

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

Come detto, per le fasce di consumo superiori a quelle sopra

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

TAV. 1.12

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

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

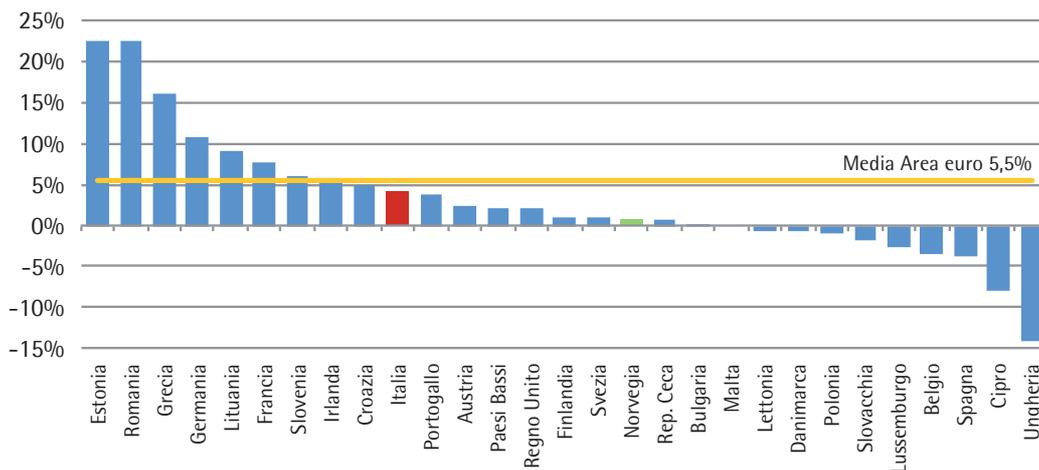


FIG. 1.14

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

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

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

di una pressione fiscale e degli oneri decisamente superiore, risultando mediamente pari al 90% dei prezzi netti, con punte del 103%.

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

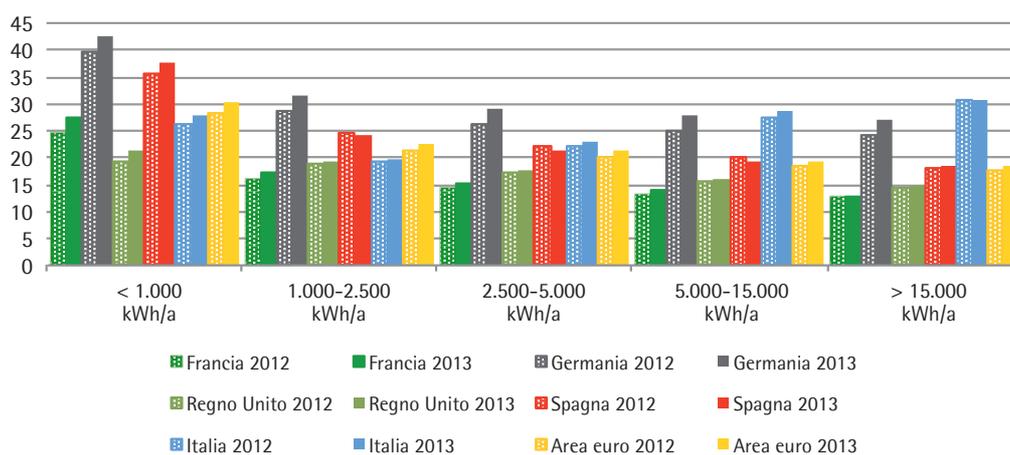


FIG. 1.15

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

Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

Prezzi per i clienti industriali

Anche per i prezzi industriali nel 2013 si registrano le tendenze già evidenziate in passato, con prezzi dell'energia elettrica superiori a quelli dell'Area euro, per tutte le classi di consumo. Prendendo a riferimento la classe di consumo 500-2.000 MWh, una delle più rappresentative per il nostro mercato, i prezzi risultano più alti rispetto alla media dell'Area euro del 21% (28% nel 2012) al netto delle imposte e degli oneri, e del 26% (33% nel

2012) per i prezzi lordi. Si conferma dunque, anche quest'anno, la tendenza già rilevata nel 2012 di una riduzione del divario, anche se questo resta sicuramente molto significativo.

La riduzione del differenziale è stata ottenuta grazie alla variazione in controtendenza registrata dal prezzo italiano rispetto alla variazione media osservata nei Paesi a moneta unica: nel 2013, infatti, il prezzo lordo per questa classe di consumo è sceso in Italia dell'1,2%, mentre è salito del 4,1% nell'Area euro.

TAV. 1.13

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

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

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

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

L'analisi dei corrispondenti prezzi al netto delle imposte per la classe e per i cinque grandi in esame, mostra tuttavia che, con l'eccezione del Regno Unito, l'incidenza delle componenti fiscali

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

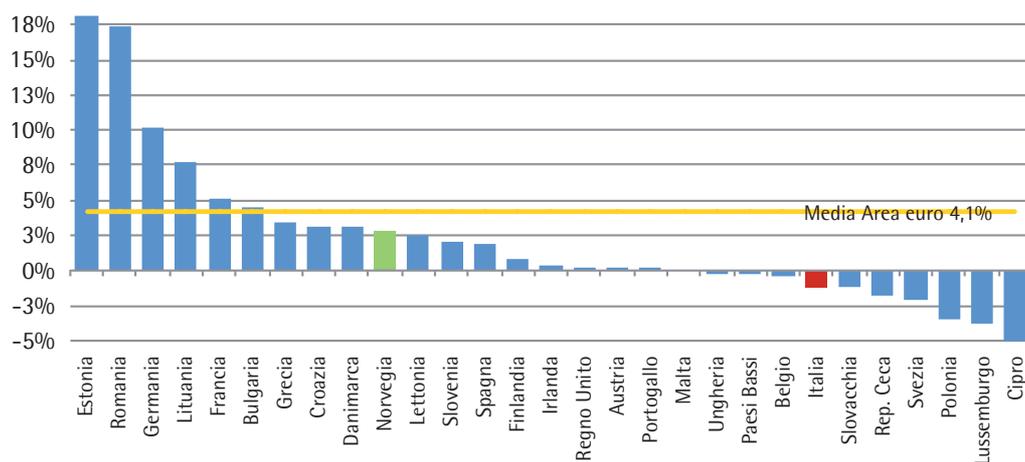


FIG. 1.16

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

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

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

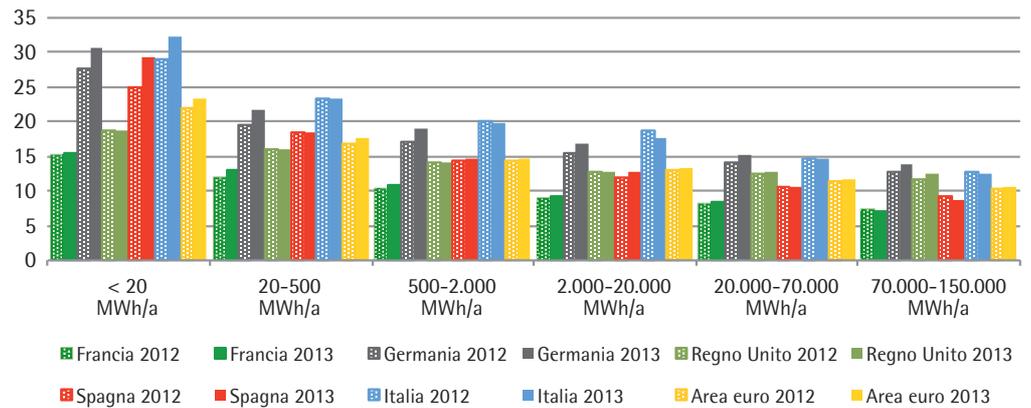
Vale tuttavia la pena di osservare che il differenziale con i prezzi lordi della Germania si riduce al crescere dei consumi e rispetto al 2012 è migliorato in tutte le classi. Nel 2013 esso è divenuto anzi

negativo per le ultime due classi di consumo. In particolare per le imprese c.d. "energivore" (classe con consumi compresi tra 70 e 150 GWh/anno) il prezzo italiano al lordo delle imposte, che nel 2012 era sostanzialmente analogo a quello pagato dalle imprese tedesche di pari consumo, nel 2013 è divenuto più conveniente di 1,4 c€/kWh.

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

FIG. 1.17

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali Paesi europei
Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

Prezzi del gas

Prezzi per le utenze domestiche

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

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

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

TAV. 1.14

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2013

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

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m ³)					
	< 525,36		525,36-5.253,60		> 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	71,78	96,30	59,75	80,48	52,33	71,19
Belgio	76,14	96,16	55,31	70,18	50,78	64,17
Bulgaria	46,21	55,45	45,42	54,50	45,83	55,00
Croazia	39,86	49,83	39,46	49,34	39,31	49,14
Danimarca	51,96	118,52	51,96	118,52	51,96	118,52
Estonia	53,24	66,72	41,57	52,88	39,04	49,51
Francia	116,70	140,30	61,92	74,37	52,46	62,89
Germania	88,02	115,25	53,68	71,34	49,98	66,94
Grecia	53,24	66,72	41,57	52,88	39,04	49,51
Irlanda	71,04	84,78	60,47	72,75	56,34	67,99
Italia	85,85	114,15	62,64	94,14	52,48	85,27
Lettonia	65,24	81,20	42,31	53,38	42,07	53,11
Lituania	75,65	91,54	53,16	64,32	45,52	55,08
Lussemburgo	70,22	77,38	56,65	62,91	57,37	63,48
Paesi Bassi	87,52	130,60	52,04	87,65	48,98	83,85
Polonia	53,96	66,37	42,08	51,76	40,80	50,18
Portogallo	91,35	117,31	72,98	93,57	65,14	83,58
Regno Unito	69,12	72,57	56,31	59,13	50,54	53,06
Repubblica Ceca	81,86	99,05	53,15	64,31	50,98	61,68
Romania	16,60	31,44	16,53	31,27	16,32	30,59
Slovacchia	90,62	108,74	44,86	53,83	44,43	53,33
Slovenia	59,77	78,37	53,09	70,37	52,57	69,72
Spagna	84,91	105,74	68,51	85,88	58,59	73,89
Svezia	114,16	183,20	71,30	129,62	62,06	118,06
Ungheria	38,96	49,48	35,49	45,07	34,88	44,30
Unione europea ^(A)	81,20	101,59	55,52	71,93	49,66	65,59
Area euro	91,63	119,18	58,32	80,29	51,56	72,98

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

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

2012, più che in tutti gli altri grandi Paesi considerati (Fig. 1.19). Il prezzo italiano al lordo delle imposte per un consumatore domestico appartenente alla seconda fascia di consumo è risultato tra quelli che, rispetto al 2012, hanno registrato una variazione piuttosto contenuta e inferiore (di poco) alla crescita

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

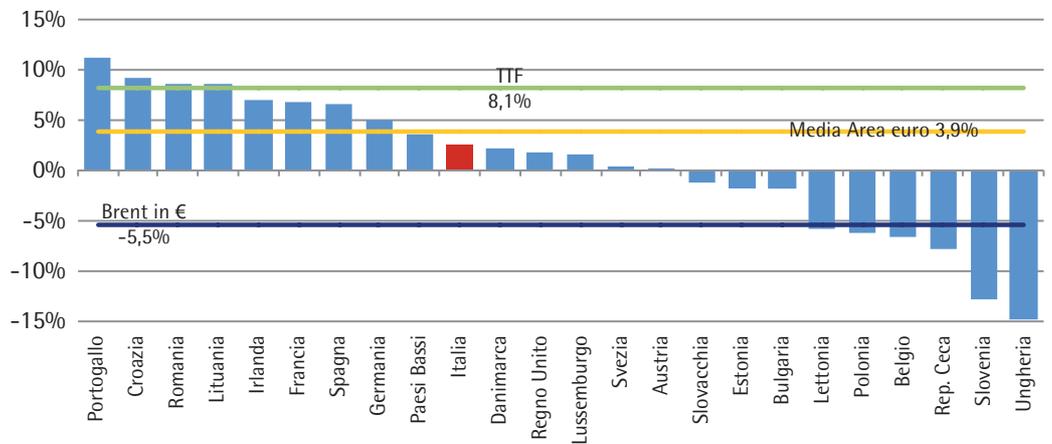
Ma, come si è appena visto, ciò non è bastato a riportare la quotazione nazionale in linea con quella dei Paesi europei con un mercato dei gas di dimensione simile al nostro.

La figura riporta, a titolo di confronto, anche la dinamica tra il 2012 e il 2013 del prezzo del Brent espresso in euro e del gas

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

FIG. 1.18

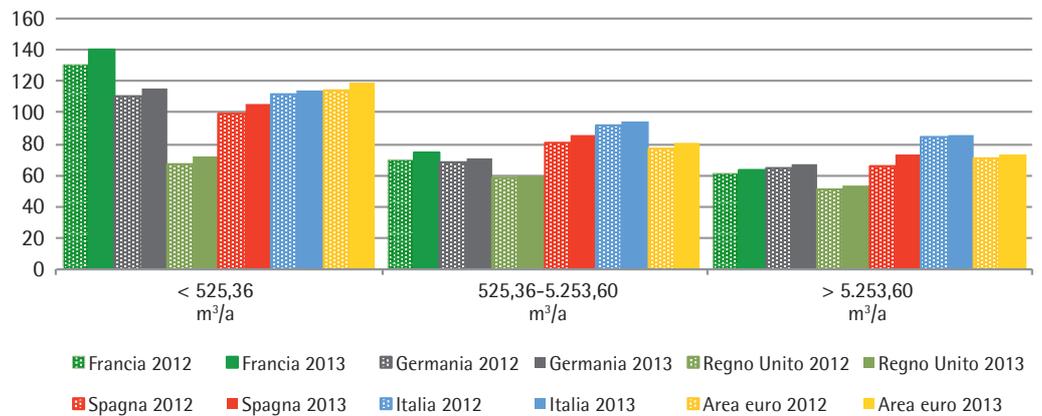
Variatione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici
 Variazione percentuale 2013-2012
 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 525,36 e 5.253,60 m³



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

FIG. 1.19

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



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze industriali

Come in passato, anche nel 2013 le imprese italiane con i consumi

più bassi hanno pagato il gas più che nella media dei Paesi dell'Area euro, mentre quelle con i consumi più elevati lo hanno pagato a prezzi più convenienti (Tav. 1.15).

TAV. 1.15

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2013

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

I prezzi del gas naturale al lordo delle imposte per i consumatori industriali sono risultati, infatti, superiori ai rispettivi prezzi medi praticati nell'Unione europea per consumi fino a 263.000 m³ e inferiori alla media europea nel caso di consumi maggiori di tale valore. Al pari del settore elettrico, le imprese italiane con ridotti consumi energetici – in questo caso di gas – pagano prezzi che comprendono oneri fiscali più elevati che in Europa. Infatti, l'incidenza della tassazione sui prezzi netti nelle prime due classi di consumo in Italia è pari al 45,4% e al 38,5%, mentre nella media dei Paesi dell'Area euro risulta intorno al 32% per entrambe le fasce di consumo. Non a caso le differenze di costo italiane con il resto d'Europa, pari al 19% nella prima classe di consumo e al 9% nella seconda, si riducono rispettivamente all'8% e al 5% se si considerano i prezzi al netto delle imposte.

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

Con riferimento alla classe di consumo 2,63-26,27 M(m³)/anno, Danimarca, Svezia, Finlandia, Grecia, Ungheria, Germania, Portogallo e Spagna, nonché alcuni Paesi dell'Europa orientale evidenziano prezzi lordi superiori alla media europea, mentre Irlanda, Regno Unito, Francia, Belgio, Paesi Bassi e altre cinque nazioni si collocano, insieme con l'Italia, su livelli relativamente inferiori. In conseguenza della riduzione dei prezzi netti interni per la medesima categoria di consumo, contrapposta all'aumento

della media dell'Unione europea, inoltre, nel 2013 il differenziale dei prezzi italiani si è ridotto da 3,4 a 0,8 c€/m³, rispetto alla media europea, e da 3,1 a 0,2 c€/m³, rispetto alla media dei Paesi che adottano la moneta unica (Area euro).

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

Rispetto al 2012, sempre con riferimento a consumi compresi tra 2,63 e 26,27 M(m³)/anno, i prezzi finali al lordo delle imposte evidenziano in Italia un calo del 5,2%, decisamente in controtendenza rispetto all'Unione europea, dove lo stesso prezzo è cresciuto del 3,9% (Fig. 1.20).

Una significativa crescita dei prezzi del gas naturale si è manifestata, infatti, in molti Paesi, tra i quali spiccano gli aumenti di Irlanda (+11,5%), Germania (+8,2%), Paesi Bassi (+5,9%), Francia (+5%), Regno Unito (+4%), Spagna (+3,4%), oltre che in altri Paesi minori.

Il confronto con i principali Paesi europei (Fig. 1.21) ribadisce quanto detto finora: i prezzi italiani sono più alti per le prime due classi di consumo, ma si attestano su valori più competitivi per le classi di consumo più elevate. In particolare, i prezzi interni risultano più convenienti a partire dalla seconda fascia di consumo rispetto alla Germania e a partire dalla terza classe di consumo nei confronti di Francia e Spagna. Restano invece sempre più cari in confronto al Regno Unito, eccetto che per la classe compresa tra 2.627 e 26.268 M(m³)/a.

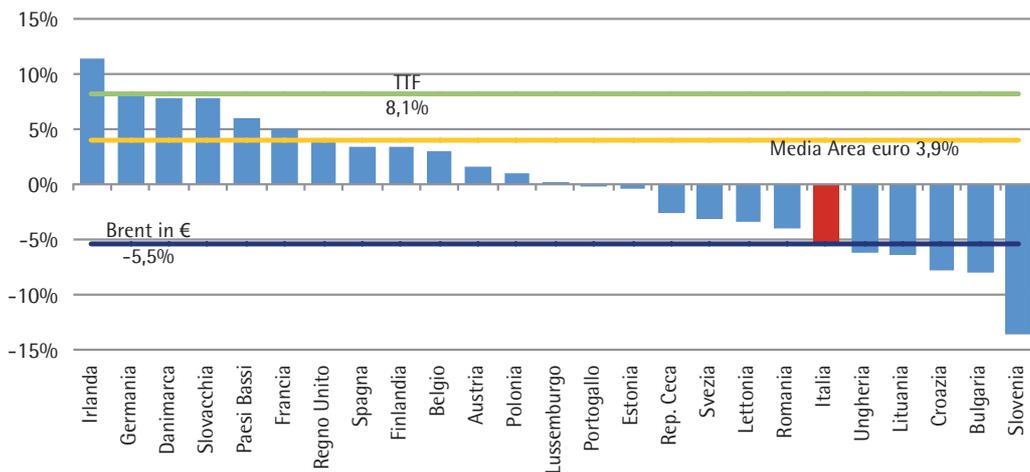


FIG. 1.20

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

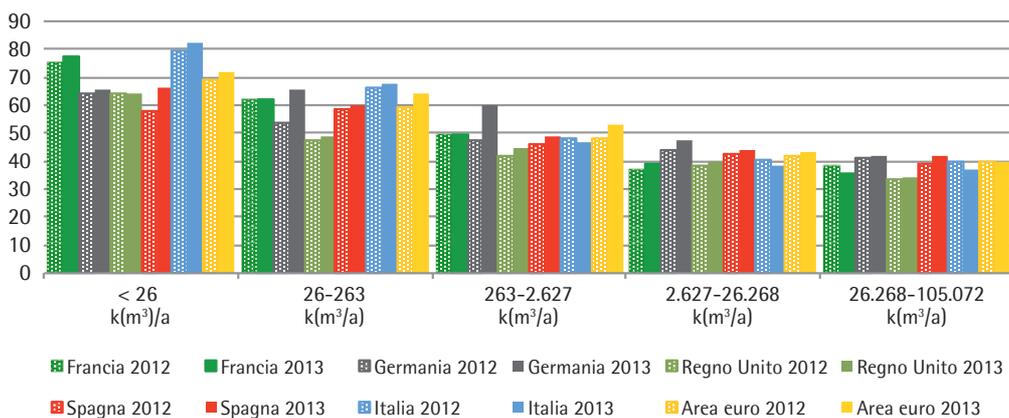


FIG. 1.21

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

Prezzi al lordo delle imposte; c€/m³

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

Domanda e offerta di energia in Italia

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

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

il suo ruolo di bilanciamento delle variazioni di produzione delle rinnovabili elettriche.

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

TAV. 1.16

Bilancio energetico nazionale
nel 2012 e nel 2013

Mtep

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

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

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 1.17

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

Dati energetici in milioni di tep

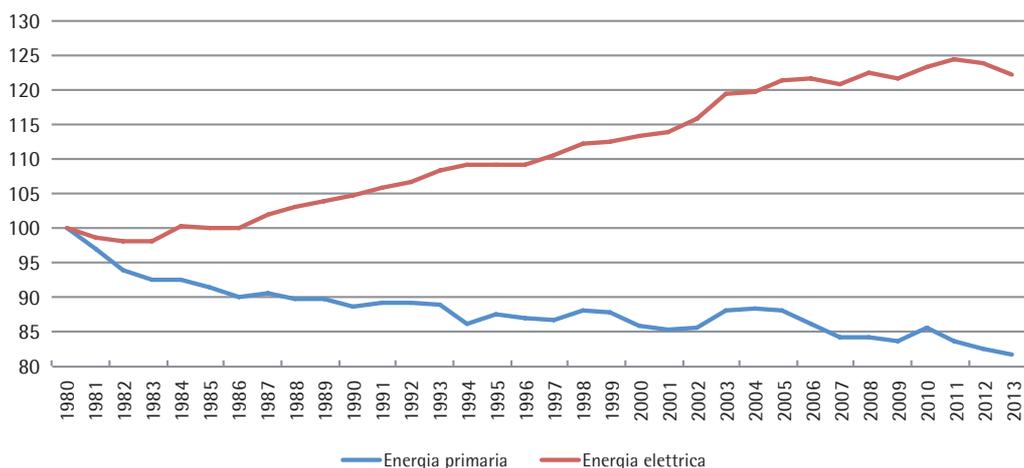
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Fabbisogno di energia primaria	194,2	191,3	180,3	187,8	184,2	176,3	171,0
Produzione di energia primaria	28,0	29,7	30,3	33,9	35,5	37,5	40,9
Fonti fossili	14,4	13,3	11,4	12,7	12,9	13,3	12,4
Energia rinnovabile	13,6	16,3	18,9	21,1	22,6	24,4	28,5
Importazioni di fonti fossili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

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

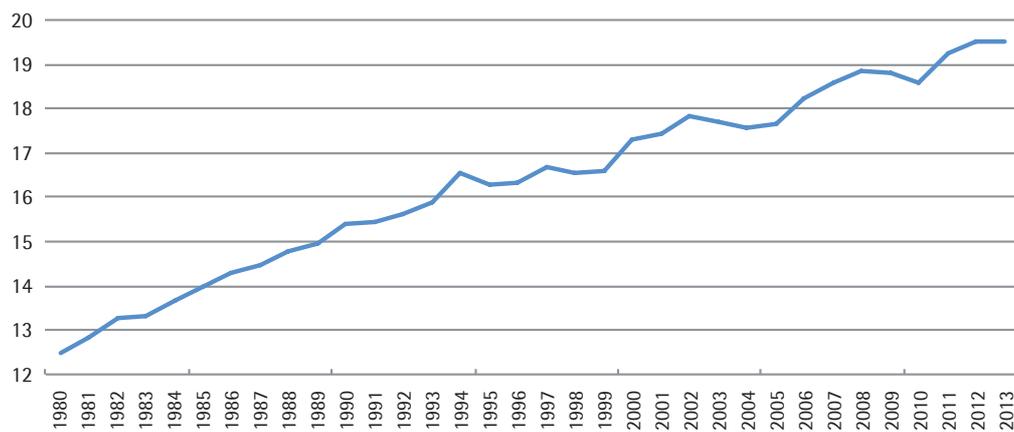
FIG. 1.22

Intensità energetica del PIL dal 1980

Numeri indice 1980=100



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

**FIG. 1.23**

Incidenza dell'energia elettrica
sui consumi energetici finali
dal 1980

Valori percentuali

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

2.

Struttura,
prezzi e qualità
nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2013

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

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

sintetica visione d'insieme del settore, fornendo informazioni sul contributo dei vari gruppi industriali, ma – come sempre – per una trattazione più dettagliata dei vari aspetti si rimanda alla lettura del seguito del Capitolo.

Ai fini della redazione del bilancio, i dati relativi ai produttori e agli autoproduttori, ai venditori all'ingrosso e/o al dettaglio sono stati suddivisi in gruppi e classificati sulla base delle vendite al mercato finale (che comprende i tre segmenti: libero, tutelato e salvaguardia). L'appartenenza a un gruppo societario è dichiarata da ciascuna impresa presso l'Anagrafica operatori, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08; quando un soggetto dichiara di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerato come gruppo a sé¹.

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

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

TAV. 2.1

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

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

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati provvisori di Terna.

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

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

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

Nella classe 1-5 TWh sono presenti quest'anno 21 gruppi

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

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

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

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

Le vendite ai grandi clienti industriali in alta e altissima tensione

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

TAV. 2.2

Bilancio dell'energia elettrica
2013

TWh; valori riferiti ai gruppi industriali

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

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

(B) Consumi e perdite di rete stimati.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Nel 2013 la produzione nazionale lorda è risultata di 287 TWh², in diminuzione del 3,8% rispetto allo scorso anno. Essa registra dunque un calo per il secondo anno consecutivo, il più forte dalla crisi del 2008-2009, dopo il -1% del 2012.

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

della produzione da gas, la rispettiva quota si è attestata al 38% nel 2013, contro il 43% del 2012 e il 50% di cinque anni fa.

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

TAV. 2.3

Produzione lorda per fonte 2009-2013 GWh

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

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Terna.

² Dato provvisorio di Terna.

Le due fonti rappresentano, nel 2013, oltre il 13% della produzione nazionale lorda, le rinnovabili nel complesso il 38%, lasciando alla produzione termoelettrica la restante quota del 62% (era il 68,5% nel 2012) (Tav. 2.3). Da soli, gas e rinnovabili assicurano il 76% della produzione. La tavola 2.4 mostra la potenza lorda e netta in Italia, presente al 2013, per anno di entrata in esercizio degli impianti; evidenzia inoltre

l'aumento esponenziale delle rinnovabili (escluso idroelettrico), passate da una quota sulla nuova potenza complessiva di appena il 5% fino all'anno 2000, all'attuale 75%. La tavola indica come, sebbene per un ammontare limitato, vi sia stato l'ingresso di nuova potenza termoelettrica anche dopo il 2010 e dopo la forte crescita di questa fonte nel decennio precedente.

TAV. 2.4

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

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.5 riporta per le due fonti, termica e rinnovabile, il numero dei produttori, la potenza disponibile e la generazione nel 2013. Si segnala che nel numero dei produttori non sono inclusi gli operatori per i quali non vige l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, ai sensi della delibera 443/2012/A, e che non hanno risposto all'Indagine an-

nuale alla data di chiusura della presente *Relazione Annuale*. La tavola mostra come gli operatori ai quali corrisponde la quota maggiore di capacità (156 soggetti) dispongano di potenza sia termoelettrica, sia rinnovabile. Per poco più della metà di essi, che però coprono oltre il 90% della capacità mista complessiva, la fonte rinnovabile incide per una quota inferiore al 30% della loro potenza lorda.

TAV. 2.5

Produttori, impianti e generazione nel 2013 per fonte

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

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

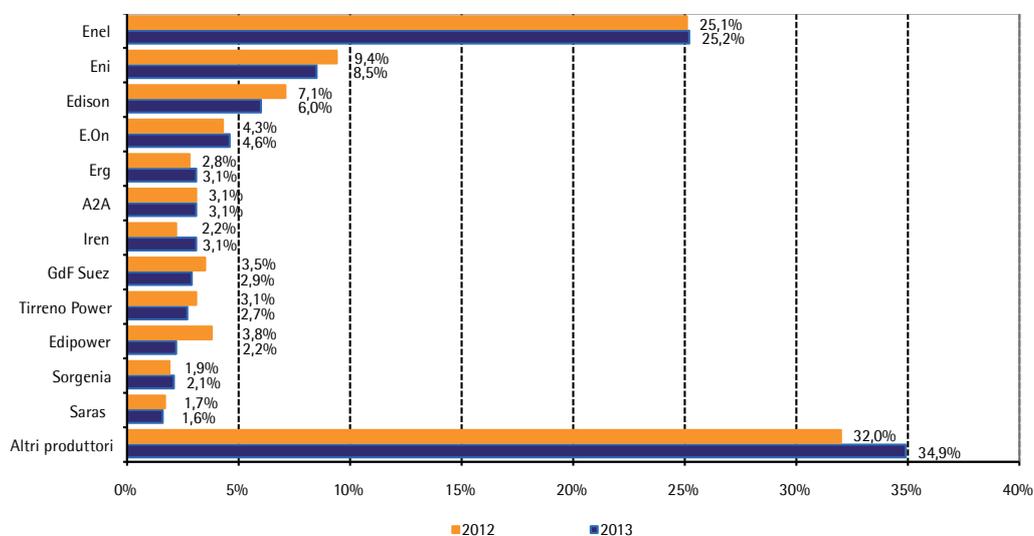
Le dinamiche relative alla generazione lorda possono anche essere

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

Guardando alla composizione delle quote del capitale sociale, i dati provvisori relativi alla composizione societaria degli operatori evidenziano la prevalenza di persone fisiche (58,6%), seguite da società diverse (25,4%), mentre la quota degli enti pubblici è del 7% e quella delle imprese energetiche nazionali è del 4,2%. Il 79,5% delle quote di capitale è in mano a soci di provenienza nazionale, del resto quasi il 18% è di provenienza tedesca³.

FIG. 2.1

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda
Confronto 2012-2013; dati in percentuale



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 2.2 mette a confronto, per i principali operatori, la ripartizione percentuale della potenza tra le diverse fonti disponibili e tra i TWh prodotti da ciascuna fonte. Ne emerge in particolare

come alcuni operatori, in un contesto di mercato caratterizzato da una debole domanda, abbiano privilegiato una fonte rispetto a un'altra. Si vedano in questo senso i casi di A2A, Edipower ed Erg.

³ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

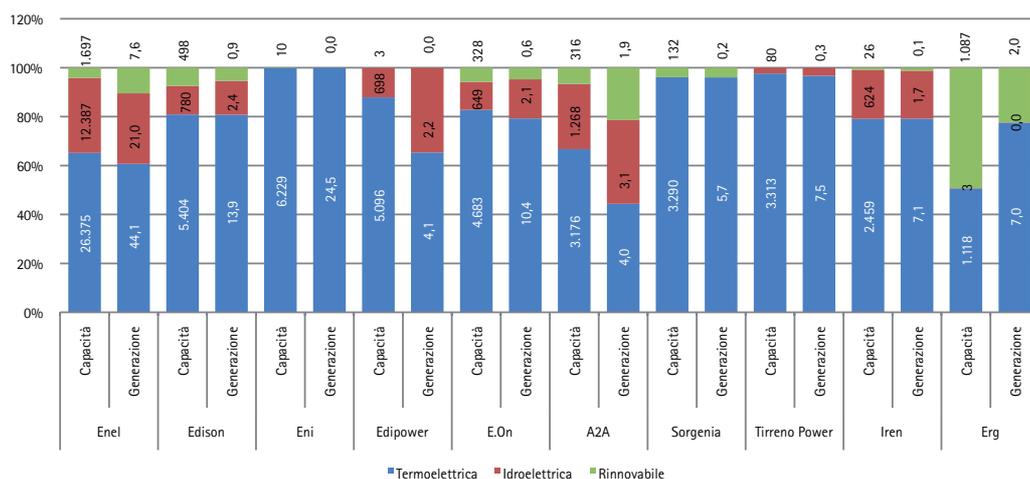


FIG. 2.2

Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2013
Capacità in MW; generazione in TWh

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Appare anche significativo il fatto che gli impianti termoelettrici dei principali sei operatori abbiano garantito, nell'anno 2013, una disponibilità di capacità di generazione, per almeno

il 50% delle ore, pari all'81% della loro capacità installata, dato in netto calo rispetto al 2012, quando questa percentuale era del 91%.

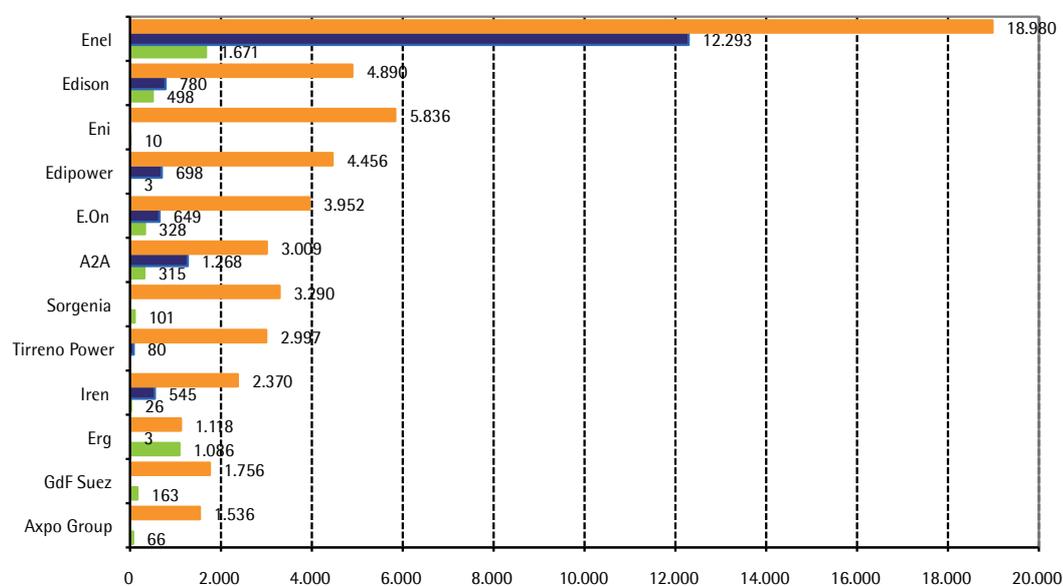


FIG. 2.3

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

Enel si conferma il primo operatore nella generazione termoelettrica con la quota preponderante nell'uso di carbone (77,8% contro il 77% del 2012); perde, a favore di Edipower, il primato nell'uso di prodotti petroliferi, con una quota sul totale di circa

il 25%, contro il 34,7% del 2012; continua, inoltre, a vedere un calo della propria quota di produzione a gas, scesa all'8% circa dal 10,2% del 2012.

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

TAV. 2.6

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2013

Dati in percentuale

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

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

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.7

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2013

Dati in percentuale

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

Per quanto riguarda la presenza territoriale (Tav. 2.8), la regione con il maggior numero di operatori si conferma la Lombardia (2.126, erano 1.503 nel 2012), seguita da Piemonte (1.502, erano 1.188 nel 2012) ed Emilia Romagna (1.459, erano 1.033 nel 2012). In queste regioni si registra anche un numero elevato di autoproduttori. La Lombardia presenta pure il primato in termini di numero assoluto di autoproduttori e di quota di operatori autopro-

duttori sul totale (19%). Segue il Veneto con una quota del 17%, terza regione per numero di soggetti presenti in questa categoria (208), dietro l'Emilia Romagna (215) e la Lombardia (397).

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

Le altre regioni che presentano i livelli di C3 più bassi sono Campania, Basilicata, Marche e Abruzzo (C3 inferiori al 50%). Di converso, in Valle d'Aosta, Liguria, Lazio e Umbria si registrano livelli di C3 sopra l'80%. A parte qualche eccezione, i livelli di concentrazione sulla capacità risultano in netto calo rispetto al 2012. Essi seguono in modo diretto i livelli di concentrazione sulla generazione finora analizzati. Si distinguono i casi di Piemonte, Lombardia, Veneto, Marche, Abruzzo, Molise e Campania, il cui C3 sulla capacità è ben più alto del corrispondente C3 sulla produzione. La Puglia, di converso, presenta un C3 sulla produzione cui segue il più basso livello di concentrazione sulla capacità.

TAV. 2.8

Presenza territoriale degli operatori nel 2013

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Produzione incentivata

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

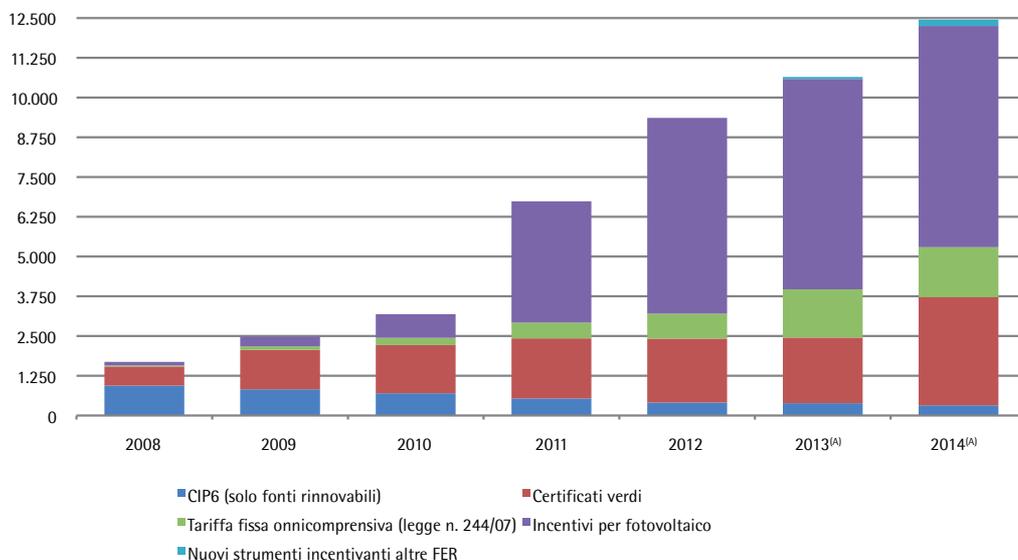
- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*)⁴ CIP6 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale diritto;
- sistema dei certificati verdi per l'energia elettrica netta prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012⁵;
- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico), entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dall'1

gennaio 2013; tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium*⁶ nel caso degli altri impianti;

- sistema di Conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013 (attualmente non è più possibile accedere a tali tariffe per impianti di nuova realizzazione); tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti. È anche previsto un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito;
- sistema di Conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti solari termodinamici.

Fig. 2.4

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



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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GSE.

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

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

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

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

La figura 2.4 evidenzia gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle

fonti rinnovabili. Essi sono calcolati come indicato nei paragrafi precedenti e sono espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

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

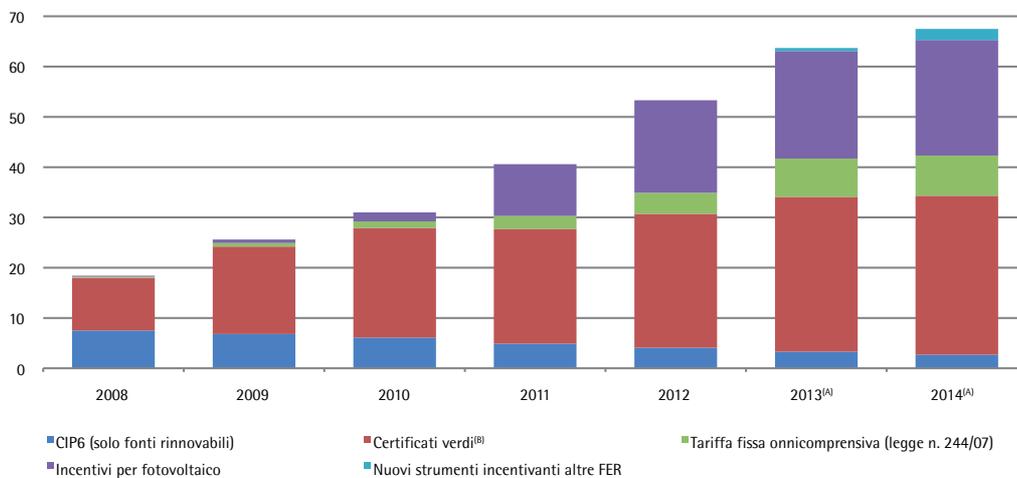


Fig. 2.5

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

TWh

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

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GSE.

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

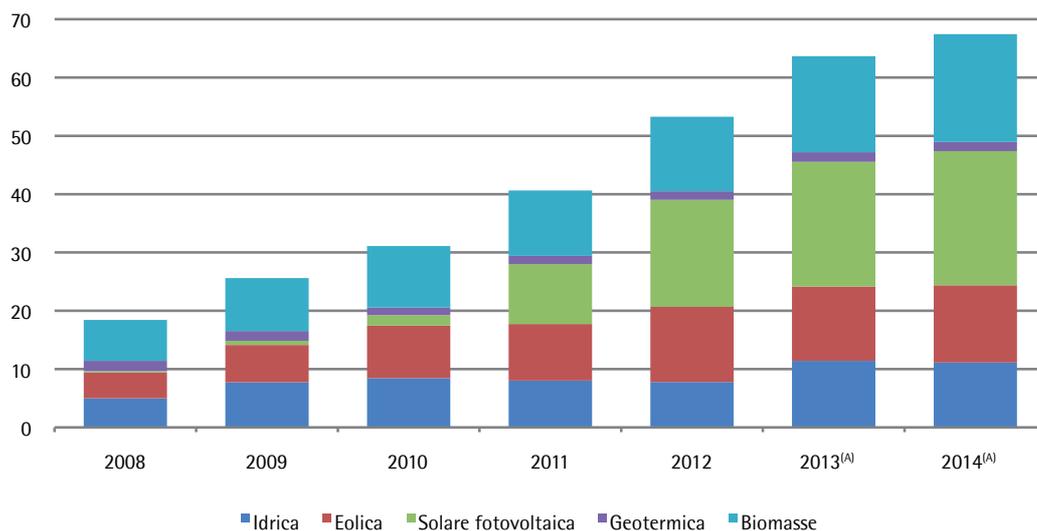
Complessivamente, per l'anno 2013 si stima che i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili, a consuntivo, siano pari a circa 10,7 miliardi di euro, di cui circa dieci coperti tramite la componente A_3 . Si stima invece che per l'anno 2014 i costi derivanti dall'incentivazione delle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

circa 12,5 miliardi di euro, di cui circa 12 coperti tramite la componente A_3 .

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

Fig. 2.6

Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte
TWh



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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GSE.

Importazioni nette

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

Nel 2013 il saldo estero ha coperto il 13,3% del fabbisogno interno (era il 13,2% nel 2012). La contrazione delle importazioni nel 2013 è legata alla diminuzione dell'energia proveniente dalla Svizzera (-1.951 GWh) e dalla Grecia (-904 GWh). L'elettrodotto Italia-Grecia

ha, tra l'altro, subito in corso d'anno diverse interruzioni nei flussi, a causa di guasti. La contrazione dell'import da Svizzera e Grecia è stata solo in parte bilanciata da un aumento delle importazioni dall'Austria (+357 GWh) - che ha visto una crescita delle relative capacità di interconnessione nel 2013 - e dalla Slovenia (+1.460 GWh). Sulla riduzione totale delle importazioni hanno influito il maggiore apporto di energia prodotta da fonti rinnovabili a livello nazionale e la necessità per Terna, in diversi casi, di modulare l'importazione per garantire una gestione del sistema in sicurezza. Per quanto riguarda le esportazioni, la contrazione è dovuta alla diminuzione dei flussi verso la Francia (-365 GWh) e la Grecia (-231 GWh), in parte compensata dall'incremento verso la Svizzera (+463 GWh).

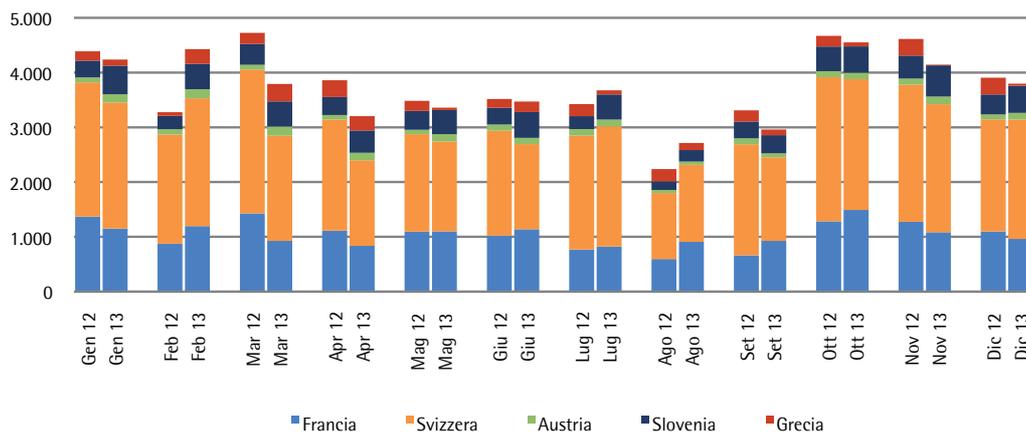


Fig. 2.7

Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2012 e nel 2013
GWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati provvisori di Terna.

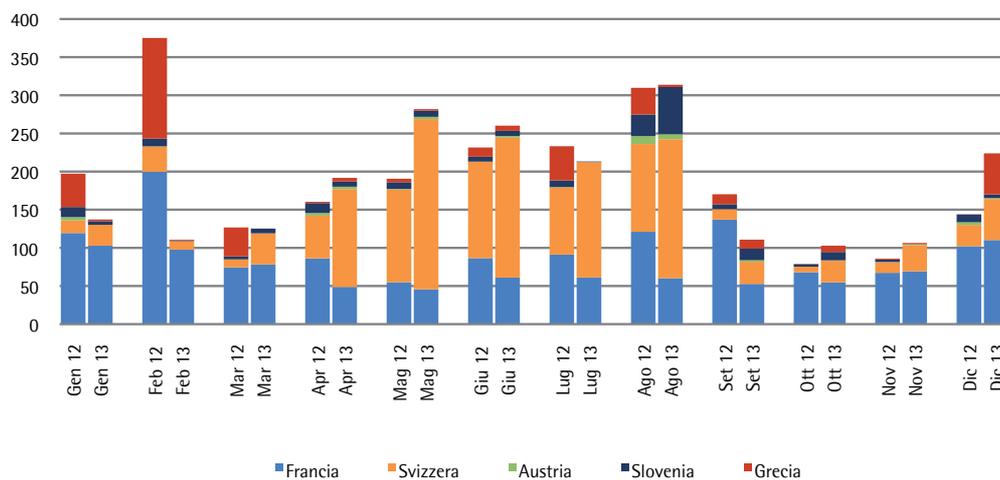


Fig. 2.8

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2012 e nel 2013
GWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati provvisori di Terna.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

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

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

Relativamente alla composizione degli impianti, nel corso del 2013 vi è stato un lieve incremento delle linee a 380 kV, un leggero decremento delle linee a 220 kV e un sensibile aumento delle linee con tensione inferiore a 150 kV. Per queste ultime

si registra la maggiore presenza di operatori diversi da Terna, attribuibile essenzialmente alla società S.E.L.F. (Società Elettrica Ferroviaria) che detiene 855 km di linee.

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

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

TAV. 2.9

Asset della RTN

Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Terna.

Distribuzione

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

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

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

TAV. 2.10

Attività dei distributori elettrici dal 2007

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

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

Nel 2013 si sono registrate le seguenti operazioni societarie rilevanti

nel settore della distribuzione di energia elettrica:

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

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

TAV. 2.11

Composizione societaria dei distributori nel 2013

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

Fonte: Anagrafica operatori dell'AEEGSI.

La dimensione media delle imprese che effettuano la distribuzione di energia elettrica è relativamente elevata e, come lo scorso anno, pari a 188 addetti (Tav. 2.12). I distributori con oltre 250 addetti rappresentano solo il 3% delle imprese del settore⁷, ma distribuiscono il 93% dell'energia nazionale a una quota altrettanto ampia di utenti. Se si aggiunge la classe di operatori con più di 50

addetti, si ottiene una copertura del 98% in termini sia di volumi distribuiti, sia di clienti serviti. Il 75% delle imprese impiega meno di dieci addetti, ma distribuisce una quota del tutto marginale di energia elettrica (0,6%). Vi sono inoltre casi di imprese che riportano un numero di addetti pari a zero, in quanto hanno completamente appaltato all'esterno l'attività.

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

TAV. 2.12

Ripartizione delle imprese che distribuiscono energia elettrica per classi di addetti

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

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

TAV. 2.13

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2013
km

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

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

Anche in termini di volumi distribuiti, con una quota dell'86% sia ai clienti domestici, sia a quelli non domestici, Enel Distri-

buzione si conferma il primo operatore del Paese nel 2013; sostanzialmente immutate le posizioni di altri due operatori con quote distribuite superiori all'1,5% del totale, vale a dire A2A Reti Elettriche (4%) e Aem Torino Distribuzione (1,4%)⁸. Tutti gli altri distributori detengono quote inferiori all'1% (Tav. 2.14).

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

TAV. 2.14

Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2013

Volumi distribuiti in GWh;
punti di prelievo in migliaia

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

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

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

Tra il 2012 e il 2013, a fronte di una riduzione generalizzata dei volumi distribuiti in tutte le regioni, spicca in particolare la contrazione, dovuta alla contrazione dei consumi non domestici, dei volumi totali nelle Marche (-10%) e soprattutto in Sardegna (-19%), che si confrontano con il 3,6% a livello medio nazionale. Con riferimento alla clientela domestica, i volumi distribuiti sono stati nel 2013 complessivamente pari a 59,6 TWh (-3,8% rispetto all'anno precedente), nonostante un aumento dell'1% dei punti di prelievo. Questi andamenti hanno influito sul prelievo medio, che nel 2013,

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

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

TAV. 2.15

Distribuzione di energia elettrica per settore di consumo nel 2013

Volumi in GWh;
punti di prelievo in migliaia

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, come per gli anni scorsi il 44% circa dei volumi distribuiti nel 2013 ha interessato la clientela allacciata in media tensione e poco più di un quinto la clientela allacciata in alta e altissima tensione. Quasi il 99%

dei punti di prelievo afferisce, tuttavia, alla clientela in bassa tensione (Tav. 2.17). In questo caso, oltre al calo dei consumi, nel 2013 si è registrato anche un calo dei punti di prelievo complessivi (-2,3%).

TAV. 2.16

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

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

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.17

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

Volumi distribuiti in GWh

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Connessioni

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

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

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

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

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

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

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

- 45 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

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

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

- sette giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici⁹;
- 43 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi¹⁰.

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

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

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

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

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

prensivi delle tempistiche necessarie al rilascio della Soluzione tecnica minima generale e della STMD, oltre che al completamento dei lavori per la realizzazione dell'impianto di rete, escludendo

sia il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni, sia i tempi necessari al cliente per il completamento dei lavori di sua competenza.

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

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.18

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

Numero di connessioni e tempo medio di allacciamento in giorni lavorativi

Mercato all'ingrosso

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

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

L'MI si svolge tra la chiusura dell'MGP e l'apertura dell'MSD e consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto nonché

le loro posizioni commerciali rispetto alle negoziazioni sull'MGP. L'MI è stato istituito con la legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è stato avviato nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). A partire da gennaio 2011 tale mercato si articola in quattro sessioni (MI1-MI2-MI3-MI4), con orari di chiusura diversi e in successione; è un mercato ad asta con prezzo di equilibrio dove, a differenza dell'MGP, sia le offerte in vendita sia quelle in acquisto vengono valorizzate al prezzo zonale. Anche in questo mercato il GME agisce da controparte centrale. L'MSD ha per oggetto l'approvvigionamento da parte di Terna delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema, per la risoluzione delle congestioni intrazonali, la creazione delle riserve di energia e il bilanciamento in tempo reale; diversamente dagli altri mercati, è Terna in questo caso che agisce da controparte centrale. L'MSD si articola in fase di programmazione (MSD *ex ante*) e Mercato del bilanciamento (MB). L'MSD *ex ante* e l'MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. L'MSD *ex ante*, in particolare, si articola in tre sottofasi di programmazione (MSD1-MSD2-MSD3), mentre l'MB è organizzato in cinque sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione e non prevede la presentazione di nuove offerte ma solo la possibilità in capo a Terna

di accettare offerte già presentate nell'MSD *ex ante*. La modalità di contrattazione è un'asta discriminatoria ovvero le offerte accettate vengono valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay-as-bid*), sottendendo pertanto un modello nodale (e non zonale come nell'MGP e nell'MI) della rete¹¹. L'MTE è la sede per la negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti), trimestrale (quattro prodotti) e annuale (un prodotto).

Nel novembre 2008, Borsa Italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati aventi come sottostante il prezzo medio di acquisto (PUN). In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, il GME ha stipulato un accordo di collaborazione con Borsa Italiana al fine di consentire agli operatori partecipanti a entrambi i mercati di regolare, mediante consegna fisica, i contratti finanziari conclusi sull'IDEX. Da ultimo si evidenzia che gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle

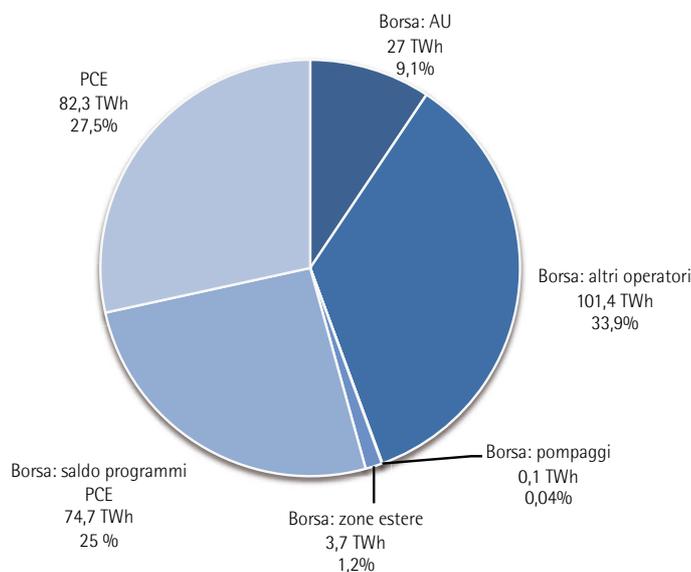
offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la Piattaforma conti energia (PCE) come ulteriore elemento di flessibilità del sistema. Sulla piattaforma vengono registrati i quantitativi sottesi a contratti a termine bilaterali (per lo più negoziati su piattaforme di brokeraggio) e i quantitativi contrattati sulla piattaforma CDE.

Borsa elettrica: domanda nel Mercato del giorno prima

Nel 2013 la quantità di energia elettrica acquistata nel Sistema Italia è stata pari a 289,2 TWh, in calo del 2,9%¹² rispetto al 2012 (298,7 TWh), prolungando così il trend decrescente avviatosi nel 2010 e raggiungendo il minimo storico dalla partenza del mercato. Tale calo è dovuto alla forte contrazione dei volumi acquistati nella quasi totalità delle zone, in particolare in Sardegna (14,1%), nel Centro-Nord (-9,8%), nel Centro-Sud (-7,1%) e in Sicilia (-3,4%), mentre nella zona Nord i consumi hanno subito un calo più contenuto pari al -1,1%. L'unica macrozona a far registrare una ripresa degli acquisti è la zona Sud¹³ che, rispetto al 2012, è cresciuta del 2,7%. In netta ripresa sono anche gli acquisti delle zone estere (+17,3%), i cui volumi però continuano ad attestarsi su livelli contenuti.

FIG. 2.9

Composizione della domanda di energia elettrica nel 2013



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

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

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

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

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

La crescita dei volumi di Borsa ha trascinato la liquidità del mercato che è passata dal 59,8% del 2012 al 71,55% del 2013. Un contributo importante alla riduzione degli acquisti è attribuibile, per il

secondo anno consecutivo, all'Acquirente unico che, con circa 27 TWh acquistati, ha registrato un calo di circa il 31%. Diminuzione importante degli acquisti anche per gli operatori diversi dell'Acquirente unico che hanno ridotto i consumi del 6%, portandoli a 101,4 TWh. Anche la domanda sottostante i contratti bilaterali ha registrato una forte contrazione attestandosi a 82,3 TWh (-31%).

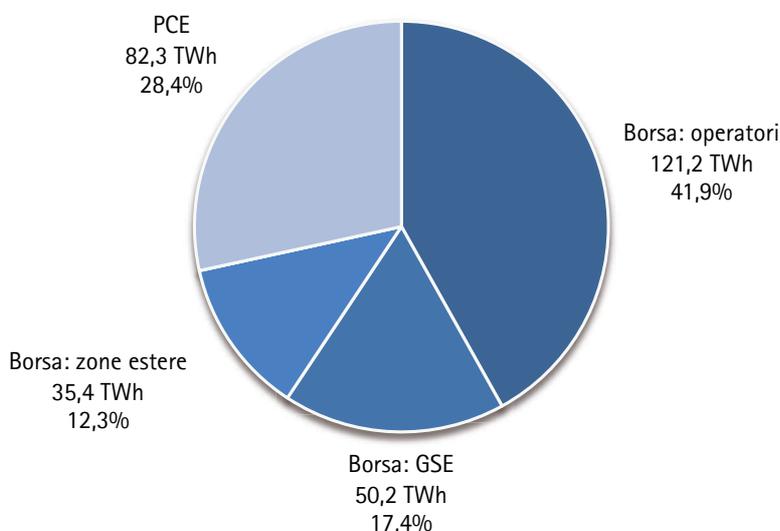


FIG. 2.10

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2013

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Borsa elettrica: offerta nel Mercato del giorno prima

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

Borsa elettrica: risultati sul Mercato del giorno prima

La Borsa elettrica italiana ha registrato nell'anno 2013 un prezzo

medio di acquisto dell'energia pari a 62,99 €/MWh, con una flessione, rispetto al 2012, del 16,6%.

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

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

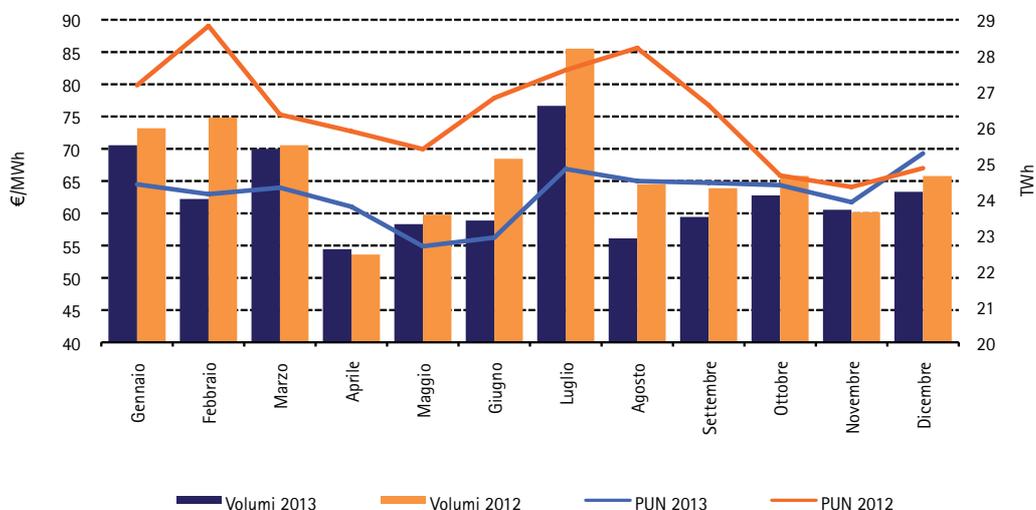
2013 nel continente è aumentato lo spread tra prezzo massimo (rappresentato dalla zona Nord) e prezzo minimo (rappresentato dalla zona Sud) raggiungendo i 4,36 €/MWh e portandosi così a ridosso del massimo raggiunto nel 2007, quando le due zone si trovavano però nella situazione opposta. Guardando alle isole, anche tra la Sicilia e il continente si è assistito ad un aumento del differenziale, salito a 30,42 €/MWh (44%), che diventa

pari a 34,78 €/MWh (39%) se il confronto è effettuato con la zona più economica. In controtendenza, invece, è la Sardegna che ha visto il maggior calo dei prezzi a livello zonale, con un valore medio che si è portato a 61,58 €/MWh (25% rispetto al 2012). Questo ha praticamente azzerato il differenziale con il continente, crollato a 1,74 €/MWh (-80% rispetto al 2012), e ridotto a 4,30 €/MWh quello con la zona Sud (-62%).

FIG. 2.11

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

€/MWh; TWh

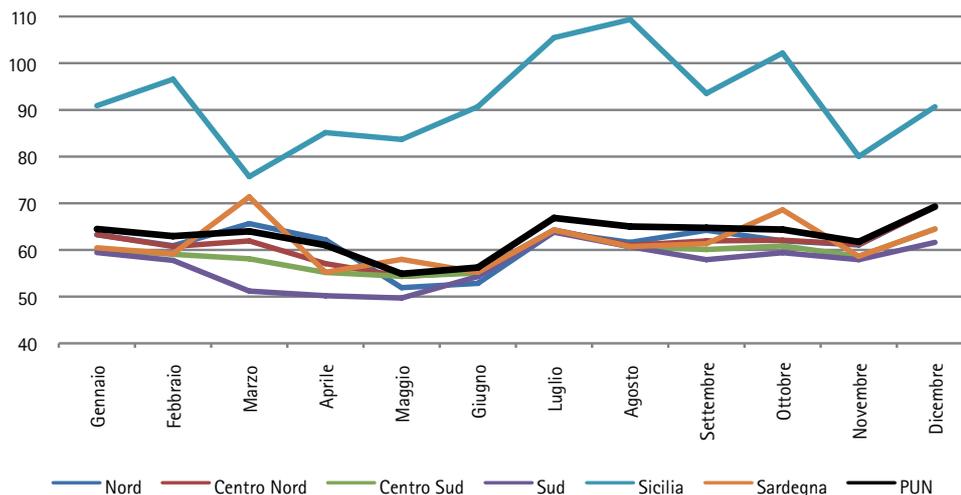


Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

FIG. 2.12

Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2013

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Borsa elettrica: confronto con le principali Borse europee

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

strutturali dei parchi di produzione nazionali, messe ancora più in evidenza dai forti fenomeni stagionali che hanno determinato disallineamenti meno frequenti, ma mediamente più intensi, rispetto al passato. Sulla Borsa spagnola (Omel) la quotazione media per il 2013 è stata pari a 44,26 €/MWh, in riduzione del 6% rispetto allo scorso anno. In controtendenza la Borsa nordica (NordPool) che, dopo aver sperimentato la maggior contrazione di prezzo a livello europeo nel 2012, ha fatto registrare nel 2013 la crescita maggiore, con un livello medio pari a 38,35 €/MWh (+23%).

Mercato a termine dell'energia elettrica

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

Terminata la fase di negoziazione, i contratti con periodo di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla PCE, 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"¹⁴.

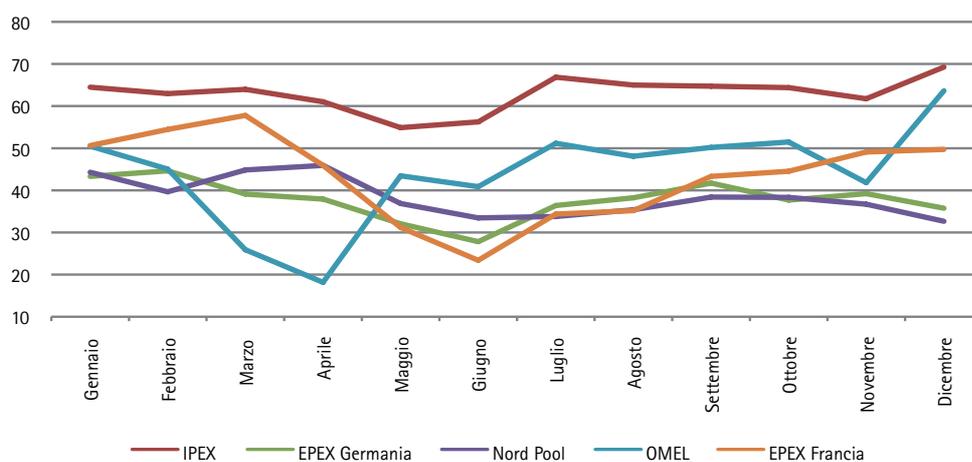


FIG. 2.13

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2013

Valori medi *baseload*, €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

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

La scarsa liquidità del mercato MTE, in termini di contratti conclusi

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

TAV. 2.19

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

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

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

Mercati per l'ambiente

Il meccanismo dei certificati verdi

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

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

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

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

anche agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, indipendentemente dalla fonte.

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

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

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

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

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

La liquidità del mercato è stata di poco inferiore al 17%, in aumento rispetto al 2012, quando si era attestata a un valore pari al 12%. I certificati verdi con anno di riferimento 2012 e 2013 sono stati

scambiati in quantità nettamente predominante (rispettivamente pari a circa 3,6 e 3,8 milioni) rispetto a quelli riferiti ad altri

anni di produzione e, in particolare, hanno raggiunto una quota complessiva pari al 97,4% del totale degli scambi.

TAV. 2.20

Esiti della contrattazione dei certificati verdi nel 2013

Certificati negoziati in MWh; prezzo medio in €/MWh

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

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

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

I TEE vengono rilasciati a seguito di incrementi di efficienza energetica per una durata di cinque-otto anni e hanno valore proporzionale al risparmio energetico addizionale conseguito,

secondo il c.d. "coefficiente di durabilità". Essi sono emessi dal GME a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori, delle società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO), dei soggetti che hanno ottemperato all'obbligo di nomina dell'*energy manager* ai sensi della legge 9 gennaio 1991, n. 10 e, a partire dal 2013, delle società che provvedono volontariamente alla nomina dell'*energy manager* ovvero si dotino di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001.

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

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

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

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

I soggetti obbligati (ovvero i distributori che alla data del 31 dicembre, per due anni antecedenti a ciascun obbligo, abbiano

connessi con la propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali) possono soddisfare i propri obblighi di risparmio energetico anche acquistando i relativi TEE da altri soggetti con contrattazioni bilaterali o su un apposito mercato organizzato e gestito dal GME, che ne ha predisposto, d'intesa con l'Autorità, le regole di funzionamento.

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

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

TAV. 2.21

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

Quantità in tep; prezzi in €/tep

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Mercato finale della vendita

La tavola 2.22 quantifica il numero di operatori presenti nelle tre articolazioni del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali e dei rispondenti all'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas. Nel 2013 hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di svolgere (anche per un periodo limitato

dell'anno) l'attività di vendita nel mercato di maggior tutela 136 soggetti, di cui 134 hanno risposto all'Indagine; le imprese che hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita nel mercato libero sono invece 381: l'84% di queste hanno risposto all'Indagine e tra loro ve ne sono 54 che hanno comunicato di essere rimaste inattive

nel corso dell'anno.

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

elettrica anche per un periodo limitato dell'anno) erano pari a 136 nella maggior tutela, tre nella salvaguardia e 336 nel libero.

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

TAV. 2.22

Imprese di vendita di energia elettrica nel 2013

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

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

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

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

La tavola 2.23 presenta la ripartizione per tipologia di mercato delle vendite finali di energia elettrica nel 2013 al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete, nonché del numero totale dei clienti (approssimato, qui come in tutti i paragrafi dedicati alla vendita, dal numero dei punti di prelievo conteggiati secondo il criterio del pro die). La tavola è costruita sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori al mercato libero. I risultati dell'Indagine raggiungono una copertura del 95% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2013¹⁵ (ma questa percentuale può cambiare, tenuto conto della natura pre-consuntiva dei dati utilizzati, sia di fonte Terna, sia dell'Indagine

annuale condotta dall'Autorità presso i venditori).

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

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

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

TAV. 2.23

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

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.

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

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

libero, dove anche quelli "vecchi" si spostano sempre di più nel tentativo di trovare condizioni migliori; tutti comunque consumano sempre di meno, forse perché cambia progressivamente la dotazione dei durevoli o si è sempre più attenti alle questioni ambientali, ma, molto probabilmente, anche per ridurre la spesa energetica.

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

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

TAV. 2.24

Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione

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

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

salvaguardia è diminuita (nel 2012 la quota era del 3,3%), la quota di energia servita dalla salvaguardia ai clienti connessi in alta tensione è aumentata (nel 2012 era pari allo 0,3%).

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

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

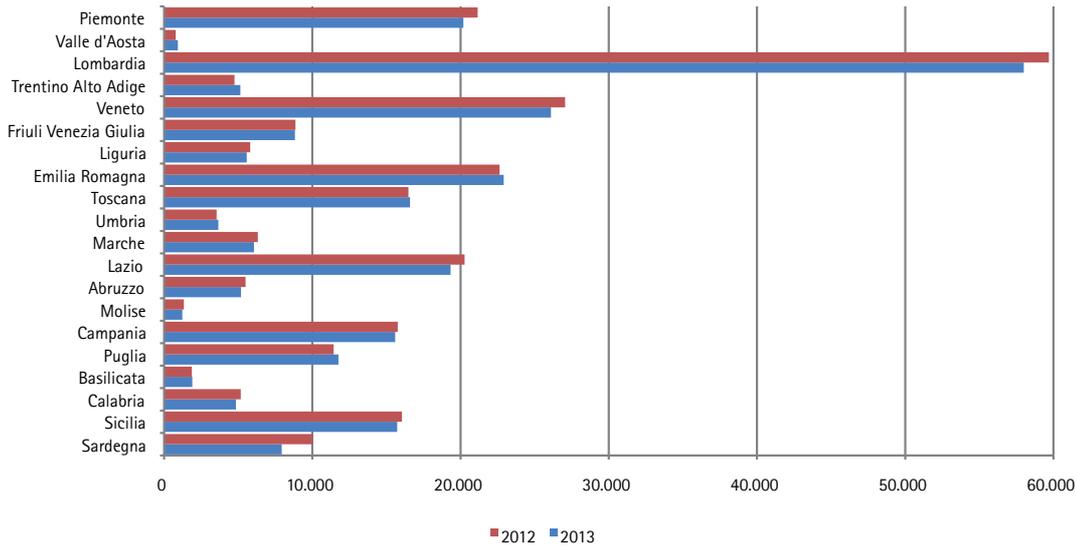


FIG. 2.14

Vendite al mercato finale nel 2012 e nel 2013 per regione GWh

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

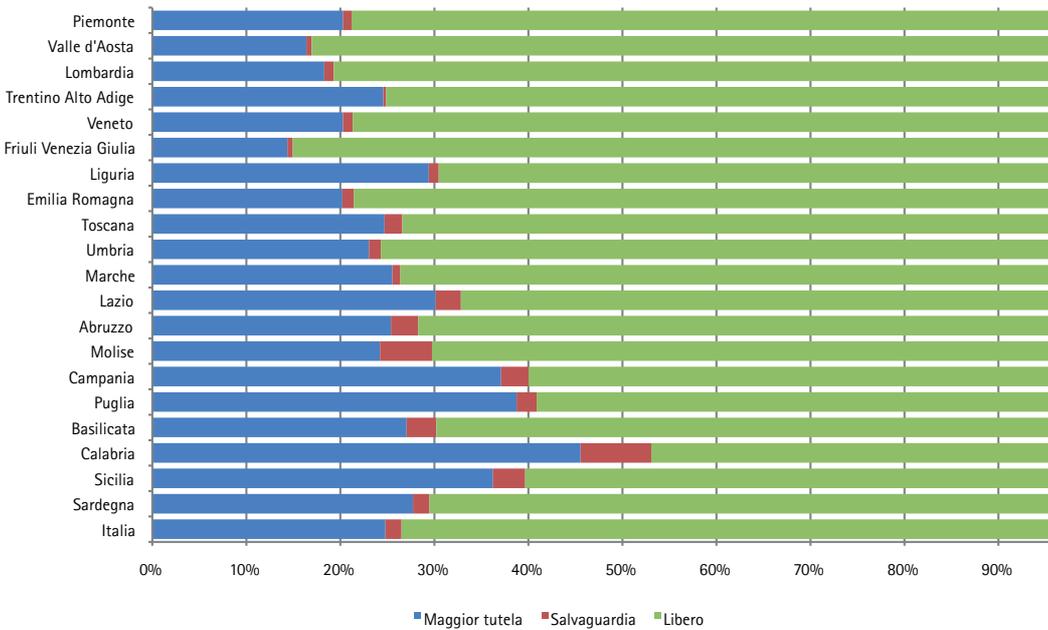


FIG. 2.15

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

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

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

Il gruppo Enel resta l'operatore dominante nel segmento della vendita finale, nonostante la costante erosione delle sue quote di mercato nei vari segmenti; nel 2013 il suo peso nel mercato totale è sceso al 34,9%, contro il 37,8% del 2012. L'importanza di Enel è massima nel segmento domestico, al quale fornisce ancora il 76% dell'energia da questo consumata, e rimane molto rilevante anche nel segmento non domestico connesso in bassa tensione, dove è pari al 43%. Rispetto al 2012, tuttavia, Enel ha perso la prima

posizione negli altri due segmenti, cioè quello delle vendite a clienti non domestici connessi in media e in alta/altissima tensione, in favore nel primo caso del gruppo Edison e nel secondo caso del gruppo Green Network Luce & Gas.

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

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

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

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

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

TAV. 2.25

Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2013

GWh

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.26

Tassi di switching dei clienti finali nel 2012 e nel 2013

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

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

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

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

Come in passato, tuttavia, tra la clientela non domestica il

segmento più dinamico in termini di punti di prelievo è rimasto quello dei clienti connessi in media tensione.

Servizio di maggior tutela

Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese¹⁸ connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero. Il servizio è garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 clienti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

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

¹⁷ I dati di *switching* sono stati rilevati utilizzando la definizione prevista dalla Commissione europea, ovvero l'attività di *switching* è intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

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

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

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

TAV. 2.27

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

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

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

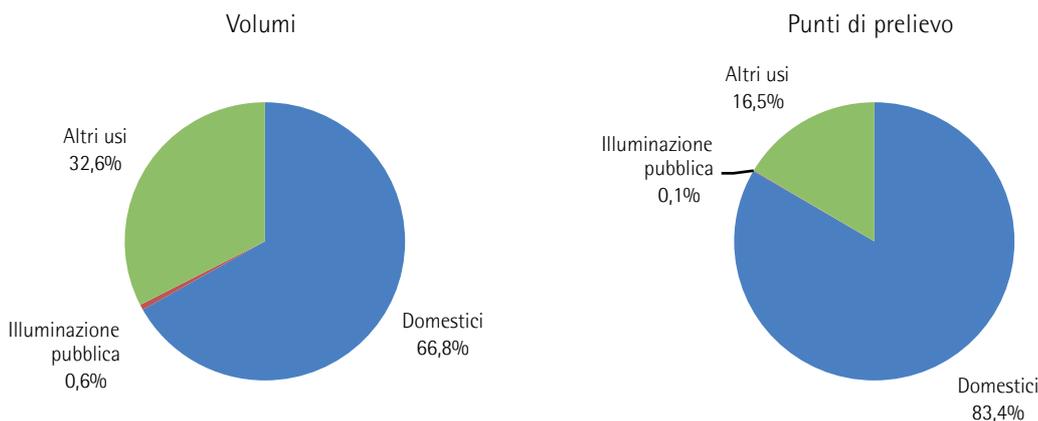


FIG. 2.16

Quote di consumo e clienti serviti in maggior tutela

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La porzione di clienti a tariffa bioraria obbligatoria è cresciuta di un punto percentuale rispetto allo scorso anno, mentre quella dei

clienti con tariffa monoraria si è ridotta di quasi un punto percentuale.

TAV. 2.28

Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2013

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.29

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

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

1.058 kWh del 2012, il consumo medio dei non residenti.

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

TAV. 2.30

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

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

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

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

Otto regioni registrano una quota di punti di prelievo compresa tra il 2% e il 7%, mentre sono cinque le regioni la cui numerosità dei punti di prelievo è inferiore al 2% (i punti di prelievo di Molise e Valle d'Aosta sono meno dell'1% del totale).

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

TAV. 2.31

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

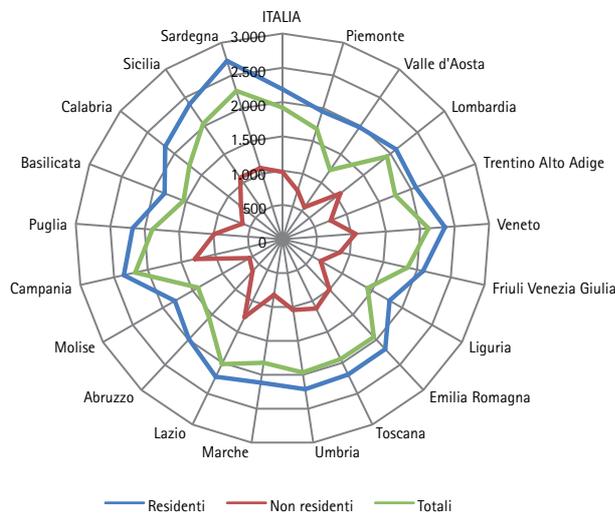
Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come lo scorso anno, i consumi medi restano relativamente poco differenziati sul territorio, specie se si considerano quelli dei clienti domestici residenti (Fig. 2.17). Le uniche eccezioni sono date – in avanzo – dalla Sardegna, che per i residenti mostra un consumo

medio di oltre 500 kWh più elevato rispetto alla media nazionale, e – in deficit – da Molise, Liguria e Basilicata, dove i domestici residenti evidenziano un consumo medio di circa 400 kWh inferiore alla media nazionale.



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.17

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

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.32

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

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

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

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

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

TAV. 2.33

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

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

La distribuzione regionale dei clienti non domestici (altri usi) è illustrata nella tavola 2.34. Anche in questo caso la Lombardia risulta la regione più importante in termini sia di numero di punti di prelievo (12,9% del totale nazionale), sia di volumi

acquistati (17,1%) del totale nazionale. Molto rilevanti sono anche Lazio, Sicilia e Campania, che contano ciascuno intorno al 9% del totale nazionale, in termini sia di punti di prelievo, sia di energia acquistata. Seguono, a breve distanza, Puglia, Emilia Romagna, Toscana, Veneto e Piemonte, con quote uniformi di punti di prelievo (le cinque regioni insieme raggiungono il 37,1% del totale nazionale) e di volumi acquisiti (complessivamente il 36,1% del totale).

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

TAV. 2.34

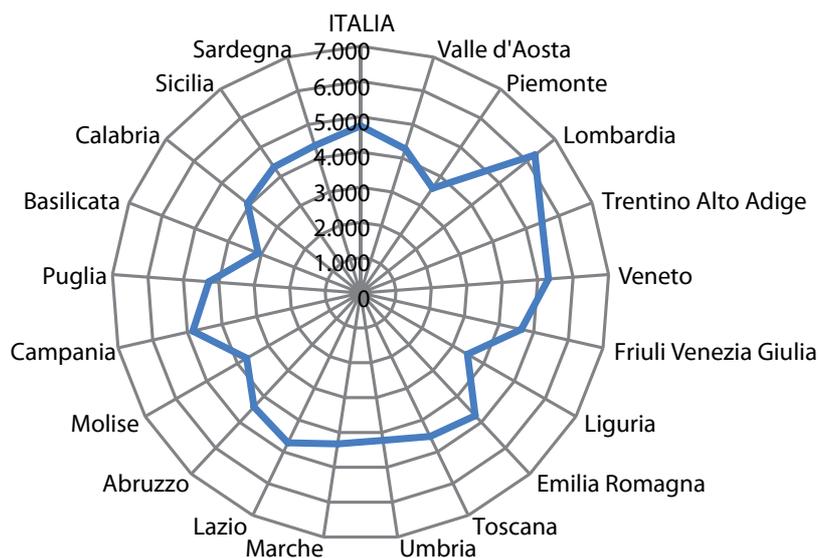
Clients non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2013

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.18

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



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

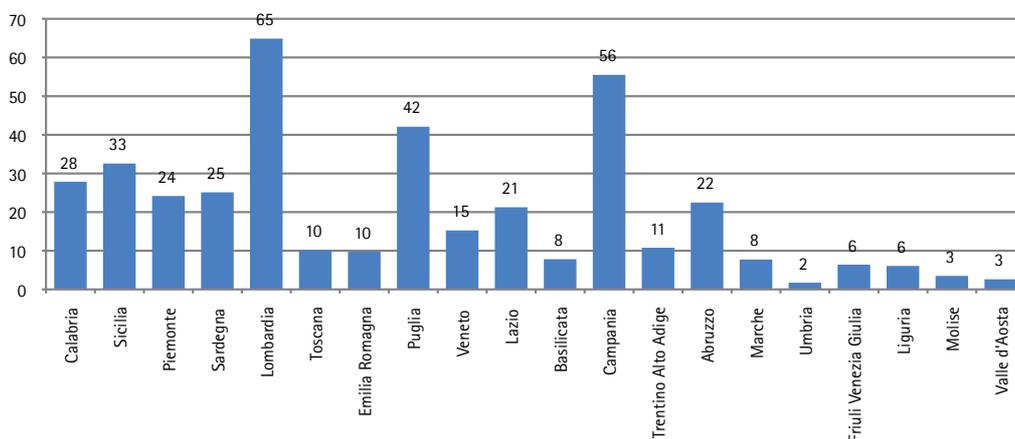
Da sottolineare è anche che la condizione economica assolutamente prevalente tra gli altri usi è la multioraria: essa è infatti applicata al 95,6% dei punti di prelievo e al 96,1% dei volumi venduti. L'alternativa è la condizione monoraria, che appartiene al 4% dei punti di prelievo (3,5% dei volumi).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

tipologia contrattuale.

La tavola 2.35, infine, illustra la ripartizione dei volumi (398 GWh) e dei punti di prelievo (circa 20.000) relativi agli usi dell'energia elettrica per illuminazione pubblica. Più della metà dei punti di prelievo (55,8%) ricade nelle prime due classi di consumo, che insieme acquisiscono poco meno del 10% dei volumi complessivamente venduti. Un quarto dei punti di prelievo, che acquista il 54,7% dell'energia venduta per illuminazione pubblica, si colloca nelle due classi di consumo comprese tra 20 e 100 MWh. Se si aggiunge anche la classe di consumo che va da 100 a 500 MWh annui, la quota dell'energia acquisita sale al 78% circa, mentre quella dei punti di prelievo passa al 28%. Nella figura 2.19 si vede la ripartizione per regioni dell'energia acquistata tramite il servizio di maggior tutela per l'illuminazione pubblica. I consumi maggiori si osservano, ancora una volta, in Lombardia (65 GWh), seguita dalla Campania (56 GWh) e dalla Puglia (42 GWh). Nel grafico, le regioni sono presentate in ordine decrescente per ampiezza della superficie: i consumi, in effetti, mostrano un trend decrescente, seppure con diverse eccezioni.

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

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

Le operazioni societarie più rilevanti, avvenute nel corso del 2013

tra gli esercenti il servizio di maggior tutela, sono le seguenti:

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

TAV. 2.35

Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2013
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

FIG. 2.19

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

- a fine anno Astea ha ceduto l'attività ad Astea Energia, così come CVA Trading ha incorporato Vallenergie, entrando così nel mercato tutelato;
- dall'inizio del 2014 Energie Offida ha ceduto l'attività a Marche

Energie, una *joint venture* appositamente costituita che è al 70% di Estrà Energie e al 30% di Odoardo Zecca;

- dal 10 gennaio 2014, infine, ASPM Soresina Servizi ha incorporato Soresina Reti e Impianti.

TAV. 2.36

Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2013

Volumi in GWh; quota percentuale

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Mercato libero

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

la metà di quello del 2007, anno di completa apertura del mercato. Come sempre l'incremento delle imprese di vendita è avvenuto a carico delle classi di operatori più piccole. Infatti, i venditori con volume complessivo compreso tra 0,1 e 1 TWh sono passati da 56 a 59 unità, ma soprattutto quelli con vendite inferiori a 0,1 TWh sono cresciuti da 141 a 180. Tra i grandi è da sottolineare il passaggio di Eni dalla seconda alla prima classe, per questo il numero di venditori oltre 10 TWh è cresciuto di un'unità, mentre è diminuita in modo corrispondente la classe di imprese con vendite da 5 a 10 TWh.

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

TAV. 2.37

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

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

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

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

Le prime tre classi di operatori (ovvero i primi 33 operatori, corrispondenti al 12% dei principali venditori attivi) hanno coperto l'86,8% circa delle vendite complessive del 2013; le stesse cifre, calcolate nel 2012 erano, rispettivamente pari a 14% e 87%; in pratica lo stesso livello di consumi è oggi soddisfatto da una porzione lievemente più ampia di imprese. Il risultato dello spostamento dei volumi da una

classe di operatori all'altra e dell'affacciarsi di un sempre maggior numero di essi al mercato è stato, ovviamente, il verificarsi di una riduzione generalizzata dei volumi medi unitari di vendita, proprio perché l'invarianza delle quantità di vendita si è distribuita tra un numero complessivamente più ampio di operatori, con l'unica eccezione degli operatori medio grandi, i cui volumi medi unitari sono cresciuti del 13,5% rispetto al 2012. Nella tavola 2.38, i dati raccolti dall'Autorità sono ripartiti per tipologia di cliente e per tensione; i clienti serviti nel mercato libero sono cresciuti in modo generalizzato, con tassi di variazione in alcuni casi molto elevati. Spiccano, in particolare, il settore domestico – nel quale i punti di prelievo sono saliti del 22,5% rispetto al 2012 – l'illuminazione pubblica connessa in media tensione e i clienti non domestici allacciati in alta o altissima tensione.

TAV. 2.38

Mercato libero per tipologia di cliente e tensione

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

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

Tra i domestici, la classe più rilevante è quella con consumi compresi tra i 2.500 e i 3.500 kWh/anno, che conta per il 22,9% in termini di numerosità di clienti e per il 28,5% in termini di prelievi (Tav. 2.38). Altrettanto importanti per quote di clienti, ma meno ampie in termini di consumi sono anche le due classi precedenti (1.000-1.800 e 1.800-2.500 kWh). In ogni classe i consumi medi

che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano del medesimo ordine di grandezza, seppur lievemente superiori, a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela (Tav. 2.30).

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

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

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

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

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.39

Mercato libero domestico nel 2013 per classe di consumo
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TAV. 2.40

Mercato libero domestico nel 2013 per condizione contrattuale applicata
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TAV. 2.41

Mercato libero non domestico nel 2013 per classe di consumo

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.42

Mercato libero non domestico nel 2013 per livello di tensione

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

I livelli regionali di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero sono esposti nella tavola 2.43. Gli indici di concentrazione utilizzati a livello territoriale si riferiscono alla quota di mercato dei primi tre operatori (singoli esercenti e non gruppi societari) e alla percentuale dei punti

di prelievo da questi serviti. Come in passato, anche nel 2013 le regioni settentrionali, fatta eccezione per la Valle d'Aosta e il Trentino Alto Adige, presentano indici di concentrazione mediamente più contenuti rispetto a quelli meridionali. In particolare, Lombardia, Piemonte e Veneto risultano, nell'ordine,

TAV. 2.43

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

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

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

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

Nel 2013, infatti, la sua quota di vendita a clienti liberi ha di nuovo toccato un punto di minimo relativo (17,7%), inferiore anche al valore del 2010 (19%), finora registrato come il più basso. Lo scorso anno, inoltre, si è accorciata la distanza con il secondo gruppo,

Edison, la cui incidenza si è invece accresciuta rispetto al 2012, essendo passata dal 9% al 9,9%. Lo stesso è accaduto al gruppo Eni, che dal 5% del 2012 è salito al 5,5%. In quarta posizione è entrato il gruppo Green Network Luce & Gas che, come si è visto nelle pagine precedenti, ha venduto molta energia ai clienti allacciati in alta o altissima tensione.

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

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

TAV. 2.44

Primi venti gruppi di vendita
al mercato libero nel 2013

Volumi in GWh; quota percentuale

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

Inoltre, sempre nel 2013, si sono realizzate le seguenti variazioni:

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

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

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

Nel 2013 cinque imprese hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori dell'Autorità di aver avviato l'attività di vendita di energia elettrica a clienti finali liberi; tutte risultano attive anche nell'ingrosso elettrico e nella vendita di gas naturale a clienti finali, tre

di loro, inoltre, hanno dichiarato di vendere anche gas all'ingrosso. Ventisette imprese hanno dichiarato di aver avviato l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di energia elettrica, mentre quattro società hanno dichiarato di aver cessato la medesima attività.

La dimensione media delle imprese che effettuano la vendita di energia elettrica all'ingrosso o a clienti finali è piuttosto piccola e risulta diminuita rispetto all'anno precedente. In media le imprese di vendita sul mercato libero operano con 8,6 addetti (Tav. 2.45). Più dell'83% dei venditori¹⁹ opera con meno di dieci addetti, ma vende il 49% scarso dell'energia complessiva. Il restante 51% dei volumi venduti sul mercato libero è fornito dal 16,6% dei soggetti che opera con un numero di addetti compreso tra dieci e 250.

TAV. 2.45

Ripartizione delle imprese che vendono energia elettrica per classe di addetti
Volumi in M(m³)

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

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

Servizio di salvaguardia

Tutti i clienti che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, ma che non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela, sono ammessi al servizio di salvaguardia. Dall'1 maggio 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta²⁰. Le imprese che sono state selezionate con la procedura concorsuale per esercitare il servizio di salvaguardia negli anni 2011, 2012 e 2013 sono: Enel Energia (per Umbria, Marche, Sardegna, Campania, Basilicata, Calabria e Sicilia), Exergia (per Piemonte,

Valle d'Aosta, Liguria, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna) e Hera Comm (per Lombardia, Toscana, Lazio, Abruzzo, Molise e Puglia).

Nel 2013, oltre alle tre società indicate, si è aggiunta per un breve periodo anche la società A.E.M. Comune di Chiomonte. A seguito della risoluzione del contratto di trasporto tra l'impresa distributrice e la società Exergia, infatti, l'Autorità²¹ ha designato A.E.M. Comune di Chiomonte (in quanto esercente la maggior tutela) a svolgere transitoriamente il servizio di salvaguardia nell'ambito del territorio di competenza, a partire dall'1 ottobre 2013 e fino al nuovo svolgimento delle procedure concorsuali.

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

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

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

TAV. 2.46

Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente nel 2013

Volumi in GWh;
punti di prelievo in migliaia

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.47

Servizio di salvaguardia nel 2013 per regione

Volumi in GWh;
punti di prelievo in migliaia

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

- Enel Energia per i territori di otto regioni: Veneto, Emilia

Romagna, Friuli Venezia Giulia, Sardegna, Campania, Abruzzo, Calabria e Sicilia;

- Hera Comm per i territori delle restanti 12 regioni, vale a dire: Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Lombardia, Toscana, Marche, Umbria, Lazio, Puglia, Molise e Basilicata.

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

La contrazione dei prelievi sembrerebbe, quindi, quasi interamente dovuta alla riduzione della platea servita in questo mercato. Non a caso, il consumo medio è cresciuto per tutti i tipi di clienti, salvo che per gli altri usi in bassa tensione, dove è rimasto pressoché invariato. Il calo dei consumi e degli acquirenti serviti in questo mercato costituisce, per certi aspetti, un segnale positivo sull'andamento dell'economia, perché il servizio di salvaguardia è anche il regime in cui finiscono gli utenti del mercato libero che perdurano in una condizione di morosità²². È probabile che negli anni scorsi le difficoltà economiche attraversate dai clienti industriali e commerciali abbiano fatto salire il numero degli utenti morosi e, per conseguenza, anche quello degli utenti serviti in salvaguardia;

la loro riduzione potrebbe, pertanto, essere il segnale di un rientro su numeri, per così dire, fisiologici.

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

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

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

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

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

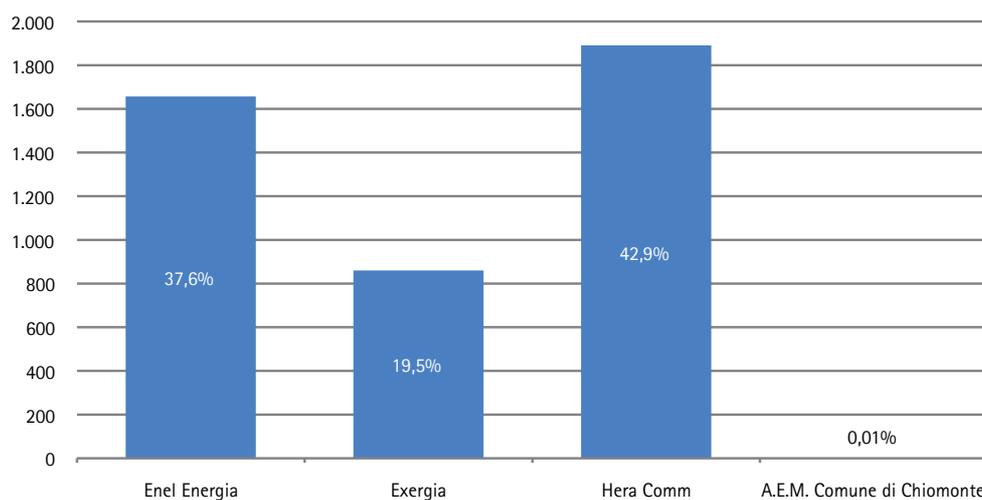


FIG. 2.20

Venditori del servizio di salvaguardia nel 2013
GWh e quota percentuale

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Con la delibera 19 dicembre 2013, 607/2013/R/eel, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare per l'anno 2014 le tariffe relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2014 risulta pari a 2,779 c€/kWh. Nella tavola 2.48 tale tariffa media viene confrontata con quella

relativa al 2013, calcolata sulla base degli stessi volumi utilizzati per il calcolo delle tariffe di distribuzione per l'anno 2014. I valori delle componenti UC3 e UC6 considerate nel calcolo per gli anni 2013 e 2014 sono, rispettivamente, quelli fissati con le delibere 28 dicembre 2012, 581/2012/R/com e 27 dicembre 2013, 641/2013/R/com, con riferimento al primo trimestre dei due anni.

TAV. 2.48

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

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	UC ₃ e UC ₆	TOTALE
2013	0,586	1,766	0,271	0,097	2,720
2014	0,610	1,808	0,257	0,104	2,779
Variazione assoluta	0,024	0,042	-0,014	0,007	0,059
Variazione %	4,1%	2,4%	-5,2%	7,2%	2,2%

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.49

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

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

Fonte: AEEGSI.

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

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.50

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

Prezzi del mercato al dettaglio

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

Per quanto riguarda invece le vendite relative al servizio di maggior tutela, il prezzo medio si è attestato sui 105,52 €/MWh. Questo prezzo è stato rilevato chiedendo agli esercenti il servizio di maggior tutela di includere esclusivamente le seguenti componenti (già

inclusive delle perdite di rete): PED (PE+PD), PCV, DISPBT e PPE, ovvero le voci relative all'acquisto e al dispacciamento dell'energia elettrica, i costi di commercializzazione della vendita e le componenti di perequazione.

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

TAV. 2.51

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

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

(A) Dati provvisori.

(B) Bassa tensione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come emerso nelle conclusioni dell'Indagine conoscitiva in materia, di cui alla delibera 7 agosto 2013, 366/2013/E/com, occorre considerare che le offerte sul mercato libero sono più articolate e comprendono spesso servizi accessori (per esempio, polizze assicurative o strumenti per l'efficienza energetica) e talvolta sono caratterizzate da strutture di prezzo, come quelle a prezzo bloccato, che comportano meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi diversi da

quello della maggior tutela, che si muove con cadenza trimestrale. Nel 2013 il prezzo medio sul mercato libero per l'approvvigionamento dell'energia elettrica si distribuisce per classe di consumo e livello di tensione, rispettivamente per la clientela domestica e per la clientela non domestica, secondo quanto illustrato nelle tavole 2.52 e 2.53. Si osserva che il cliente non domestico medio in bassa tensione nel mercato libero presenta un consumo medio di 16.900 kWh/anno.

TAV. 2.52

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

Volumi in GWh; prezzi in €/MWh

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

(A) Dati provvisori.

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

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.53

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

Quantità energia in GWh; prezzi in €/MWh

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

(A) Dati provvisori.

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

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Approvvigionamento dell'Acquirente Unico

Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica avvenuta l'1 luglio 2007, ai sensi della legge n. 125/07, di conversione del decreto legge n. 73/07, l'Acquirente unico è il soggetto che svolge l'attività di

approvvigionamento per i clienti che usufruiscono del servizio di maggior tutela, servizio rivolto ai clienti domestici e alle piccole imprese che non hanno un venditore sul mercato libero. I clienti che, pur non avendo un venditore sul mercato libero, non rientrano tra gli aventi diritto alla maggior tutela sono serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia, svolto da

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

La tavola 2.54 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre

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

TAV. 2.54

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2013
GWh, al lordo delle perdite di rete

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

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Acquirente unico.

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

Nella tavola 2.55 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di Borsa. Con riferimento al 2014²³ l'ammontare di energia elettrica acquistata sull'MGP interessa circa il 42% del fabbisogno dell'Acquirente unico.

TAV. 2.55

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2013
Incidenza delle fonti di approvvigionamento non soggette al rischio prezzo sul totale del fabbisogno nel 2013

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Acquirente unico.

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

La quota del portafoglio dell'Acquirente unico, coperta con contratti differenziali per la protezione dal rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata su MGP prevista per l'anno 2014, fa riferimento alla potenza sottostante i contratti

di cessione di capacità produttiva virtuale (contratti VPP) di tipo *baseload* per l'anno 2014 stipulati tra l'Acquirente unico ed Enel Produzione ed E.ON Energy Trading, di cui alla tavola 2.56.

TAV. 2.56

Quantità assegnate ai contratti Virtual Power Plant nel 2014

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Acquirente unico.

Per l'anno 2014 l'Acquirente unico, in esito alle aste riportate nella tavola 2.57, ha sottoscritto contratti fisici bilaterali di tipo *baseload*. Le clausole contrattuali prevedono la registrazione delle

quantità oggetto dei contratti sulla piattaforma del mercato a dell'MTE gestito dal GSE e, pertanto, la loro regolazione avviene secondo le regole di tale mercato.

TAV. 2.57

Quantità assegnate ai contratti fisici bilaterali (*baseload*) nel 2014

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Acquirente unico.

All'energia elettrica conseguente alle assegnazioni riportate nella tavola 2.57 si aggiungono le quantità contrattate direttamente su MTE. Complessivamente per l'anno 2014 la quantità di energia elettrica approvvigionata mediante contratti bilaterali

e acquisti sull'MTE risulta pari a circa 37.932 GWh, di cui 33.813 GWh *baseload* e 4.119 GWh *peakload*.

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

TAV. 2.58

Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per l'anno 2014

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Acquirente unico.

Prezzo dell'energia elettrica e inflazione

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

Il segmento dell'energia elettrica è inserito nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati", che comprende l'insieme di

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

Nel 2013 il segmento di consumo dell'energia elettrica rilevato dall'Istat ha presentato prezzi in diminuzione nella prima metà dell'anno (-0,7% nel primo trimestre 2013 rispetto al trimestre precedente e -0,5% nel secondo trimestre), in aumento nel terzo trimestre (+1,2%) e nuovamente in diminuzione nel quarto (-0,6%) (Tav. 2.59). Tali variazioni, combinandosi con gli aumenti, anche significativi, registrati nel corso di tutto il 2012, fanno sì che complessivamente il 2013 presenti un aumento medio annuo del 2,9%, il quale, confrontato con l'1,2% del livello generale dei prezzi, porta a una crescita, in termini reali, dell'1,7%. Nel primo trimestre di quest'anno l'indice dell'elettricità ha registrato un aumento dell'1,1% rispetto al quarto trimestre 2013. Il tasso di variazione a 12 mesi è quindi sceso, a marzo 2014, all'1,2%, che si confronta con un tasso di inflazione tendenziale pari allo 0,4%. Considerando il livello medio dell'indice energia elettrica nel 2013 (119,6), l'inflazione settoriale acquisita²⁴ per il 2014 da questo segmento di consumo è pari all'1,1%.

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

TAV. 2.59

Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica

Numeri indice 2010=100 e variazioni percentuali

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

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

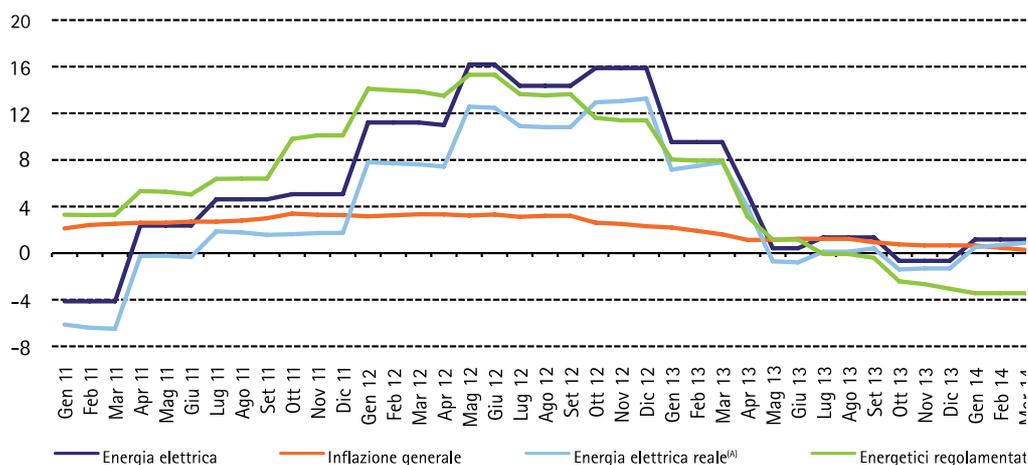
Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

L'andamento dell'elettricità appena visto ha certamente contribuito ad abbassare il tasso di variazione a 12 mesi dei prezzi dei "Beni energetici regolamentati" (Fig. 2.21) che, dopo aver toccato

il punto di massima (15,3%) a metà del 2012, nei mesi successivi è sceso in misura considerevole e continuativa, portandosi su valori negativi (decremento dei prezzi) a partire da luglio 2013.

FIG. 2.21

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



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

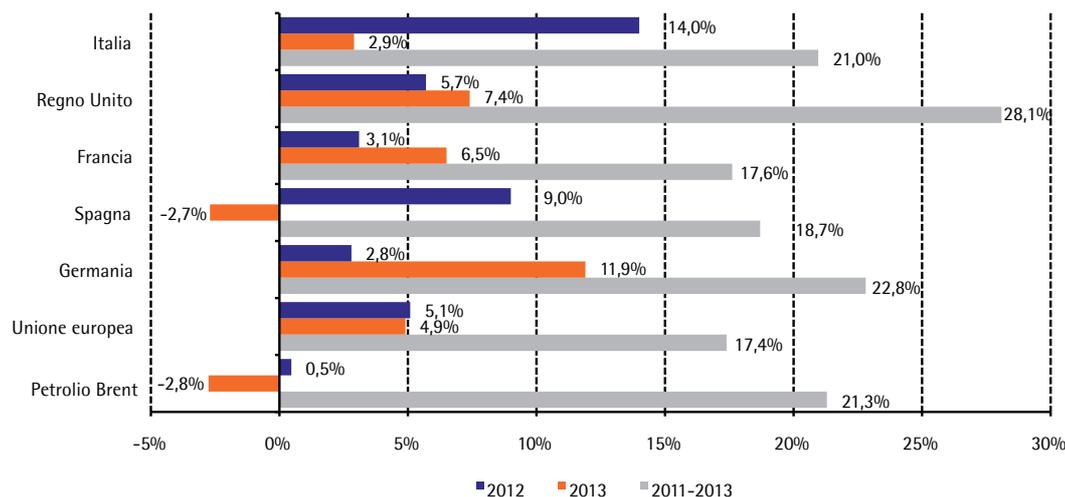


FIG. 2.22

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

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

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

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

Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

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

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

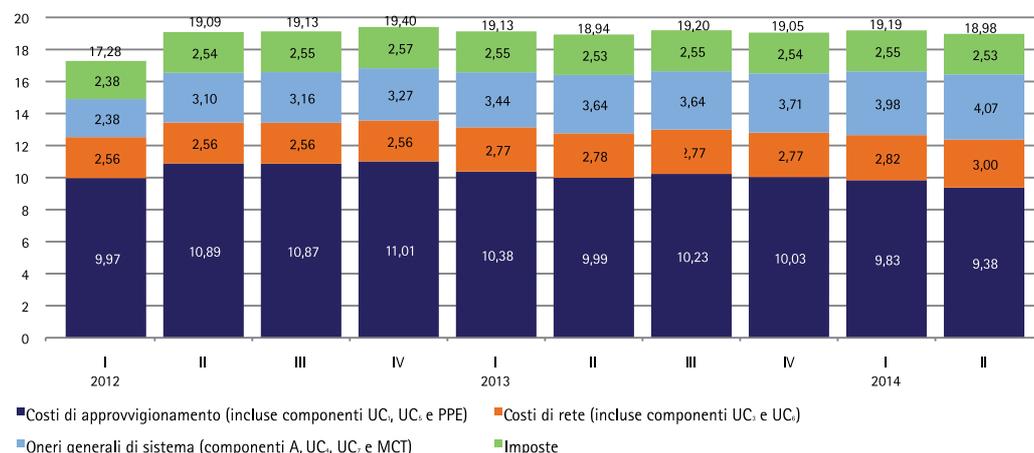


FIG. 2.23

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

c€/kWh; 2012-2014

Fonte: AEEGSI.

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

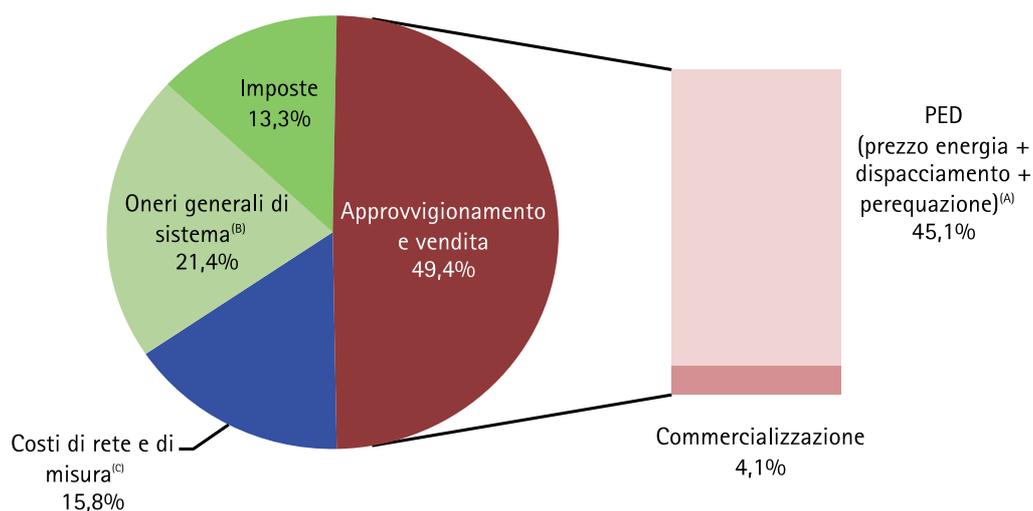
- i ribassi sistematici dei costi di acquisto dell'energia sul mercato all'ingrosso, registrati nei primi tre trimestri del 2013 e nei primi due del 2014, con una riduzione complessiva di 1,95 c€/kWh;
- l'aumento dei costi di dispacciamento nel terzo trimestre 2013 (+0,39 c€/kWh), neutralizzato per oltre la metà nel trimestre successivo (-0,21 c€/kWh) in virtù dell'applicazione delle specifiche misure di contenimento adottate dall'Autorità (delibere 30 maggio 2013, 239/2013/R/eel, e 28 giugno 2013,

285/2013/R/eel);

- gli aumenti nei costi di rete, verificatisi essenzialmente nel primo trimestre 2013 (+0,21 c€/kWh) e nel secondo trimestre 2014 (+0,18 c€/kWh);
- i sensibili incrementi negli oneri generali di sistema, emersi in modo particolare nei primi due trimestri 2013 (+0,37 c€/kWh) per effetto della dinamica della componente A₃, relativa agli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate, nonché nel primo trimestre 2014 (+0,28 c€/kWh), a seguito dell'introduzione della componente Ae, volta a finanziare le agevolazioni alle imprese manifatturiere con elevati consumi di energia elettrica, di cui all'art. 39 del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83.

FIG. 2.24

Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW
Valori aggiornati al secondo trimestre 2014



(A) Il corrispettivo per l'acquisto e il dispacciamento di energia include gli elementi di perequazione PPE₁ e PPE₂.

(B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, le componenti UC₄, UC₅ e MCT.

(C) La componente a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura include le componenti UC₃ e UC₆.

Fonte: Comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

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

Le voci a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura (incluse le componenti tariffarie UC₃ e UC₆ in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incidono per il 15,8% sul prezzo lordo complessivo, in aumento rispetto al peso registrato

nell'ultimo trimestre 2013 (14,6%).

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

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

- i costi di dispacciamento (elemento PD);
- i saldi risultanti dal sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica per i clienti in maggior tutela (elementi PPE₁ e PPE₂);
- le voci relative alla commercializzazione (corrispettivi PCV e DISP_{BT}).

Infine, all'1 aprile 2014 gli oneri generali di sistema, per il consu-

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

TAV. 2.60

Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2013

ALIQUOTA	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE
A ₂	Oneri per il finanziamento delle attività nucleari residue	170
A ₃	Fonti rinnovabili e assimilate	12.763
A ₄	Regimi tariffari speciali ferrovie	459
A ₅	Finanziamento della ricerca	44
A ₆	<i>Stranded Costs</i>	0
A ₅	Bonus sociale	18
UC ₄	Imprese elettriche minori	67
MCT	Misure di compensazione territoriale	59
UC ₇	Efficienza energetica negli usi finali	197
TOTALE		13.777

Fonte: AEEGSI.

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

La continuità del servizio di trasmissione nel 2013, misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS), evidenzia un

netto miglioramento rispetto all'anno 2012. Nella tavola 2.61 è mostrato l'andamento dell'indicatore ENS relativo agli anni dal 2010 al 2013. La diminuzione della ENS è principalmente dovuta al contributo inferiore degli incidenti rilevanti.

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

due episodi: il primo, a novembre, ha interessato la provincia di Palermo per una ENS pari a 723 MWh, mentre il secondo, a dicembre, ha interessato le province di Bolzano, Belluno e Trento per una ENS pari a 440 MWh.

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

TAV. 2.61

Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti
MWh/anno

ANNO	ENS ^(A)
2010	2.175
2011	3.131
2012	4.460
2013	2.980

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

Fonte: Comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

TAV. 2.62

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

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

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

TAV. 2.63

Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici in occasione di incidenti rilevanti
Numero di episodi; MWh/anno

ANNO	INCIDENTI RILEVANTI	ENS
2012	17	447
2013	22	1.408

Fonte: Comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

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

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

Il numero medio delle interruzioni lunghe e brevi per utente

(dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna, e compresi gli incidenti rilevanti) è riportato nella tavola 2.64.

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

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

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

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

Fonte: Comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

TAV. 2.64

Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN

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

Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni

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

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2013, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese

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

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

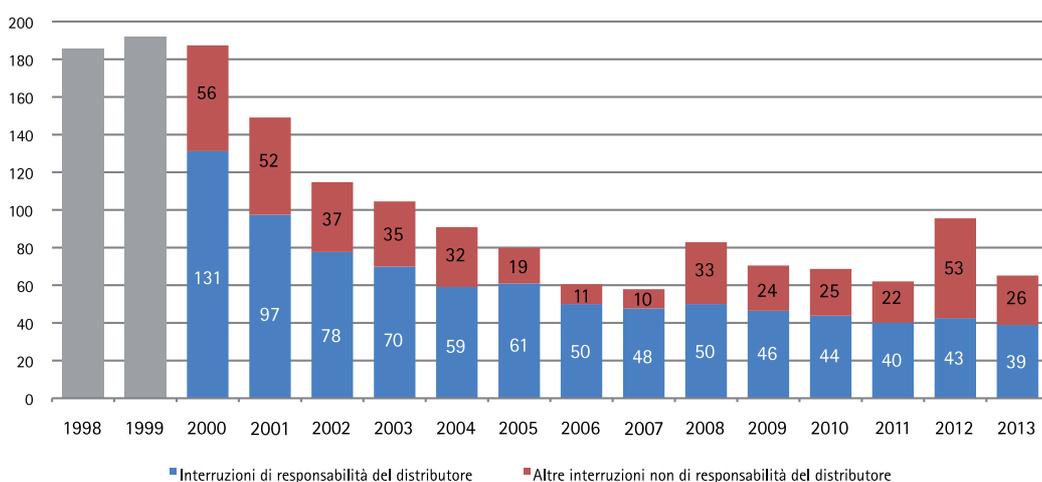


FIG. 2.25

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione

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

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

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

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

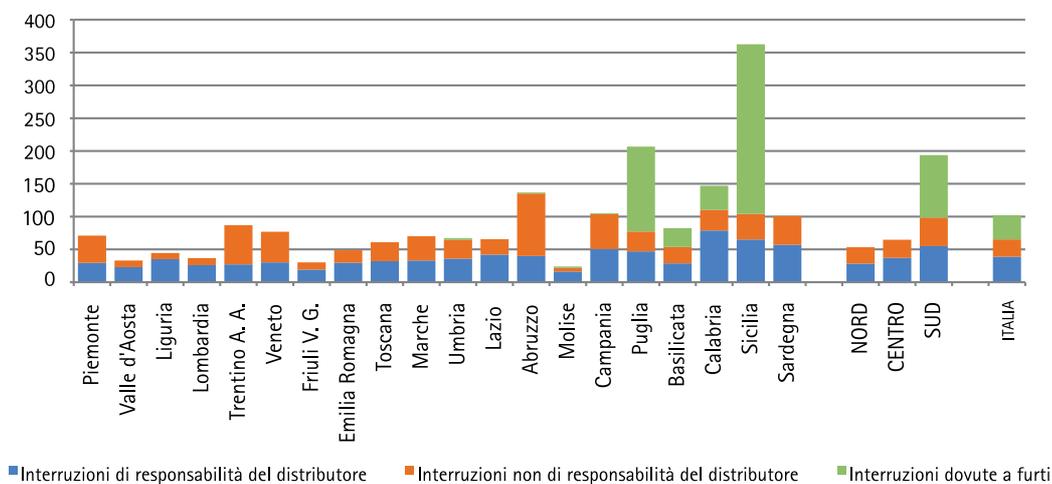


FIG. 2.26

Durata (minuti persi) delle interruzioni per utente in bassa tensione per regione
Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici^(A)

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

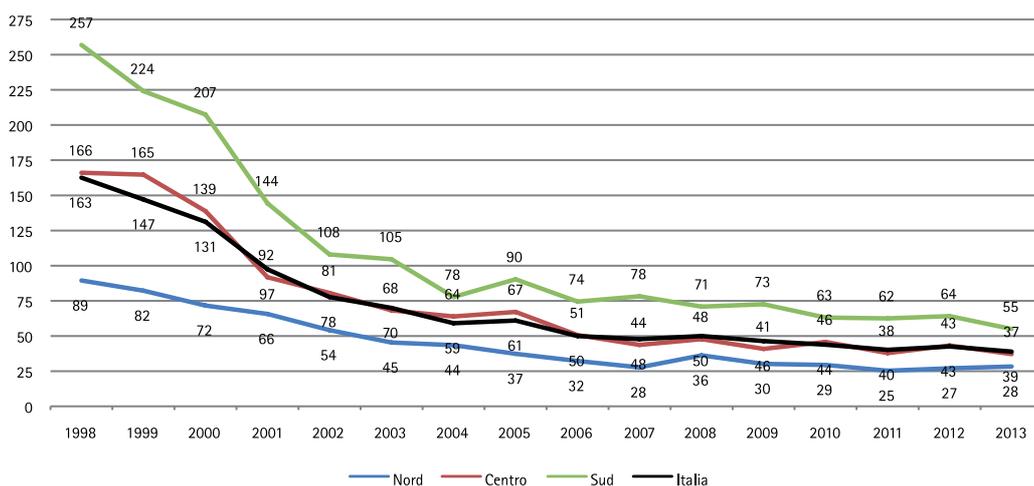


FIG. 2.27

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

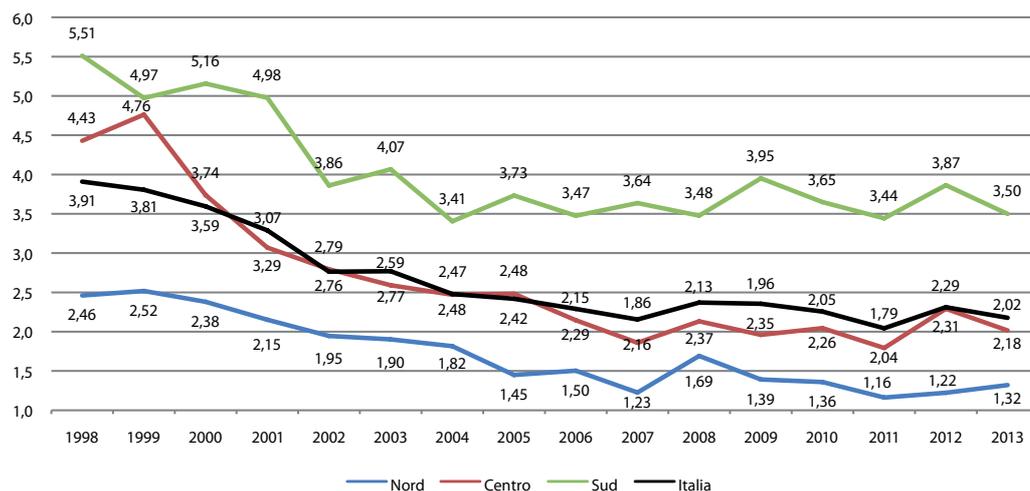
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2013 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.28

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

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



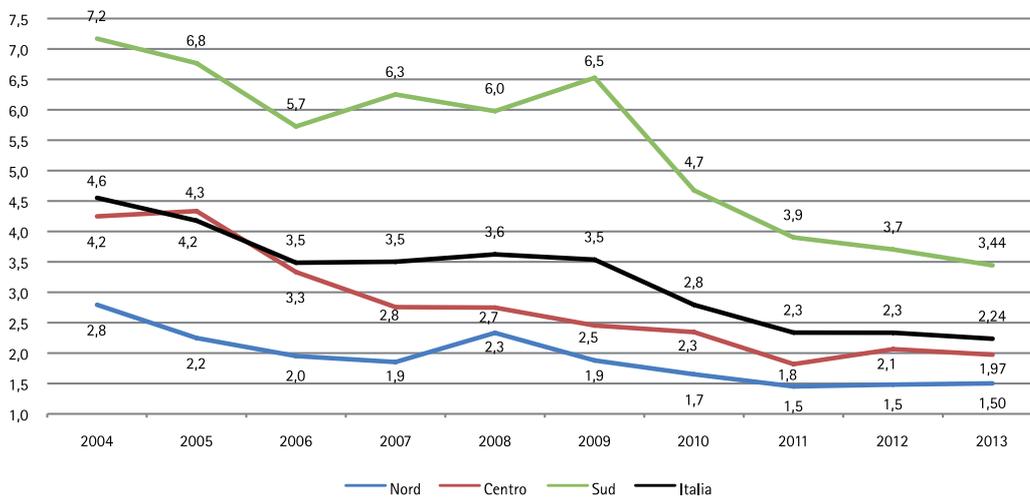
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2013 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.29

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

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



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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

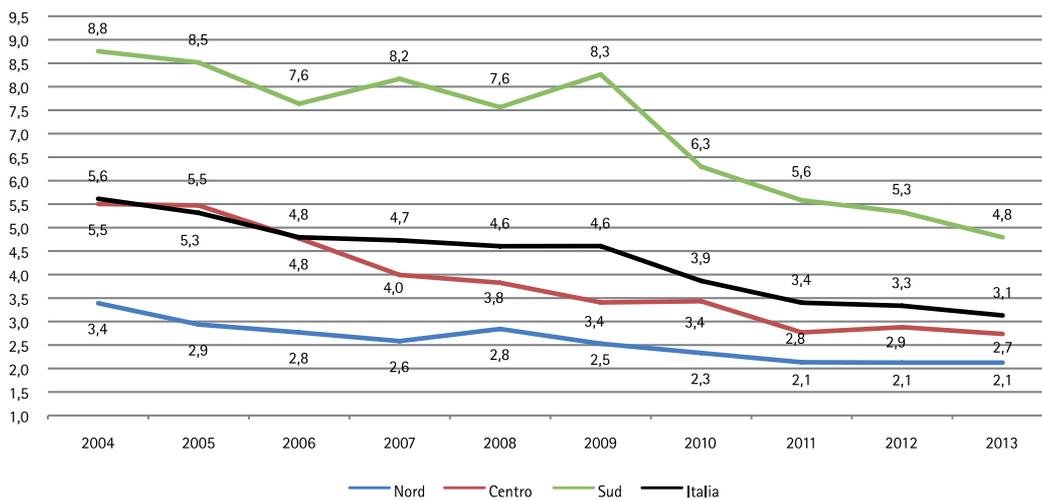


FIG. 2.30

Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici
Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici^(A)

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 2.65 mostra sia i valori di continuità del servizio a livello regionale, relativi a interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione (esclusi gli interventi dei sistemi di difesa e gli incidenti rilevanti e, per quanto riguarda la durata delle interruzioni, anche dei furti), sia, in particolare, la durata delle interruzioni senza preavviso per utente in bassa tensione,

nonché il numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie registrato nel corso del 2013. Per le regioni del Sud Italia si riporta la durata delle interruzioni dovute a furti nel periodo 2008-2013, come illustrato nella tavola 2.66. Il fenomeno dei furti appare irrilevante nelle regioni del Centro-Nord.

TAV. 2.65

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

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

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

TAV. 2.65 - SEGUE

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.66

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

Minuti persi

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

Standard di qualità individuali per utenti in media tensione

Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono anche un meccanismo di regolazione individuale di tutela per gli utenti alimentati in media tensione. Gli utenti che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità (Tav. 2.67) posso-

no ricevere un indennizzo economico. Con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento tecnico degli impianti elettrici degli utenti in media tensione, per avere diritto a tali indennizzi, gli utenti in media tensione devono aver inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità.

TAV. 2.67

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

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

Fonte: AEEGSI.

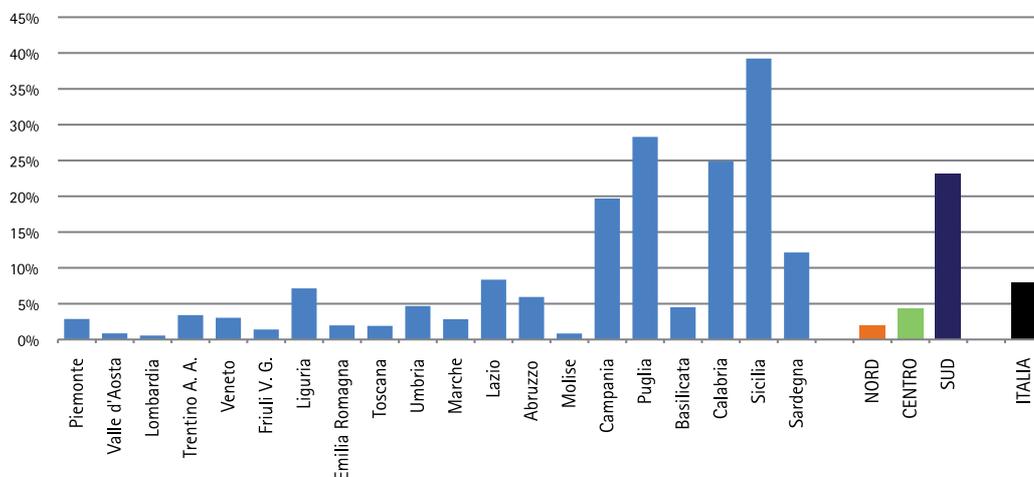
Gli utenti in media tensione che nel 2013 hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (definiti come utenti "peggio serviti"), sono localizzati in maggioranza nelle

regioni del Sud. Qui la percentuale degli utenti peggio serviti ha raggiunto il 23% (26% nell'anno 2012), ben oltre l'8% medio nazionale (Fig. 2.31).

FIG. 2.31

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

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

Gli utenti che non hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza sono soggetti al versamento di un corrispettivo tariffario specifico (CTS). L'impresa distributrice trattiene una parte predefinita del CTS e deve versarne la maggior parte al Fondo utenti in media tensione presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) (Tav. 2.68). Alla CCSE è destinata anche la quota di penalità per numero di interruzioni oltre lo standard, che le

imprese distributrici non corrispondono direttamente a indennizzo di utenti in media tensione nel caso di utenti con impianti non adeguati (Tav. 2.69). In particolare, tali ammontari vengono destinati al Conto qualità dei servizi elettrici presso la CCSE che, insieme al Fondo utenti in media tensione, ha l'obiettivo di finanziare interventi migliorativi della qualità (a partire dai premi erogati dalla regolazione premi-penalità della continuità).

TAV. 2.68

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

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.69

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

ANNO	PENALITÀ PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CORRISPOSTE A UTENTI MT COME INDENNIZZO AUTOMATICO	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
2013	4,8	2,4	2,4

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

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

Le penalità versate per l'anno 2013 hanno subito una drastica

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

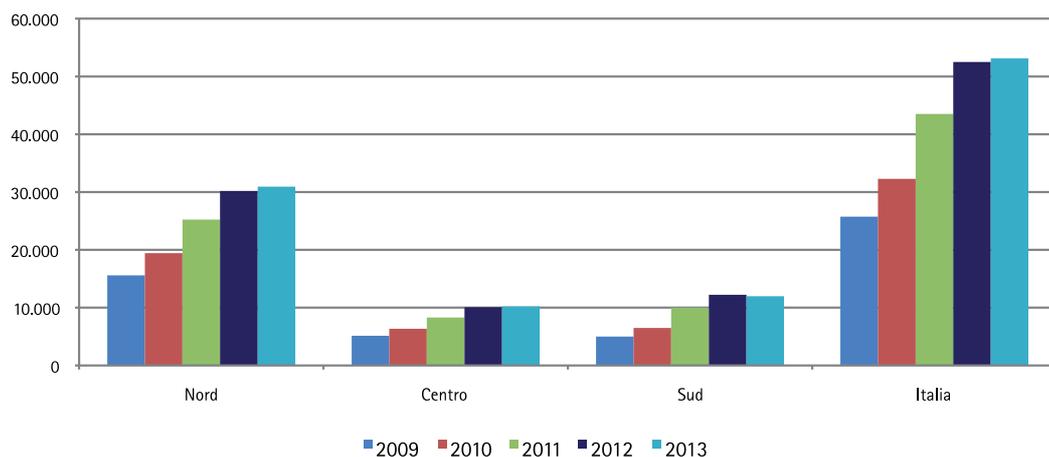


FIG. 2.32

Utenti in media tensione con impianti adeguati^(A)

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

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

La tavola 2.70 mostra il numero medio di buchi di tensione per punto di misura per l'anno 2013. La tavola fa riferi-

mento alla classificazione per celle di severità (profondità/durata) definita nella norma europea EN 50160, *Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica*, pubblicata a maggio 2011.

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

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

TAV. 2.70

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

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

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

TAV. 2.71

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

Anni 2006-2012

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

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

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

Indennizzi per interruzioni di lunga durata

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

La tavola 2.73 illustra gli indennizzi automatici che le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa tensione e in media tensione, con riferimento alle interruzioni occorse nel

2013 per il superamento di tali standard: circa 37 milioni di euro a circa 300.000 utenti in bassa tensione (in media poco più di 120 € per utente in bassa tensione) e 2 milioni di euro a circa 2.000 utenti in media tensione (in media poco più di 1.000 € per utente in media tensione).

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

TAV. 2.72

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

Ore

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

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.73

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

Numero di clienti; M€

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

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.74

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

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

Fonte: AEEGSI.

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

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

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

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

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

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

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

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

TAV. 2.75

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

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

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

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

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

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

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

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

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 2.76

Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in

bassa tensione nel 2013

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

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

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 2.77

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

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

TAV. 2.78

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

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

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

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 2.79

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

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

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

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 2.80

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

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

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

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

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

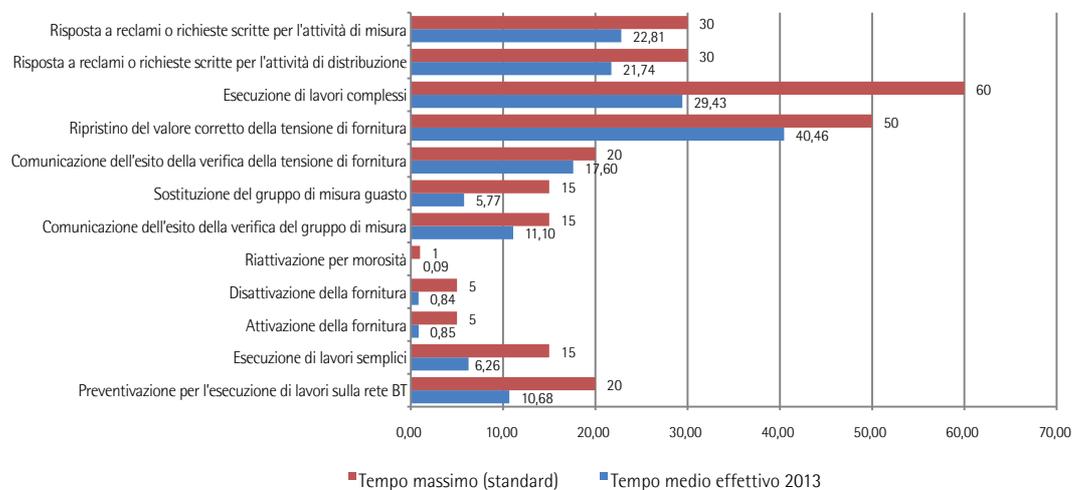
individuare tempestivamente eventuali profili di criticità.

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

FIG. 2.33

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

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

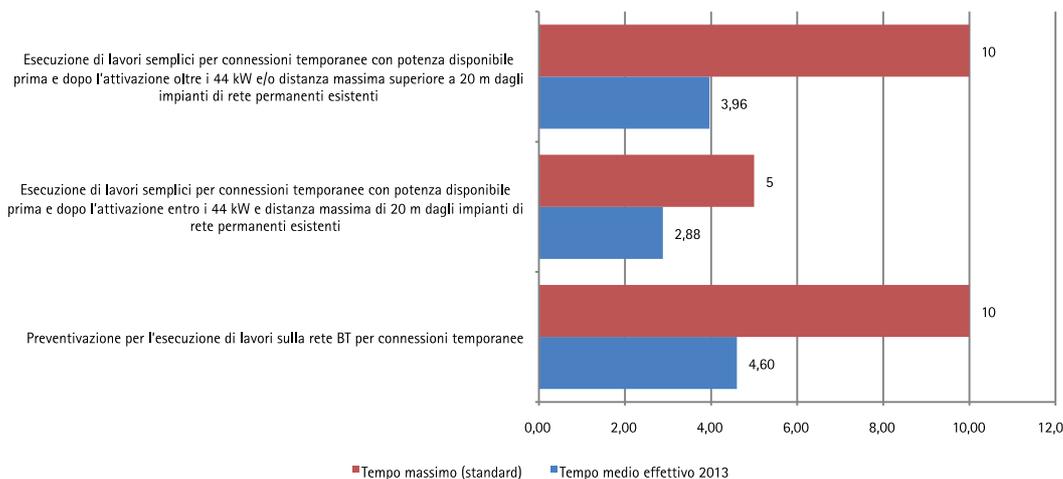


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 2.34

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

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

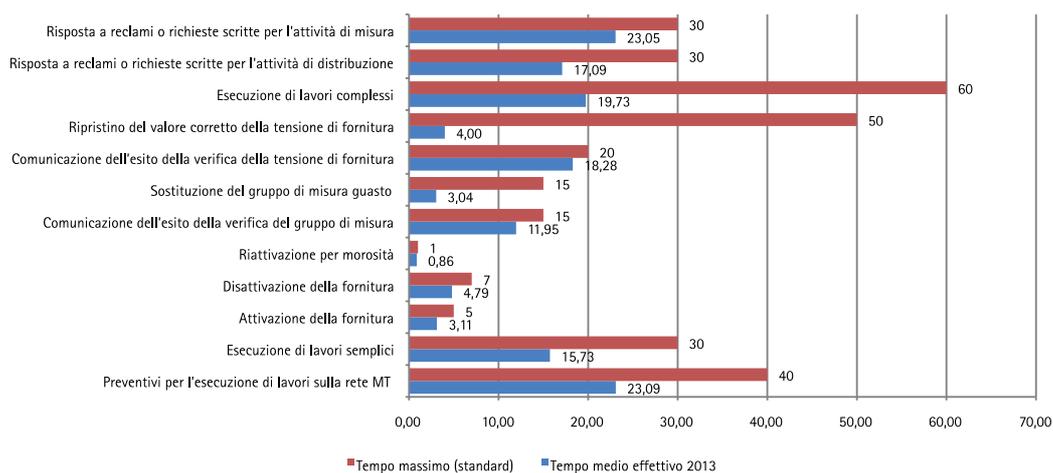


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 2.35

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

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

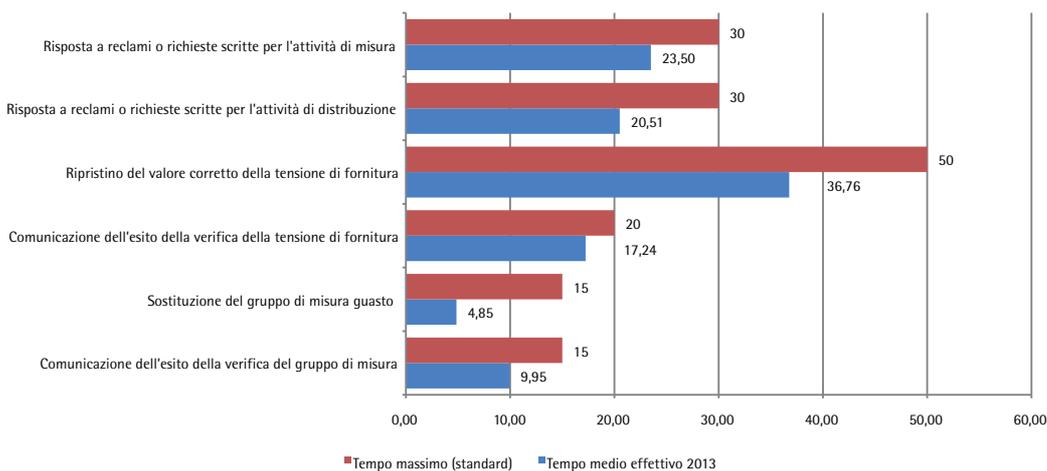


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 2.36

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

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



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

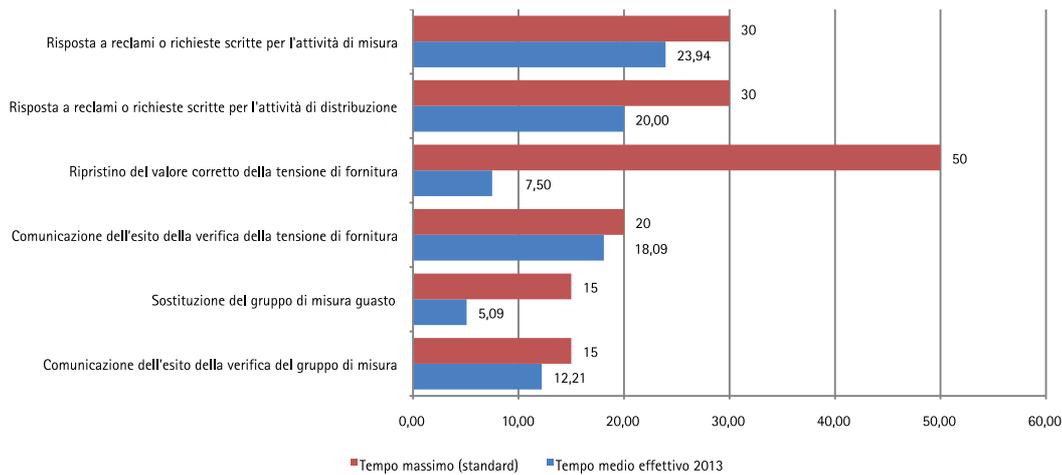


FIG. 2.37

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

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

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

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

altri dati tecnici. In caso di non rispetto dello standard per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi, è previsto un indennizzo automatico che il distributore deve versare al venditore. La tavola 2.81 illustra il numero di richieste, i tempi medi effettivi, la percentuale di casi di mancato rispetto dello standard e il numero di indennizzi corrisposti ai venditori dai distributori registrati nell'anno 2013. I dati per l'anno 2013 sono in linea con quelli relativi agli anni precedenti. Per la richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura, la percentuale di casi di mancato rispetto dello standard è superiore al 5%.

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

TAV. 2.81

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2013

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

Fonte: Dichiarazioni dei distributori all'AEEGSI.

3.

Struttura,
prezzi e qualità
nel settore gas

Domanda e offerta di gas naturale

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

La riduzione dei consumi e delle produzioni hanno messo in difficoltà, per tutto il 2013, tutti i settori energetici, compreso quello del gas. Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, lo scorso anno il consumo interno lordo si è fermato a 70,1 G(m³), registrando così un'altra diminuzione,

la terza consecutiva, del 6,5% rispetto all'anno precedente, e tornando su valori rilevati tra il 1999 e il 2000.

Con l'eccezione dell'autotrazione, i cui consumi sono saliti del 6,6%, tutti i settori hanno evidenziato un abbassamento dei prelievi, specialmente quelli per la generazione elettrica.

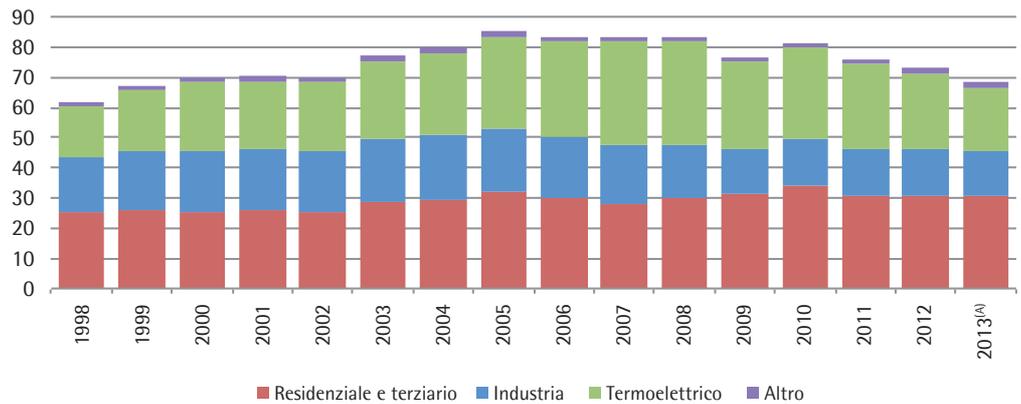
Complici le temperature relativamente miti nei mesi freddi dell'anno, i consumi del settore civile (residenziale e terziario) sono scesi dell'1,4%, passando da 31,2 a 30,8 G(m³); gli usi non energetici hanno registrato una caduta del 2,8%.

Nell'ambito degli usi produttivi un calo minore ha interessato l'agricoltura (-1,3%), seguita dall'industria, i cui consumi sono scesi a 14,6 G(m³), cioè del 2,7%.

Un altro crollo (-15,7%), invece, si è avuto per il settore termoelettrico, la cui domanda si è fermata a 21,2 G(m³), una riduzione ancor più forte di quella dello scorso anno. Se i dati verranno confermati, il consumo di gas per la produzione elettrica risulterà diminuito di 10 G(m³) in quattro anni, visto che nel 2010 superava, anche se di poco, i 30 G(m³).

FIG. 3.1

Consumi di gas naturale
per settore
G(m³)



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

Come mostra la figura 3.1, dal punto di massimo toccato nel 2005, la domanda finale complessiva è diminuita del 20%, ma la riduzione è stata quasi integralmente a carico degli usi produttivi: infatti, mentre i consumi del settore civile hanno tenuto, gli usi dell'industria e quelli della generazione elettrica si sono ridotti di circa un terzo rispetto ai livelli di quell'anno. Se invece si prende a riferimento il 2000, anno della liberalizzazione, si osserva che i livelli di consumo sono rimasti complessivamente invariati (-2%), ma la composizione settoriale mostra che la stabilità è stata garantita dalla sostituzione dei consumi civili (cresciuti di oltre un quinto) a quelli industriali (crollati di quasi un terzo) e, in misura minore, a quelli del termoelettrico (diminuiti del 7% circa).

Con la domanda finale in netta riduzione non stupisce che anche la produzione nazionale nel 2013 sia stata mantenuta bassa: dopo tre anni di lievi aumenti, infatti, lo scorso anno si è fermata a 7,7 G(m³), un valore del 10% inferiore a quella del 2012.

La contrazione dei consumi ha contribuito all'ulteriore e significativa riduzione delle importazioni (-8,5%), con un calo di 5,8 G(m³). Le esportazioni invece, seppure ancora trascurabili, hanno evidenziato un altro buon incremento, passando da 139 M(m³) a 228 M(m³). Le importazioni nette, quindi, sono risultate pari a 61,7 G(m³). Diversamente dai tre anni precedenti, nel 2013 non si è assistito a un incremento delle scorte: anzi, dagli stoccaggi sono stati prelevati 0,6 G(m³). Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il valore dei consumi nazionali nel 2013 è risultato pari a 68,2 G(m³), un valore del 6,5% più basso del 2012 e simile a quello registrato tra il 1999 e il 2000.

Per la prima volta da diversi anni il grado di dipendenza dell'Italia

dalle forniture estere (misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo) si è ridotto di due punti percentuali, essendo sceso all'88,4% dal 90,4% del 2012.

Il bilancio degli operatori (Tav. 3.1) è stato anche quest'anno redatto riaggregando i dati che le singole imprese hanno fornito nell'Indagine annuale sui settori regolati in base al gruppo di appartenenza dichiarato presso l'Anagrafica operatori dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, istituita, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08. Nel caso in cui un'impresa dichiara di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerata come gruppo a sé. I gruppi sono stati attribuiti alle diverse classi in base al valore degli impieghi, cioè la somma dei quantitativi relativi agli autoconsumi, alle vendite effettuate all'ingrosso e a quelle realizzate nel mercato al dettaglio, comprese le vendite a soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. Al pari degli anni scorsi, peraltro, i volumi di gas destinati al mercato finale e all'autoconsumo, rilevati nell'ambito dell'Indagine annuale, risultano superiori (e diversamente ripartiti tra settori di consumo) rispetto a quelli pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico. Le differenze sono da attribuire alla difficoltà di ottenere dagli operatori dati di competenza relativi all'anno indagato, oltre che riportati a un valore del potere calorifico uniforme (pari a 38,1 MJ/m³), nonché alla diversa attribuzione del gas venduto a ciascun tipo di clientela operata dai partecipanti all'Indagine. Come di consueto, comunque, tutte le elaborazioni dei dati raccolti devono intendersi come provvisorie.

Analogamente a quanto osservato nel 2012, nell'anno 2013 i principali gruppi sono risultati Eni, Edison e GdF Suez; gli impieghi per i tre gruppi sono stati, rispettivamente, pari a 37,8 G(m³), 19,7 G(m³)

e 19,5 G(m³). Nella classe dei gruppi che hanno impieghi compresi tra 10 e 15 G(m³), vi sono due gruppi con vendite e autoconsumi che, nel caso di Royal Dutch Shell, corrispondono a 14,7 G(m³), mentre nel caso di Enel a 12,8 G(m³). Nella classe dei gruppi i cui impieghi sono compresi tra 2 e 10 G(m³), sono presenti 11 gruppi con vendite e autoconsumi che passano dai 4,6 G(m³) di E.On ai 2 G(m³) di Roma

Gas & Power; gli altri gruppi appartenenti a questa classe sono Hera, A2A (che era inclusa nella classe 10-15 G(m³) nel 2012), ENOI, Sorigenia, Vitol, Iren, Duferco Group, Unogas e VNG Italia.

La classe successiva, 1-2 G(m³), comprende anche quest'anno sette gruppi: il più grande è Axpo Group con 1,7 G(m³) di impieghi, mentre il più piccolo è Energy.Com con impieghi di quasi 1,1 G(m³).

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale 2013
G(m³); valori riferiti ai gruppi industriali

	GRUPPO ENI	15-18 G(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	6,7	0,4	0,6	-	-	0,2	0,0	8,0
Importazioni nette ^(A)	30,6	13,3	7,3	3,8	3,1	2,9	0,0	61,0
- di cui vendite Eni oltre frontiera	-	-	-	-	-	0,03	-	0,03
Variazioni scorte	-0,5	-0,1	0,7	0,3	0,0	0,1	0,0	0,4
Stoccaggi al 31 dicembre 2012	2,3	1,3	1,6	1,6	0,4	1,5	0,0	8,6
Stoccaggi al 31 dicembre 2013	2,8	1,3	0,9	1,3	0,4	1,4	0,0	8,2
Acquisti sul territorio nazionale	2,9	25,8	17,8	29,7	5,8	23,3	4,3	109,5
da Eni	0,2	0,5	1,1	5,6	1,1	2,5	0,6	11,7
da altri operatori	2,8	25,3	16,7	24,0	4,7	20,7	3,7	97,8
Acquisti in Borsa	-	0,2	0,3	0,6	0,5	1,2	0,1	3,0
Cessioni ad altri operatori nazionali	15,6	24,7	19,6	21,7	7,9	14,2	0,5	104,1
- di cui vendite al PSV	10,4	18,0	11,3	13,1	6,3	7,5	0,3	66,9
Vendite in Borsa	0,3	0,5	0,3	0,5	0,2	0,8	0,0	2,6
Trasferimenti netti	-1,6	-0,1	1,1	0,4	0,1	0,5	0,1	0,5
Consumi e perdite ^(B)	0,4	0,4	0,3	0,3	0,1	0,3	0,0	1,8
Autoconsumi	5,5	3,3	0,1	0,9	-	0,5	0,2	10,5
Vendite finali	16,4	10,7	7,6	11,3	1,3	12,4	3,7	63,3
- di cui a clienti finali collegati	0,5	1,2	1,8	3,4	0,0	1,4	0,2	8,6
Al mercato libero	12,0	9,8	6,1	8,3	0,7	9,2	2,4	48,6
Al mercato tutelato	4,4	0,9	1,4	3,0	0,5	3,2	1,3	14,8
Vendite finali per settore								
Domestico	4,3	1,3	2,6	2,9	0,5	3,5	1,5	16,6
Condominio uso domestico	0,5	0,1	0,1	0,8	0,0	0,7	0,5	2,8
Commercio e servizi	1,9	0,4	0,5	1,3	0,4	2,4	0,7	7,5
Industria	7,3	3,6	2,4	1,8	0,3	4,2	0,7	20,3
Generazione elettrica	2,1	5,3	2,0	4,2	0,0	1,1	0,1	14,8
Attività di servizio pubblico	0,2	0,1	0,0	0,2	0,0	0,6	0,2	1,3

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nelle ultime due classi ricadono, rispettivamente, 81 e 237 gruppi, tra i quali vi sono diversi operatori che hanno la casa madre all'estero; i gruppi appartenenti all'ultima classe sono ovviamente quelli con valore degli impieghi piuttosto limitati, che vanno dagli 87 M(m³) del più grande ai poco più di 1.000 m³ del più piccolo.

Come si spiegherà più diffusamente nel corso del presente Capitolo, continuano a registrarsi nuovi ingressi nel mercato; questo aspetto,

unito al fatto che la mobilità dei gruppi nelle diverse classi è sempre di particolare rilevanza, fa sì che la connotazione delle classi sia diversa rispetto al passato.

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

Relativamente alle importazioni continua la diminuzione delle

stesse a livello nazionale; il fenomeno ha riguardato tutte le classi, a eccezione della classe 10-15 G(m³) – che quest'anno include il tradizionale gruppo importatore Royal Dutch Shell – e della classe 0,1-1 G(m³), in particolare grazie all'ingresso, in questa classe, di gruppi che lo scorso anno afferivano alla classe degli operatori più grandi.

Per quello che riguarda il mercato all'ingrosso, continua la tendenza registrata in questi ultimi anni a differenziare maggiormente le modalità di approvvigionamento e le controparti, tanto che il gas acquistato direttamente da Eni rispetto al totale approvvigionato è sceso al 6,4% (nel 2012 tale quota era pari al 7,2%).

Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa, nel 2013 sono risultate pari al 59% dei volumi venduti e autoconsumati e appaiono molto significative in tutte le classi (eccetto quella che comprende i gruppi più piccoli), passando dalla quota del 42% di Eni (nel 2012 la quota era del 39%), al 54% della classe 0,1-1 G(m³), al 64% delle classi 15-18 G(m³) e 2-10 G(m³), al 72% della classe 10-15 G(m³), fino ad arrivare all'86% della classe 1-2 G(m³). Rispetto al 2012, le uniche classi in cui si è registrata una diminuzione del gas destinato al mercato all'ingrosso sono quella degli operatori che hanno impieghi compresi tra 2 e 10 G(m³) e quella dei soggetti con impieghi inferiori a 0,1 G(m³).

D'altra parte, anche gli acquisti e le vendite in Borsa sono aumentati in modo considerevole rispetto al 2012 e hanno certamente contribuito a vivacizzare questa fase della filiera dove sono attivi 168 operatori (16 in più dello scorso anno), di cui ben 67 svolgono unicamente attività di vendita all'ingrosso (13 in più rispetto allo scorso anno). Da notare anche il valore delle vendite al Punto di scambio virtuale (PSV) che nel 2013 sono state pari a 67 G(m³), rappresentando circa il 63% delle vendite all'ingrosso; in tutte le classi, le vendite al PSV ammontano a oltre il 50% del totale, raggiungendo il 77,5% nella classe cui afferiscono i gruppi che hanno venduto e/o autoconsumato tra 1 e 2 G(m³).

La quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi è stata,

nel 2013, pari al 5,8%, risultando particolarmente rilevante nei gruppi più grandi, che generalmente dispongono di impianti di produzione di energia elettrica. Inoltre, se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, è possibile notare come il gas riservato al proprio fabbisogno nell'ambito di ciascun gruppo rimanga considerevole, seppure in diminuzione negli anni più recenti: esso, infatti, equivale al 10,5% del gas complessivamente impiegato (la stessa quota nel 2011 era pari al 13,3% e nel 2012 era pari a 12,3%). Eni destina il 16% del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno, mentre i gruppi appartenenti alle tre classi principali gli riservano rispettivamente l'11,5%, il 6,6% e il 12,5%.

Le vendite al mercato finale hanno rappresentato anche nel 2013 il 35% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi della classe inferiore a 100 M(m³), tuttavia, questa quota è pari all'83,8%, mentre per i gruppi della classe 0,1-1 G(m³) tali vendite equivalgono al 44,5% del gas impiegato e per Eni al 43,3%.

La quota di gas destinata al mercato tutelato ha rappresentato nel 2013 il 23,3% delle vendite complessive al mercato finale; le ragioni che hanno comportato la notevole diminuzione dei clienti serviti in regime tutelato sono diffusamente spiegate nel corso del Capitolo.

Si noti, comunque, che per gli operatori delle tre classi più piccole la quota di gas destinata al mercato tutelato è stata rispettivamente pari al 41,4%, al 25,7% e al 36,1%. Appartengono infatti a queste classi gli operatori in cui le vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi) sono particolarmente elevate, fino a raggiungere il 75,8% delle vendite finali nel caso dei gruppi con impieghi inferiori ai 100 M(m³), il 74% nel caso dei gruppi della classe 1-2 G(m³) e il 57,6% nel caso dei gruppi della classe 0,1-1 G(m³). Ciò conferma che quanto più un operatore è piccolo, tanto più tende ad avere un mercato limitato ai clienti del territorio storico di vendita che risale a prima della liberalizzazione.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

Con la domanda complessiva ancora in calo per il terzo anno consecutivo, ha subito un arresto la modesta crescita che caratterizzava la produzione nazionale negli anni più recenti, dopo un lungo periodo di declino (Fig. 3.2). Secondo i dati provvisori del Bilancio energetico nazionale diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2013, infatti, l'estrazione di gas sul territorio nazionale si è fermata a 7.735 M(m³), evidenziando quindi una diminuzione del 10,1% rispetto al 2012, per una copertura del fabbisogno interno

pari all'11% circa. Secondo i dati pubblicati dalla Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, la produzione 2013, pari a 7.709 M(m³) – valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente –, è stata ottenuta per il 31% da giacimenti a terra e per il 69% da coltivazione in mare (Fig. 3.2). La quantità di gas estratta da giacimenti in terraferma, pari a 2.425 M(m³), è diminuita solo del 2,1% rispetto al 2012, mentre un netto ridimensionamento (-12,4%) ha riguardato la produzione in mare, quest'anno pari a 5.284 M(m³).

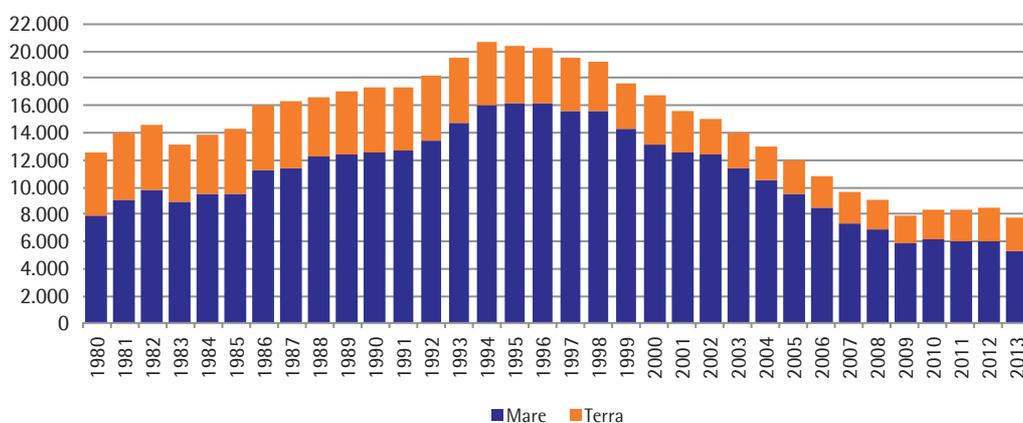


FIG. 3.2

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

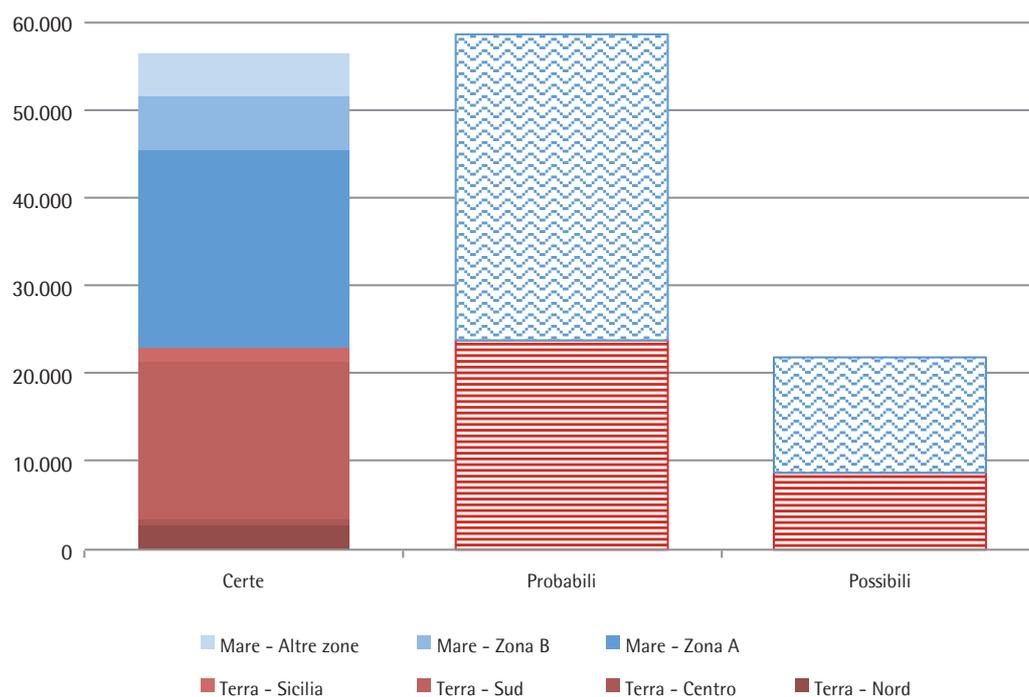
Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

La Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico valuta le riserve certe di gas al 31 dicembre 2013 in 56,2 G(m³) e quelle probabili in 58,5 G(m³) (Fig. 3.3). Al ritmo di estrazione medio degli ultimi cinque anni, le sole riserve certe basterebbero quindi per continuare a produrre per poco meno di sette anni. Ma occorre sempre ricordare che la valutazione

delle riserve subisce continue rivalutazioni e che nuovi investimenti potrebbero trasformare in riserve certe parte di quelle attualmente giudicate solo probabili o possibili (a fine 2013 queste ultime sono state valutate in 21,9 G(m³) aggiuntivi). La parte più rilevante delle riserve certe, il 59%, si trova in mare, mentre il restante 41% è localizzato in terraferma e specialmente al Sud (32%).

FIG. 3.3

Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2013
M(m³)



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

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2013
M(m³)

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	6.745	84,8%
Royal Dutch Shell	580	7,3%
Edison	408	5,1%
Gas Plus	189	2,4%
Altri	35	0,4%
TOTALE	7.958	100,0%
PRODUZIONE (Ministero dello sviluppo economico)	7.735	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

In base ai dati raccolti nella consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità, nel 2013 sono stati estratti complessivamente 7.958 M(m³) da 17 imprese, riunite in 12 gruppi societari¹.

L'85% circa di tutta la produzione nazionale è estratto dalle società del gruppo Eni, che rimane l'operatore dominante di

questo segmento con una quota assolutamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo societario, quest'anno Royal Dutch Shell con il 7,3%. Da diversi anni, quest'ultimo si alterna nella seconda e nella terza posizione con il gruppo Edison. Sempre in quarta posizione rimane Gas Plus, quest'anno con una quota del 2,4%.

¹ Diversamente dagli anni scorsi, il dato complessivo risulta leggermente superiore a quello di fonte ministeriale, ma anche qui possono valere le considerazioni circa il potere calorifico utilizzato nella stima dei dati che potrebbero essere differenti.

Importazioni

Nel 2013 le importazioni hanno registrato un'ulteriore significativa riduzione, coerentemente con la diminuzione del consumo nazionale di gas. Secondo i dati preconsuntivi del Ministero dello sviluppo economico, i quantitativi di gas importato nel 2013 sono scesi a 61.966 M(m³). Poiché nel 2012 erano entrati in Italia 67.725 M(m³), la contrazione è stata dell'8,5%. Le esportazioni, invece, sono aumentate del 64%, passando da 139 a 228 M(m³). Le importazioni nette hanno, quindi, evidenziato un calo leggermente più forte, pari a -8,7%, scendendo poco al di sotto di 62 G(m³) (Fig. 3.4).

Diversamente da quanto è accaduto negli ultimi quattro anni, i prelievi da stoccaggio hanno superato le immissioni, pertanto a fine anno i quantitativi di gas in deposito sono risultati inferiori di 596 M(m³) rispetto a quelli presenti a fine 2012.

Poiché la produzione nazionale si è fermata, come si è appena visto, a 7.735 M(m³) e considerando la stima ministeriale dei consumi di rete e delle perdite di sistema, pari a 1.870 M(m³), i quantitativi di gas immessi in rete nel 2013 sono valutabili in 68.199 M(m³), 6,5 punti percentuali al di sotto di quelli del 2012. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere, in compenso, è sceso dal 90,4% all'88,4%.

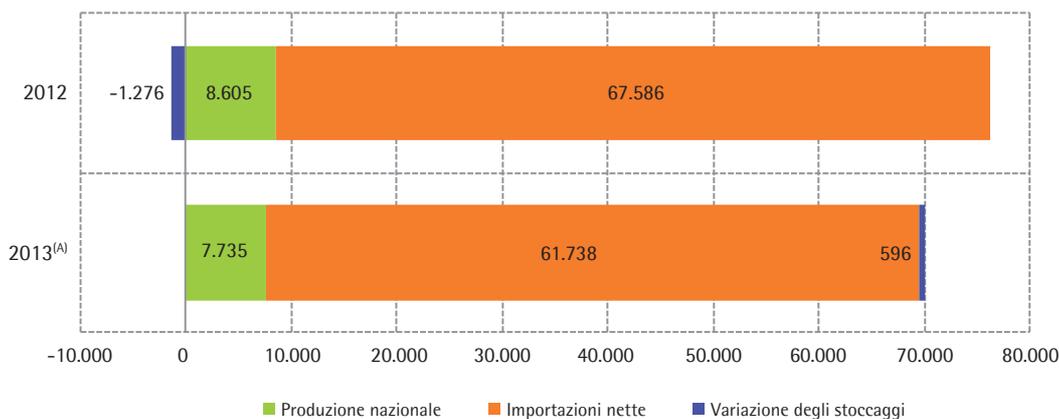


FIG. 3.4

Immissioni in rete nel 2012 e nel 2013
M(m³)

(A) Dati preconsuntivi per il 2013.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

La figura 3.5 espone i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per Paese di provenienza del gas stesso. In un quadro di generale contrazione dei livelli di consumo, e quindi di importazione, quasi tutti i Paesi di origine del gas importato in Italia mostrano una significativa discesa nei volumi.

Spicca, in particolare, la caduta dei quantitativi provenienti dall'Algeria, che sono stati in parte compensati dai maggiori flussi provenienti dalla Russia.

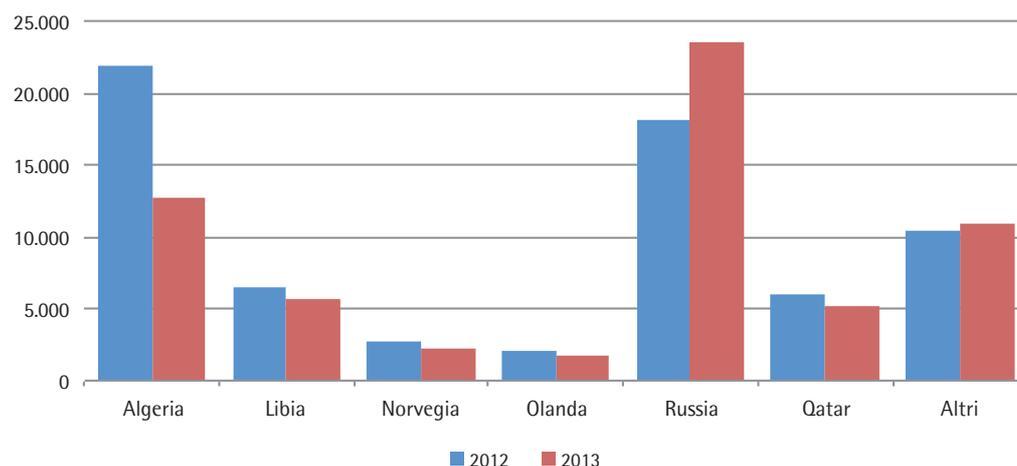
Nel 2013 dall'Algeria sono stati importati 9 G(m³) in meno di gas rispetto all'anno precedente. Il vistoso calo (-42%) è da attribuire principalmente agli effetti delle revisioni dei volumi pattuiti nei contratti di fornitura in essere con alcuni importatori italiani (Eni, Edison ed Enel), ma in parte anche all'instabilità del quadro socio-politico nei Paesi del Nord Africa, che ha causato numerose interruzioni dei flussi di gas (e di petrolio) verso l'Italia.

Le rinegoziazioni dei contratti spiegano anche parte della contrazione nell'import dal Qatar, diminuito del 14% rispetto al 2012, vale a dire di oltre 800 M(m³), così come i continui scontri tra il governo e i ribelli, e i conseguenti blocchi del Greenstream, hanno ridotto i flussi di gas provenienti dalla Libia, da dove sono giunti nel nostro Paese 765 M(m³) in meno rispetto al 2012. L'import di gas libico, peraltro, non è più tornato ai livelli precedenti la crisi del 2011.

A parziale compensazione delle diminuzioni dall'area del Nord Africa, sono giunti 5,4 G(m³) di gas in più dalla Russia che, con la quota del 38%, nel 2013 è divenuta il primo Paese importatore in Italia. L'Algeria ha, quindi, perso il primato che deteneva dal 1995, scivolando in seconda posizione con una quota pari al 21% del gas complessivamente importato. Al terzo posto è rimasta la Libia, che con il 9% ha superato di poco l'8% del Qatar.

FIG. 3.5

Importazioni lorde di gas
nel 2012 e nel 2013
secondo la provenienza
M(m³); stime effettuate in base al
punto di ingresso del gas



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2013 i quantitativi di gas importato in Italia sono scesi a 61,7 G(m³) dai 65,4 G(m³) raggiunti nel 2012². La diminuzione è stata quindi pari a -5,7%, relativamente meno ampia rispetto a quella valutata nei dati del Ministero dello sviluppo economico³. Il 4,6% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 2,8 G(m³), è stato acquistato presso le Borse europee.

Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici (Tav. 3.3) è detenuto da Eni, che nel 2013 – in controtendenza rispetto alla media nazionale – ha importato il 6,2% in più del gas acquistato nel 2012, cioè 30,8 G(m³). Per questo la sua quota di mercato è salita al 49,9% (49,7% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), ancora una volta, superiore a quella registrata nell'anno precedente. Dal 2011, cioè dalla fine dell'operatività dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, l'incidenza di Eni nell'approvvigionamento di gas sale di anno in anno ed è ora

tornata quasi alla metà dell'intero mercato, dal minimo storico del 39,2% toccato nel 2010.

Nel 2013 i quantitativi approvvigionati da Edison, secondo in classifica, sono rimasti invece sostanzialmente invariati a 12,5 G(m³) (più precisamente sono cresciuti dello 0,7%), quindi la distanza da Eni si è ulteriormente ampliata da 25 a quasi 30 punti percentuali. Con circa 7 G(m³) acquistati, due in meno rispetto al 2012, Enel Trade è rimasta al terzo posto, anche se con una quota dell'11,3%, più piccola rispetto al 12,8% ottenuto l'anno precedente. Sinergie Italiane è il quarto importatore che ha approvvigionato quasi 1,2 G(m³) per il mercato italiano, nonché l'ultimo a superare il miliardo di metri cubi.

Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato 50 dei 61,7 G(m³), cioè l'81,5% del gas entrato nel mercato italiano. Come in passato, inoltre, tale quota è in aumento (era 76,2% nel 2012) a causa dell'incremento della quota di Eni che non viene compensato dalla riduzione delle quote del secondo e del terzo importatore.

² Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

³ Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, con buona probabilità, da discordanze nella classificazione dei dati di importazione. In altre parole, è probabile che alcuni quantitativi che il ministero classifica come importazioni, nell'Indagine dell'Autorità vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana" in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

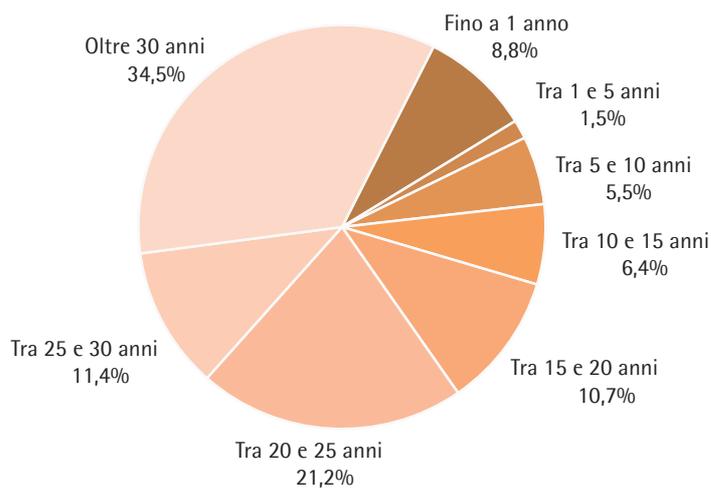
TAV. 3.3

Primi venti importatori di gas in Italia nel 2013

M(m³); importazioni lorde

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	30.789	49,9%
Edison	12.536	20,3%
Enel Trade	6.955	11,3%
Sinergie Italiane - In liquidazione	1.171	1,9%
Vitol	901	1,5%
Gdf Suez Energia Italia	759	1,2%
Repower Italia	754	1,2%
ENOI	704	1,1%
Axpo Italia	692	1,1%
Dufenergy Trading	573	0,9%
Hera Trading	474	0,8%
Gunvor International, Amsterdam, Geneva Branch	460	0,7%
E.On Global Commodities	438	0,7%
Italtrading	425	0,7%
Energetic Source	390	0,6%
Gas Intensive	316	0,5%
Shell Italia	249	0,4%
Centrex Italia	248	0,4%
Bp Energy Europe - Sede secondaria	241	0,4%
Worldenergy	199	0,3%
Altri	2.404	3,9%
TOTALE	61.677	100%
<i>Di cui: importazioni dalle Borse europee</i>	<i>2.817</i>	<i>4,6%</i>
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	61.966	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.



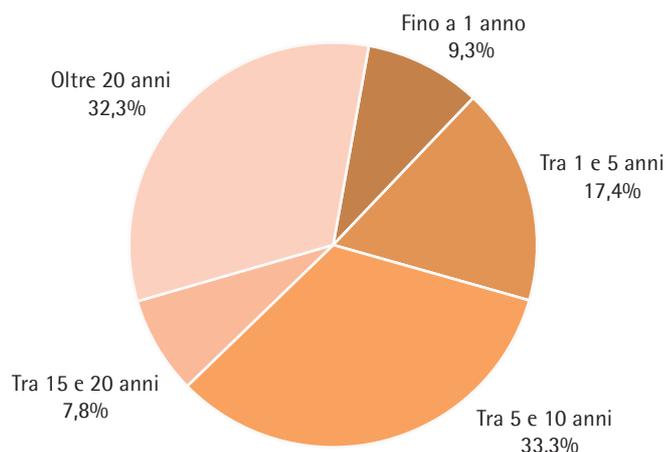
Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.6

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2013, secondo la durata intera

FIG. 3.7

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2013, secondo la durata residua



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

L'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2013 secondo la durata intera (Fig. 3.6) evidenzia una struttura ancora piuttosto lunga, seppure in un mercato che si restringe, per cui i volumi sottostanti alle quote espresse nella figura sono, col passare del tempo, sempre più bassi.

In controtendenza solo i contratti con durata complessiva tra uno e cinque anni e, in misura minore, quelli con durata compresa tra cinque e dieci anni, i quali sono gli unici le cui *Annual Contract Quantity* sottostanti sono aumentate rispetto al 2012. I contratti di lungo periodo restano, comunque, i prevalenti: il 67% delle importazioni avviene, in effetti, in base a contratti la cui durata complessiva supera i 20 anni.

Rispetto al 2012, l'incidenza delle importazioni *spot*, quelle cioè con durata inferiore all'anno, si è leggermente ridotta dal 9,4%

all'8,8%. È opportuno ricordare che, come negli scorsi anni, essa è stata valutata escludendo le *Annual Contract Quantity* di contratti *spot* che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore attivo in Italia che l'ha acquistato.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2013 (Fig. 3.7) si rivelano complessivamente ancora abbastanza lunghi, ma la struttura contrattuale si va lentamente accorciando: il 60% dei contratti scadrà entro i prossimi dieci anni e il 27% di essi esaurirà i propri effetti entro i prossimi cinque anni. Da sottolineare, inoltre, l'azzerarsi della quota relativa ai contratti con durata residua compresa tra dieci e 15 anni. Anche l'incidenza dei contratti con durata residua annuale è stata rivista come descritto poco sopra.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Nel novembre 2013 il Ministero dello sviluppo economico ha provveduto all'aggiornamento annuale della Rete nazionale dei gasdotti⁴.

L'assetto del trasporto del gas naturale è rimasto comunque sostanzialmente invariato. Come nel 2012, sono sempre dieci le imprese che gestiscono la rete di trasporto del gas nazionale e regionale: tre per la rete nazionale e nove per la rete regionale (Tav. 3.4).

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.475	22.831	32.306
Società Gasdotti Italia	386	1.052	1.438
Retragas	-	407	407
Infrastrutture trasporto gas	83	-	83
Metanodotto Alpino	-	76	76
Energie	-	67	67
Gas Plus Trasporto	-	41	41
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	-	41	41
Netenergy Service	-	36	36
Italcogim Trasporto	-	15	15
TOTALE	9.944	24.566	34.510

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas, possiede 32.306 km di rete sui 34.510 di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas, vale a dire il 93,6% delle reti. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente amministra 1.438 km di rete, di cui 386 sulla rete nazionale. Vi sono poi altri sette operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

L'unica novità di rilievo da segnalare è che dal 31 dicembre 2013 l'impresa Italcogim Trasporto è entrata a far parte del gruppo F2i Reti Italia che negli ultimi anni ha investito molto nel settore della distribuzione gas.

La tavola 3.5 mostra i dati preconsuntivi circa le attività di trasporto per regione. La prima e la seconda colonna riportano la lunghezza delle reti. Nelle cinque colonne successive sono invece riportati i

TAV. 3.4

Reti delle società di trasporto nel 2013
km

⁴ Tramite il decreto direttoriale del Ministero dello sviluppo economico 11 novembre 2013. Come ha stabilito il decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 ottobre 2010, a partire dall'1 gennaio 2011, i soggetti gestori di tratti della Rete nazionale dei gasdotti devono presentare al ministero, entro il 31 luglio di ogni anno, un'istanza per l'aggiornamento delle infrastrutture, descrivendo lo stato della consistenza al 30 giugno dello stesso anno. Il ministero procede poi, entro il 30 novembre, all'emanazione di un decreto relativo all'aggiornamento della rete nazionale sentite l'Autorità e le regioni interessate. L'unica novità di quest'anno è costituita dalla cancellazione del gasdotto "Collegamento nuova centrale Cortemaggiore con AGIP", che collegava la rete a un impianto di stoccaggio, in quanto ceduto da Snam Rete Gas a un'altra società.

volumi di gas che sono transitati sulle reti e sono stati riconsegnati a diverse tipologie di utenti, nell'ultima colonna è evidenziato il numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti. L'ultima riga della tavola, denominata "Aggregato nazionale",

mostra le riconsegne a punti di uscita che non sono riconducibili ad alcuna regione, in quanto punti di esportazione o di uscita verso impianti di stoccaggio o di riconsegna ad altre imprese di trasporto.

TAV. 3.5

Attività di trasporto per regione nel 2013

Lunghezza reti in km;

volumi riconsegnati in M(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 TERMoeLETRICI	ALTRO ^(A)		
Valle d'Aosta	0	56	50	48	0	0	98	11
Piemonte	504	2.162	3.838	1.081	2.744	83	7.746	498
Lombardia	620	4.440	9.241	2.581	4.530	602	16.954	2.332
Trentino Alto Adige	108	372	658	274	60	0	992	89
Veneto	817	2.079	4.076	1.200	651	55	5.982	557
Friuli Venezia Giulia	491	566	852	620	755	134	2.361	170
Liguria	22	455	963	191	332	2	1.488	64
Emilia Romagna	1.249	2.613	4.466	2.578	2.200	5.227	14.470	720
Toscana	611	1.474	2.306	946	1.673	3	4.929	319
Umbria	179	465	547	276	88	0	912	95
Marche	303	641	910	327	0	82	1.319	216
Lazio	429	1.452	2.273	585	720	492	4.069	456
Abruzzo	562	933	715	317	265	95	1.391	306
Molise	319	522	131	67	268	431	897	134
Campania	550	1.399	1.098	466	801	8	2.374	609
Puglia	690	1.354	1.089	882	2.223	3	4.197	285
Basilicata	432	891	193	92	30	0	316	206
Calabria	986	1.154	286	39	1.072	5	1.401	273
Sicilia	1.072	1.538	717	1.074	2.438	22	4.251	254
Sardegna	0	0	0	0	0	0	0	0
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	9.876	9.876	2
ITALIA	9.944	24.566	34.408	13.645	20.850	17.120	86.024	7.596

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2013 sono stati riconsegnati sulle reti di trasporto poco più di 86 G(m³) a circa 7.600 punti di riconsegna; l'attività di trasporto ha quindi registrato una riduzione del 6,5% rispetto al 2012, quando i volumi avevano toccato 91.988 M(m³).

La contrazione è quasi integralmente imputabile al crollo (-16,9%) delle riconsegne ai clienti finali termoelettrici, per i quali sono stati trasportati 4,3 G(m³) in meno rispetto allo scorso anno. Una riduzione si è avuta anche nelle riconsegne a clienti finali industriali, ma l'entità non è paragonabile, perché in questo caso la diminuzione è di circa 100 M(m³), vale a dire dello 0,8% rispetto

ai quantitativi trasportati nel 2012. Le riconsegne agli impianti di distribuzione sono rimaste quasi invariate (-0,3%). Infine un forte calo, pari a 1,5 G(m³), si è registrato nelle riconsegne al comparto "Altro", a causa della riduzione (pressoché della medesima quantità) delle riconsegne ad altre imprese di trasporto.

La tavola 3.6 mostra i risultati dei conferimenti, effettuati all'inizio dell'anno termico, di capacità di trasporto di tipo continuo per l'anno corrente 2013-2014. Complessivamente la capacità conferibile è rimasta invariata al valore degli ultimi anni, cioè a 298,6 M(m³)/giorno.

I risultati del conferimento mostrano come a inizio anno termico la capacità di trasporto di tipo continuo, presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto, sia stata conferita per l'89,4% a 51 soggetti.

Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2014 la medesima quota sale fino al 92,3% per effetto dell'aumento di capacità conferita a Passo Gries e a Tarvisio.

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI ^(B)
Passo Gries	59,0	51,2	7,8	86,8%	27
Tarvisio	107,0	99,8	7,2	93,3%	45
Mazara del Vallo	99,0	86,7	12,3	87,5%	8
Gorizia ^(A)	2,0	0	2,0	0,0%	0
Gela	31,6	29,3	2,3	92,6%	2
TOTALE	298,6	267,0	31,6	89,4%	51
Terminali di GNL					
Panigaglia	13,0	11,0	2,0	84,6%	-
Cavarzere	26,4	26,4	0,0	100,0%	-
Livorno	15,0	7,5	7,5	50,0%	-

(A) Si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

(B) Numero di soggetti titolari di capacità di trasporto di tipo continuo; poiché diversi soggetti hanno ottenuto capacità di trasporto in più punti, il numero totale di soggetti è inferiore alla somma dei singoli punti di interconnessione.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della rete in corrispondenza dei tre terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13 M(m³)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale, GNL Italia del gruppo Snam, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale.

La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) è invece pari a 26,4 M(m³)/giorno. Poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità e per 25 anni, ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE, la capacità conferibile in tale punto sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m³)/giorno sino all'anno termico 2032-2033.

Inoltre, per i primi cinque anni termici, che terminano con l'attuale 2013-2014, anche tale capacità è riservata all'impresa di

rigassificazione, ai sensi della delibera 31 luglio 2006, n. 168.

Infine, la capacità conferibile nel nuovo terminale di Livorno gestito dalla società OLT *Offshore* LNG Toscana, pari a 15 M(m³)/giorno, all'inizio dell'anno termico risulta interamente assegnata per sei mesi, ovvero sino a marzo 2014. Pertanto, la capacità disponibile viene valutata in 7,5 M(m³)/giorno per i sei mesi restanti. È bene ricordare che OLT *Offshore* LNG Toscana, la *joint venture* controllata da E.On e Iride che ha realizzato il rigassificatore, è titolare di un'esenzione dall'obbligo di accesso di terzi relativa al 100% della capacità del terminale per un periodo di 20 anni; ma la società ha presentato istanza di rinuncia. Alla data del 31 marzo 2014 il procedimento non risulta concluso.

Complessivamente, nell'anno solare 2013, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 293, contro i 247 del 2012, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%. Il numero di utenti del sistema di trasporto è risalito a 1.120 unità, dalle 997 unità del 2012.

TAV. 3.6

Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2013-2014

M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato

Conferimenti pluriennali

Nella tavola 3.7 sono riportati i dati relativi alle capacità di tipo pluriennale conferite (all'ottobre 2013) presso i punti di entrata della rete nazionale, interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi cinque anni termici a partire dal 2015-2016, complessivamente a 14 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche i dati relativi all'anno termico 2014-2015, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. Mentre per la capacità conferibile si confermano valori identici a quelli degli ultimi anni, la capacità non conferita subisce un incremento notevole in

diversi punti di ingresso sulla rete di trasporto nazionale. Circa tre quarti della capacità conferibile a Tarvisio risultano assegnati sino all'anno termico 2017-2018. Negli ultimi due anni termici considerati, invece, la capacità conferita si riduce dapprima di circa 11 M(m³)/giorno e nell'ultimo anno di altri 59 M(m³)/giorno. Anche a Mazara del Vallo il livello di saturazione resta intorno all'86% sino all'anno termico 2017-2018, anno in cui scende al 78,5% perché si liberano quasi 11 M(m³)/giorno. Nell'ultimo anno considerato, poi, la capacità conferibile sale al 100%. A Passo Gries si osserva un aumento di 14 M(m³)/giorno della capacità assegnabile a partire dall'anno termico 2015-2016. Infine a Gela, la disponibilità si accrescerà di 10,9 M(m³)/giorno dall'anno termico 2017-2018.

TAV. 3.7

Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2014-2015 al 2019-2020 M(m³) standard per giorno

ANNO TERMICO	PUNTI DI ENTRATA					
	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PASSO GRIES	GELA	GORIZIA	CAVARZERE
2014-2015						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	81,8	86,5	21,2	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	25,2	12,5	37,8	9,7	2,0	5,4
2015-2016						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,9	86,5	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,1	12,5	51,7	9,7	2,0	5,4
2016-2017						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,5	83,9	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,5	15,1	51,7	9,7	2,0	5,4
2017-2018						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,5	77,7	7,3	11,0	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,5	21,3	51,7	20,6	2,0	5,4
2018-2019						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	69,7	66,9	7,3	11,0	0,0	21,0
Capacità disponibile	37,3	32,1	51,7	20,6	2,0	5,4
2019-2020						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	10,6	0,0	1,0	10,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	96,4	99,0	58,0	20,7	2,0	5,4

Fonte: Snam Rete Gas.

Stoccaggio

In Italia lo stoccaggio di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni vigenti (Tav. 3.8). I siti di stoccaggio attivi sono dieci,

tutti realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti. Secondo i dati pubblicati nel *Rapporto Annuale 2014* della Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, nell'anno termico 2012-2013 il sistema

di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a circa 16,43 G(m³), di cui 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico e una punta nominale massima di erogazione del sistema, pari a 277,8 M(m³) al giorno (Tav. 3.9). Spazio e punta sono aumentati rispetto all'anno termico precedente: la capacità è cresciuta del 5,2%, mentre la possibilità di erogazione alla punta è salita dell'1,2%. Ma lo sviluppo è destinato a proseguire. Secondo quanto riporta il medesimo *Rapporto Annuale*, sono in corso i procedimenti sia per il rilascio di ulteriori sei nuove concessioni

– Bagnolo Mella, Romanengo, San Benedetto, Sinarca, Palazzo Moroni, Poggiofiorito – per complessivi 1.380 M(m³), sia per l'ampliamento delle concessioni esistenti. Inoltre, a seguito della emanazione del decreto legislativo recante misure per la maggior concorrenzialità nel mercato del gas naturale e il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali⁵, Eni⁶ ha assunto un impegno vincolante a sviluppare nuove infrastrutture di stoccaggio di gas naturale, o a potenziare quelle esistenti, che complessivamente rendano disponibile nuova capacità di stoccaggio di gas naturale per un volume pari a 4 G(m³) entro il 2015.

TAV. 3.8

Concessioni di stoccaggio
in Italia

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	SCADENZA
Alfonsine	Stogit	100%	Emilia Romagna	85,88	01/01/2017
Bordolano	Stogit	100%	Lombardia	62,97	06/11/2021
Brugherio	Stogit	100%	Lombardia	57,85	01/01/2017
Cellino	Edison Stoccaggio	100%	Abruzzo	30,38	10/12/2014
Collalto	Edison Stoccaggio	100%	Veneto	88,95	16/06/2024
Cornegliano	Ital Gas Storage	100%	Lombardia	24,23	15/03/2031
Cortemaggiore	Stogit	100%	Lombardia - Emilia Romagna	81,61	01/01/2017
Cugno Le Macine	Geogastock	100%	Basilicata	48,16	02/08/2032
Fiume Treste	Stogit	100%	Abruzzo - Molise	76,79	21/06/2022
Minerbio	Stogit	100%	Emilia Romagna	68,61	01/01/2017
Ripalta	Stogit	100%	Lombardia	62,96	01/01/2017
Sabbioncello	Stogit	100%	Emilia Romagna	100,15	01/01/2017
San Potito e Cotignola	Edison Stoccaggio Blugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia Romagna	51,76	24/04/2029
Sergnano	Stogit	100%	Lombardia	42,31	01/01/2017
Settala	Stogit	100%	Lombardia	50,73	01/01/2017

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

⁵ Decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130.

⁶ In quanto soggetto che immette gas naturale nella rete nazionale di gasdotti per una quota di mercato all'ingrosso superiore al 55%.

TAV. 3.9

Disponibilità di stoccaggio
in Italia nell'anno termico
2012-2013

SITO DI STOCCAGGIO	WORKING GAS M(m ³)
Brugherio	330
Cellino	118
Collalto	560
Cortemaggiore	960
Fiume Trieste	4.605
Minerbio	2.658
Ripalta	1.686
Sabbioncello	1.099
Sergnano	2.594
Settala	1.820
TOTALE	16.430

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

L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato fortemente rinnovato nel mese di febbraio 2013, con l'emanazione, da parte del Ministro dello sviluppo economico, di due decreti (decreti 15 febbraio 2013). Tale assetto è stato confermato anche per l'anno termico 2014-2015 dal decreto ministeriale del 19 febbraio 2014, che ha fissato la ripartizione delle capacità tra i servizi che dovranno essere offerti e i criteri per il loro conferimento. In particolare:

- la capacità disponibile, frutto della riduzione dei volumi della riserva strategica stabilita nel 2012 con il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 29 marzo, è integralmente destinata alle imprese industriali, per favorire l'approvvigionamento diretto di GNL dall'estero;
- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione è fissata, per l'anno termico 2014-2015, pari a 6,95 G(m³), allocati in asta; a tale capacità è associata una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svaso;
- la restante capacità, pari a circa 1,6 G(m³), destinata al mercato, con un profilo di prelievo piatto nel corso dell'anno,

viene conferita in asta.

In sintesi, anche per l'anno termico 2014-2015 l'assetto dello stoccaggio è caratterizzato da due tipi di prestazione. In particolare, i prodotti disponibili agli utenti, secondo specifiche condizioni, possono essere:

- una disponibilità di prestazione di erogazione variabile anche in funzione del mese della fase di erogazione (servizio di punta, ex servizio di modulazione);
- una disponibilità di prestazione di erogazione costante per tutta la durata della fase di erogazione (servizio uniforme).

I sistemi di conferimento si riducono a due tipi, rispetto ai tre presenti l'anno scorso, limitandosi alle seguenti modalità:

- specifici per le capacità definite del ministero e per quelle finanziate nell'ambito delle misure del decreto legislativo n. 130/10;
- attraverso procedure di asta competitiva.

TAV. 3.10

Distribuzione dello spazio di stoccaggio negli anni termici 2013-2014 e 2014-2015
M(m³) standard

ANNO TERMICO 2013-2014			ANNO TERMICO 2014-2015		
SERVIZIO	MODALITÀ DI CONFERIMENTO	SPAZIO	SERVIZIO	MODALITÀ DI CONFERIMENTO	SPAZIO
Decreto legislativo n. 130/10	Fisico disponibile	2.596	Decreto legislativo n. 130/10	Fisico disponibile	2.638
Minerario	Definito da MSE	258	Minerario	Definito da MSE	25
Bilanciamento trasporto	A richiesta	202	Bilanciamento trasporto	A richiesta	202
Utenti dei servizi di rigassificazione	Definito da MSE	50	Imprese industriali import GNL	Definito da MSE	500
Imprese industriali import GNL	Definito da MSE	450			
Punta (ex modulazione)	Pro quota	4.200	Punta (ex modulazione)	Ad asta	6.950
	Ad asta	2.500			
Uniforme (complemento al <i>working</i> disponibile)	Ad asta	1.740	Uniforme (complemento al <i>working</i> disponibile)	Ad asta	1.623
Strategico	Definito da MSE	4.600	Strategico	Definito da MSE	4.620
TOTALE		16.596	TOTALE		16.558

Fonte: AEEGSI.

In termini di spazio per riserva attiva, non si sono registrati sostanziali mutamenti per l'anno termico concluso (1 aprile 2013 -31 marzo 2014) rispetto all'anno precedente, fatta salva la riduzione della capacità per il servizio di stoccaggio minerario. Nel complesso, nell'anno termico 2013-2014 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 78 operatori; 54 utenti dispongono di capacità per il servizio di punta, tre utenti per il servizio di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto, tre utenti del solo servizio uniforme (a fronte di dieci utenti complessivi per questo servizio), 15 del solo servizio connesso con le capacità del decreto legislativo n. 130/10 (a fronte di 41 utenti complessivi per questo servizio) e tre utenti del solo servizio di stoccaggio minerario (a fronte di sei utenti complessivi per questo servizio). I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2014 sono risultati pari a circa 16,8 G(m³), di cui 7,5 in erogazione e 9,3 in iniezione. Per quanto riguarda Edison Stoccaggio, gli utenti nell'anno termico 2013-2014 sono stati sette: sei del servizio di modulazione e uno del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi di

Edison Stoccaggio a marzo 2014 sono risultati pari a circa 1 G(m³), di cui 0,5 in erogazione e 0,5 in iniezione. Dall'anno termico 2012-2013 il servizio di stoccaggio strategico non è più contrattualizzato.

Distribuzione

Come negli scorsi anni, nell'ambito dell'Indagine annuale sull'evoluzione dei settori regolati, è stato chiesto agli esercenti la distribuzione del gas naturale di fornire dati preconsuntivi in merito all'attività svolta nell'anno 2013 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2012. Nelle pagine che seguono sono quindi da considerarsi provvisori tutti i dati riguardanti il 2013.

Ogni anno i distributori chiamati a partecipare all'Indagine sono quelli iscritti nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre dell'anno precedente⁷. Quest'anno, quindi, i questionari sono stati sottoposti alle 232 imprese che al 31 dicembre 2013 indicavano la distribuzione di gas naturale tra le proprie attività (erano 236 al 31 dicembre 2012). Hanno risposto 231 operatori: di questi, nove

⁷ Più precisamente, il questionario sulla distribuzione viene somministrato ogni anno ai distributori presenti nell'Anagrafica operatori alla data del 31 dicembre dell'anno precedente, ma anche alle imprese che, pur non essendo più attive a quella data, avevano però fornito i dati in via preconsuntiva nell'Indagine dell'anno prima. Ciò per ottenere la conferma o la rettifica dei dati forniti.

hanno avviato l'attività nel 2013 (nel 2012 non erano presenti), mentre sette sono quelli che erano operativi nel 2012, ma non più attivi nel 2013.

Nel corso del 2013 e nei primi mesi del 2014 si sono realizzati, come sempre, numerosi avvicendamenti nelle società. Tra le operazioni societarie più significative è sicuramente da segnalare la nuova espansione del gruppo Hera. Nel mese di gennaio, infatti, la storica società di distribuzione del gas triestina Acegas-Aps è entrata nel gruppo della *multiutility* nata in Emilia Romagna e che opera nei servizi pubblici (oltre al gas è presente nell'energia elettrica, nell'idrico e nel settore ambientale) in un ampio territorio che arriva fino a Pesaro.

Sempre nel 2013, nel mese di ottobre, è proseguito l'ampliamento anche di Enel Rete Gas che ha incorporato G6 Rete Gas. Dal mese di marzo 2014, poi, Enel Rete Gas ha assunto il nome di 2i Rete Gas. Grazie alle acquisizioni operate negli anni più recenti, 2i Rete Gas è divenuto uno dei principali operatori della distribuzione di metano attivo sull'intero territorio nazionale, essendo concessionario del servizio di distribuzione del gas in circa 2.000 comuni.

Nel gennaio di quest'anno, infine, E.S.T.R.A. ha ceduto le proprie attività nella distribuzione di gas naturale e di altri gas (vedi il paragrafo "Fornitura di GPL e altri gas a mezzo di reti locali" più oltre) alla sua controllata Centria. E.S.T.R.A. è una *multiutility* a partecipazione pubblica che lavora principalmente in Toscana, essendo nata dalla fusione delle imprese di distribuzione di Prato (Consiag), di Siena (Intesa) e di Arezzo (Coingas).

Altre operazioni societarie intercorse nel 2013 sono le seguenti:

- Lario Reti Holding ha conferito alla propria controllata Lario Reti Gas il ramo d'azienda relativo alla distribuzione di gas naturale nel gennaio 2013. Nello stesso mese Linea Distribuzione ha acquisito l'attività di distribuzione del gas da Gestione Servizi Comunali, la società che era nata nel 2002 dai Comuni (tutti in provincia di Cremona) di Gerre de' Caprioli, Malagnino, Pieve d'Olmì, San Daniele Po, Spinadesco, Stagno

Lombardo e Vescovato, i quali le avevano conferito le reti del gas metano a seguito del decreto legislativo n. 164/00; con la stessa decorrenza, Linea Distribuzione ha acquisito l'attività di distribuzione gas anche da SO.LE.A., la società che gestiva l'impianto nel comune di Sospiro (CR);

- Azienda Multiservizi Valenzana, l'impresa che gestiva la distribuzione di gas metano, il servizio idrico integrato e altri servizi comunali nel territorio di Valenza (AL), ha ceduto l'attività di distribuzione a Valenza Rete Gas, di cui detiene il 50% delle quote, nell'aprile 2013;
- nel mese di luglio Bresciana Infrastrutture Gas, impresa posseduta al 50% da Erogasmet e al 50% da Linea Distribuzione, ha acquisito l'attività di gestione della rete e del servizio di distribuzione del gas sul territorio di Palazzolo sull'Oglio (BS) da SO.GE.IM.; Sienergia ha ceduto l'attività alla propria controllata Sienergias Distribuzione che opera a Cannara (PG); Autogas Nord, che operava solo con reti canalizzate GPL, è entrata nella distribuzione di metano attraverso l'incorporazione di Autogas Nord Lombarda, società che distribuiva gas naturale a Priero, in provincia di Cuneo;
- in agosto Genia, il cui territorio di riferimento è quello di San Giuliano Milanese (MI), ha ceduto l'attività a Genia Distribuzione Gas;
- in settembre GEA ha cambiato la propria ragione sociale in Grosseto Energia Reti Gas;
- a dicembre il Comune di Mignano Monte Lungo, in provincia di Caserta, ha affidato il servizio della distribuzione di gas naturale all'impresa Montelungo Gas. Il Comune aveva ripreso in carico il servizio di distribuzione gas naturale dal gennaio 2012 a seguito di un'ordinanza sindacale;
- nel mese di gennaio 2014, infine, Bim Gestione Servizi Pubblici ha ceduto la distribuzione alla società BIM Belluno Infrastrutture, mentre Novenergia l'ha ceduta a Pedemontana Distribuzione Gas; entrambe le società operano in provincia di Vicenza.

TAV. 3.11

Attività dei distributori
nel periodo 2007-2013

OPERATORI ^(A)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
NUMERO	257	272	251	235	227	222	224
Molto grandi	8	8	9	9	9	8	7
Grandi	23	27	25	23	25	27	27
Medi	29	27	22	23	18	19	19
Piccoli	120	123	119	112	114	109	113
Piccolissimi	77	87	76	68	61	59	58
VOLUME DISTRIBUITO – M(m³)	30.364	33.923	34.048	36.336	34.295	33.782	34.122
Molto grandi	15.921	17.286	19.023	21.016	19.677	19.309	19.485
Grandi	7.096	8.954	8.355	8.243	8.591	8.834	8.934
Medi	3.455	3.403	2.574	2.912	2.015	2.082	2.052
Piccoli	3.568	3.937	3.797	3.909	3.780	3.341	3.448
Piccolissimi	323	342	298	257	233	215	203

(A) Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti.

Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000.

Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.

Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000.

Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Complessivamente i 224 operatori attivi nel 2013 hanno distribuito 34,1 G(m³), 0,3 in più dell'anno precedente⁸. Tra il 2012 e il 2013 la numerosità delle imprese molto grandi (cioè con più di mezzo milione di clienti) è diminuita di un'unità, ma ciò è avvenuto solo per effetto dell'incorporazione di G6 Rete Gas in 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas); la quantità delle grandi imprese (con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000) e degli operatori di media dimensione (che servono cioè tra 50.000 e 100.000 clienti) è rimasta invariata.

Il lieve incremento rispetto al 2012 osservato nel numero di imprese attive è di fatto avvenuto per l'ingresso nella classe dei piccoli (vale a dire con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000) di quattro nuovi operatori e l'uscita di un soggetto dalla classe dei piccolissimi (quelli con meno di 5.000 clienti).

Il piccolo incremento registrato nei volumi complessivamente distribuiti, pari all'1%, non si è ripartito equamente tra le classi: la

prima, la seconda e la quarta hanno distribuito più gas dell'anno precedente – con tassi di crescita, rispettivamente, dello 0,9%, dell'1% e del 3,2% – mentre la terza e la quinta hanno registrato una perdita dell'1,5% nel caso dei medi e del 6% nel caso dei piccolissimi operatori.

Il 15,2% delle imprese (34 su 224) serve più di 100.000 punti di prelievo, soglia oltre la quale scatta l'obbligo di separazione funzionale delle attività, secondo quanto disposto dalla normativa sull'*unbundling*.

Nel 2013 esse hanno distribuito complessivamente l'83,3% dei volumi totali; le restanti 190 imprese attive nel settore hanno invece distribuito poco meno di un sesto dei volumi totali.

Nel 2013 sono stati distribuiti in Italia 34,1 G(m³) a quasi 23 milioni di clienti (identificati attraverso il numero dei gruppi di misura). Il servizio di distribuzione è stato attribuito mediante più di 6.400 concessioni in circa di 7.000 comuni (Tav. 3.12).

⁸ Il numero di imprese attive nel 2012 e i relativi volumi escludono i valori inerenti a tre imprese che sono divenute inattive nel corso del 2013 e che, alla data di chiusura di questa *Relazione Annuale*, non hanno confermato i dati riferiti al 2012, forniti in via preconsuntiva lo scorso anno.

TAV. 3.12

Attività di distribuzione per regione nel 2013

Clienti in migliaia;
volumi erogati in M(m³)

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	NUMERO CONCESSIONI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI
Piemonte	27	2.050	1.055	3.877	974	11,4%	8,9%
Valle d'Aosta	1	22	24	51	36	0,1%	0,1%
Lombardia	55	4.864	1.566	9.194	1.359	26,9%	21,2%
Trentino Alto Adige	12	239	187	573	188	1,7%	1,0%
Veneto	31	2.105	659	4.038	548	11,8%	9,2%
Friuli Venezia Giulia	10	544	199	875	173	2,6%	2,4%
Liguria	7	871	157	937	151	2,7%	3,8%
Emilia Romagna	22	2.296	391	4.400	298	12,9%	10,0%
Toscana	10	1.599	250	2.444	242	7,2%	7,0%
Umbria	11	348	93	535	78	1,6%	1,5%
Marche	27	673	234	942	192	2,8%	2,9%
Lazio	13	2.273	328	2.319	309	6,8%	9,9%
Abruzzo	25	643	303	687	266	2,0%	2,8%
Molise	9	129	135	130	134	0,4%	0,6%
Campania	23	1.370	436	980	404	2,9%	6,0%
Puglia	10	1.301	257	1.037	256	3,0%	5,7%
Basilicata	13	200	128	183	122	0,5%	0,9%
Calabria	12	418	315	267	345	0,8%	1,8%
Sicilia	13	997	326	654	342	1,9%	4,3%
ITALIA	-	22.941	7.043	34.122	6.417	100,0%	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La variabilità climatica del territorio italiano e il diverso grado di metanizzazione nelle varie aree del Paese spiegano gran parte della marcata eterogeneità osservata nei prelievi di gas delle diverse regioni. Un altro elemento che incide su tale variabilità risiede nella differente distribuzione tra le regioni delle attività produttive di taglia medio-piccola, che sono tipicamente servite da reti secondarie. Al primo posto si collocano, come sempre, Lombardia, Emilia Romagna, Veneto e Piemonte, nei quali viene distribuito il 63% di tutto il gas erogato in Italia. Toscana, Lazio e Puglia assorbono complessivamente un altro 17%, il residuo 20% viene distribuito nel resto d'Italia, con quote regionali che non arrivano al 3%. Manca dall'elenco la Sardegna, che non è metanizzata. La ripartizione regionale delle percentuali di clienti serviti sul totale nazionale mostra un ordinamento simile a quello dei volumi. Il confronto tra le quote di ciascuna regione, quella calcolata sui volumi rispetto a quella determinata in base ai punti di

prelievo, rivela indirettamente il tipo di clientela servita: una quota in termini di volume superiore a quella valutata sui clienti indica, cioè, la maggiore presenza di usi produttivi che assorbono quantità unitarie di gas superiori a quelle dei clienti civili.

Il raggruppamento delle regioni nelle consuete ripartizioni di Nord, Centro, Sud e Isole mostra cifre del tutto analoghe a quelle degli scorsi anni: al Nord viene distribuito il 70,2% del gas totale a poco meno di 13 milioni di clienti (il 56,6% dei clienti totali); seguono il Centro con circa il 20,7% del gas erogato a 5,5 milioni di clienti (il 24,7% dei clienti totali) e il Sud e Isole con il 9,1% di gas a più di 4 milioni di clienti (il 18,7% dei clienti totali). Il numero di concessioni esistenti è inferiore al numero dei comuni serviti sia al Nord, sia al Centro, mentre accade il contrario al Sud e Isole (1.469 concessioni per 1.462 comuni serviti). Nel 2013 sono state metanizzate 25 nuove località, di cui due servite con carro bombolaio, e 42 località esistenti hanno cambiato gestore (il dato è al netto di trasferimenti

dovuti a operazioni societarie). Ciò è quanto emerge dai dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Anagrafica territoriale gas dell'Autorità.

Nella tavola 3.13 l'andamento nel tempo del livello di concentrazione presente nel settore della distribuzione viene valutato mediante due elementi: l'indicatore C3, che in ogni regione somma il valore delle quote di volumi distribuiti dai primi tre operatori, e la percentuale di clienti servita dai medesimi tre operatori. Come sempre la Valle d'Aosta evidenzia la massima concentrazione, data la presenza di un unico distributore in entrambi gli anni considerati. Anche senza tenere conto di questa regione, i dati mostrano, come in passato, livelli di concentrazione mediamente piuttosto elevati, che crescono nel tempo, anche perché il numero di operatori presenti in ciascuna regione tende lentamente a diminuire. Nel 2013 il numero medio di imprese presenti in ciascuna regione si è infatti abbassato di una unità rispetto al 2012 (da 18 è sceso a 17), il valore del C3 è salito al 78,7%, contro il 76,6% registrato nel 2012, così come la quota di clienti serviti è passata dal 76,9% al 79,2%.

Nei dati più recenti si osservano: 16 regioni su 19 in cui il C3 è pari o superiore al 70%, 11 regioni in cui è pari o superiore all'80% e quattro regioni in cui supera addirittura il 90%. Gli stessi conteggi per l'anno 2012 evidenziano 14 regioni con C3 maggiore del 70%, otto regioni con C3 superiore all'80% e quattro regioni con C3 oltre il 90%. Le quattro regioni in cui la concentrazione è pari o superiore al 90% sono le stesse nei due anni considerati, cioè – nell'ordine – Valle d'Aosta, Lazio, Liguria e Calabria. In Valle d'Aosta e in Liguria i valori dei due indicatori sono rimasti invariati rispetto al 2012, in Calabria si sono lievemente ridotti, mentre in Lazio sono aumentati entrambi di oltre due punti percentuali. Il Veneto mantiene nei due anni il livello di concentrazione più basso, inferiore al 50% ma in aumento nel 2013, nonostante il numero di imprese presenti sia rimasto invariato a 31. In Lombardia, invece, la relativamente modesta concentrazione (è la regione con il secondo valore di C3 più basso) del 2012 è aumentata nel 2013 (dal 50% al 54,5%) anche per effetto della riduzione di due unità nel numero di distributori presenti.

TAV. 3.13

Livelli di concentrazione nella distribuzione

Quota di volumi distribuiti dai primi tre operatori (C3) e percentuale di clienti da questi serviti

REGIONE	2012			2013		
	OPERATORI PRESENTI	C3	% DI CLIENTI SERVITI	OPERATORI PRESENTI	C3	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	27	70,7	72,9	27	75,1	77,0
Valle d'Aosta	1	100,0	100,0	1	100,0	100,0
Lombardia	57	50,0	54,1	55	54,5	58,0
Trentino Alto Adige	12	82,7	85,2	12	82,9	85,2
Veneto	31	47,9	49,9	31	49,0	51,7
Friuli Venezia Giulia	10	77,0	81,2	10	77,9	81,3
Liguria	8	90,7	88,9	7	90,7	88,8
Emilia Romagna	23	78,0	77,9	22	78,2	77,9
Toscana	11	85,5	84,3	10	86,1	84,6
Umbria	11	71,9	68,4	11	71,3	68,5
Marche	27	58,3	58,2	27	59,1	58,1
Lazio	14	93,6	93,8	13	95,9	96,4
Abruzzo	26	62,7	62,2	25	71,5	72,2
Molise	10	76,3	74,7	9	82,5	84,1
Campania	24	81,3	81,9	23	82,4	84,0
Puglia	11	69,8	69,9	10	81,2	80,2
Basilicata	13	88,7	86,2	13	87,6	85,4
Calabria	11	90,5	90,4	12	90,1	90,3
Sicilia	13	79,7	81,4	13	80,2	81,2
MEDIA	18	76,6	76,9	17	78,7	79,2

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Le regioni nelle quali la concentrazione è cresciuta maggiormente tra il 2012 e il 2013 sono, nell'ordine, la Puglia, l'Abruzzo e la Lombardia. In tutti e tre i casi l'aumento è dovuto al notevole incremento nella quota di mercato ottenuta da Enel Rete Gas (oggi 2i Rete Gas) grazie all'incorporazione di G6 Rete Gas. Più precisamente, l'operazione societaria è la ragione esclusiva dell'incremento del C3 in Puglia e in Abruzzo, mentre in Lombardia a questo effetto si è sommato anche l'incremento della quota di mercato del terzo operatore.

La composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2013, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, è illustrata nella tavola 3.14.

Il 31,1% delle quote è detenuto da enti pubblici (nel 2012 era il

32,4%), mentre il 24,4% è relativo a quote detenute da società diverse. Il 13,7% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuto da persone fisiche, diminuita di poco rispetto al 13,2% dello scorso anno. Complessivamente, le quote detenute da imprese energetiche sono rimaste pressoché invariate rispetto al 2012, intorno al 30%.

Al loro interno, però, è cresciuta l'importanza delle imprese locali (dal 12,5% registrato nel 2012 al 13,8% del 2013) a scapito delle imprese nazionali (dal 17,4% al 15,9%), mentre è rimasta invariata la quota di quelle estere.

Nel 2013 il capitale straniero prevalente è risultato quello di provenienza austriaca, mentre si è ridotta l'importanza delle quote detenute da imprese spagnole.

TAV. 3.14

Composizione societaria dei distributori nel 2013

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	QUOTA
Enti pubblici	31,1%
Società diverse	24,4%
Imprese energetiche nazionali	15,9%
Imprese energetiche locali	13,8%
Persone fisiche	13,7%
Imprese energetiche estere	0,7%
Istituti finanziari nazionali	0,3%
TOTALE	100,0%

Fonte: Anagrafica operatori dell'AEEGSI.

In Italia sono posati 253.581 km di rete (di cui 257,5 non in funzione), il 58% in bassa pressione, il 41% in media pressione e l'1% in alta pressione (Tav. 3.15). Il 59% delle reti (149.000 km) è collocato al Nord, il 23% (58.000 km) al Centro e il restante 18% (46.300 km) si trova nel Sud e nelle Isole. Mediamente i gestori possiedono il 76% delle reti che gestiscono. I Comuni, invece, ne possiedono il 17%.

Le quote di proprietà variano abbastanza notevolmente da regione a regione. È comunque bene ricordare che la proprietà delle reti può essere del distributore, del Comune, come pure di altri soggetti: per questo la somma delle percentuali della tavola

può differire dal 100%.

Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di 6.650 cabine e più di 105.000 gruppi di riduzione finale. Il numero delle cabine è leggermente diminuito rispetto al 2012, mentre quello dei gruppi di riduzione finale è cresciuto del 3,6%.

La consueta analisi della ripartizione di clienti e volumi distribuiti per categoria d'uso effettuata in queste pagine registra un'importante novità: a partire da gennaio 2013 sono entrate in vigore le nuove categorie d'uso definite⁹ nell'ambito della riforma del *settlement* che l'Autorità ha adottato al fine di ottenere una più corretta attribuzione, agli utenti del servizio di bilanciamento,

⁹ Delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

dei quantitativi di gas consumati dai punti di riconsegna (cioè dai clienti finali) che non vengono misurati giornalmente. La tavola 3.16 mostra, appunto, la ripartizione nel 2013 di clienti e volumi

distribuiti nelle sette nuove categorie d'uso che hanno sostituito le 13 precedentemente in vigore¹⁰, ma che, come in passato, sono state definite in base a dei profili di consumo standard.

TAV. 3.15

Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2013

Numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Piemonte	781	17.002	82,3	12.329,7	11.035,1	87,8%	5,1%
Valle d'Aosta	5	73	0,0	166,4	194,6	98,6%	0,8%
Lombardia	1.788	15.890	101,9	14.825,7	32.278,0	75,9%	18,1%
Trentino Alto Adige	260	18.357	187,3	2.016,3	1.930,4	93,1%	6,6%
Veneto	591	11.444	241,8	10.901,1	18.692,9	73,8%	18,7%
Friuli Venezia Giulia	126	1.216	5,1	2.225,2	5.145,2	65,5%	29,1%
Liguria	83	3.202	57,5	1.975,6	4.212,4	72,7%	0,6%
Emilia Romagna	415	8.413	250,3	17.382,7	13.020,4	69,3%	15,0%
Toscana	356	10.118	227,2	6.376,4	9.662,8	88,5%	9,5%
Umbria	117	1.594	107,0	1.894,2	3.287,0	59,8%	40,2%
Marche	342	2.371	21,9	4.486,8	4.702,9	48,0%	31,3%
Lazio	315	2.274	166,7	7.322,4	7.836,9	61,6%	38,4%
Abruzzo	221	2.081	1,3	4.719,2	4.978,0	73,0%	23,8%
Molise	95	512	0,3	1.079,8	1.137,2	68,1%	31,5%
Campania	379	6.095	31,9	4.216,2	8.001,8	77,4%	16,7%
Puglia	245	1.763	119,7	3.424,1	8.495,5	93,9%	6,0%
Basilicata	111	464	0,8	933,3	1.633,3	54,1%	45,3%
Calabria	213	816	34,9	2.886,7	3.554,3	88,0%	12,0%
Sicilia	213	1.787	66,4	4.528,2	8.388,0	93,3%	4,3%
ITALIA	6.656	105.472	1.704,5	103.689,8	148.186,6	76,2%	17,0%
<i>di cui non in funzione</i>	-	-	<i>0,9</i>	<i>148,3</i>	<i>108,3</i>	-	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹⁰ Le categorie d'uso precedentemente in vigore erano quelle individuate dalla delibera 2 febbraio 2007, n. 17.

TAV. 3.16

Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2013

Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2013 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m³

CODICE	CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
C1	Riscaldamento	2,2%	22,7%	15.134
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	38,5%	5,5%	211
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	57,5%	47,1%	1.218
C4	Uso condizionamento	0,0%	0,0%	2.801
C5	Uso condizionamento + riscaldamento	0,0%	0,2%	7.504
T1	Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,2%	5,1%	32.984
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	1,5%	19,4%	19.290
TOTALE		100,0%	100,0%	1.487

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come si vede dai dati, ben più della metà dei clienti (o, più precisamente, il 57,5% dei clienti) utilizza il gas contemporaneamente per il riscaldamento e per la cottura dei cibi e/o la produzione di acqua calda sanitaria (codice C3); tale uso, che assorbe il 47,1% del gas complessivamente distribuito in Italia, comprende un consumo medio di circa 1.200 m³ all'anno. Il secondo utilizzo più diffuso tra i clienti (38,5%) è quello corrispondente al codice C2, che prevede l'impiego di gas per gli usi di cucina e/o per la produzione di acqua calda. Il gas complessivamente distribuito a questo fine è risultato pari al 5,5% del totale, dal che risulta evidente che il quantitativo annuo di gas necessario a questo impiego è abbastanza ridotto, mediamente pari a 211 m³.

L'utilizzo del gas a soli fini di riscaldamento (codice C1) non possiede una quota rilevante in termini di clienti (solo 2,2%), ma naturalmente incide molto di più in termini di consumi: esso, infatti, ha acquisito, nel 2013, il 22,7% del gas totale. Tale uso comporta mediamente un consumo annuo di 15.000 m³ circa.

Un quinto dei volumi di gas prelevati, infine, viene utilizzato per usi tecnologici associati a quelli di riscaldamento (codice T2). Il consumo medio per questo utilizzo è ovviamente molto elevato e si aggira intorno a 19.000 m³.

Il consumo medio complessivo che emerge dalle diverse categorie d'uso è pari a 1.487 m³/anno, un valore sostanzialmente invariato rispetto a quello rilevato per il 2012, pari a 1.492 m³.

La tavola 3.17 mostra come si ripartiscono i clienti e i volumi per fasce di prelievo.

Le prime due fasce che, data l'esiguità del consumo annuo (al massimo pari a 480 m³), comprendono probabilmente consumi di tipo domestico, contano molto in termini di clienti (43,2%), ma assorbono solo il 4,8% del gas complessivamente distribuito.

Come sempre, la classe più numerosa in termini sia di numero di gruppi di misura, sia di volumi, è quella che prevede un consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 m³; in essa ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che, conformemente a quanto appena visto sui dati per categoria d'uso, impiegano il gas per il riscaldamento dei locali e la produzione di acqua calda o la cucina. Gli usi produttivi del gas sono probabilmente compresi nelle ultime quattro classi che, pur essendo relativamente meno dense (tutte insieme contano solo per il 2,1% del totale dei clienti), assorbono quasi la metà del gas complessivamente distribuito (48,3%).

Nella tavola la consistenza dei clienti per fascia di prelievo e le relative quote sono calcolate a partire dal dato dei gruppi di misura¹¹ rilevati in ciascuna fascia. Valutando la numerosità dei clienti attraverso i punti di riconsegna¹², si ottiene un valore più ampio di circa 1,2 milioni di unità, che vanno però ad aumentare quasi unicamente la fascia di prelievo più piccola.

Con l'eccezione della tavola 3.17, che riporta entrambi i dati, si precisa comunque che in tutto il paragrafo i clienti sono valutati mediante i gruppi di misura.

¹¹ Il gruppo di misura, o misuratore, è la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno del cliente finale; comprende un eventuale correttore dei volumi misurati.

¹² Il punto di riconsegna è il punto di confine tra l'impianto di distribuzione e l'impianto del cliente finale, dove l'impresa di distribuzione riconsegna il gas naturale per la fornitura al cliente finale.

TAV. 3.17

Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo

Punti di riconsegna e gruppi di misura al 31/12/2013 in migliaia; volumi prelevati in M(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	6.147	5.004	172	21,8%	0,5%
121-480	4.947	4.913	1.451	21,4%	4,3%
481-1.560	9.435	9.386	8.713	40,9%	25,5%
1.561-5.000	3.158	3.147	7.293	13,7%	21,4%
5.001-80.000	471	469	7.314	2,0%	21,4%
80.001-200.000	15	15	1.748	0,1%	5,1%
200.001-1.000.000	7	7	2.806	0,0%	8,2%
Oltre 1.000.000	2	2	4.625	0,0%	13,6%
TOTALE	24.182	22.941	34.122	100,0%	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.18

Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2013

Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

REGIONE	USO DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO		ALTRI USI	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	1.811	1.639	38	505	9	145	208	1.595
Valle d'Aosta	18	17	1	8	0	7	3	19
Lombardia	4.352	4.178	54	909	16	254	441	3.853
Trentino Alto Adige	204	181	7	50	2	42	26	299
Veneto	1.858	1.910	17	178	5	89	209	1.854
Friuli Venezia Giulia	489	437	6	79	2	29	47	330
Liguria	812	457	10	203	3	36	46	242
Emilia Romagna	2.046	2.089	24	316	12	91	215	1.903
Toscana	1.461	1.305	12	124	5	64	120	951
Umbria	314	244	1	16	1	14	32	261
Marche	606	539	5	34	4	46	57	325
Lazio	2.085	1.140	26	338	10	139	152	702
Abruzzo	553	396	2	15	2	22	86	255
Molise	117	82	1	12	1	8	10	28
Campania	1.311	623	6	42	5	48	48	267
Puglia	1.235	773	2	17	3	35	61	213
Basilicata	180	130	1	7	1	9	18	38
Calabria	357	194	1	4	3	15	58	54
Sicilia	937	470	2	10	3	24	55	149
ITALIA	20.747	16.805	214	2.865	88	1.114	1.892	13.337

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Un'ulteriore spaccatura dei clienti e dei volumi distribuiti in Italia con dettaglio geografico e settoriale è esposta nella tavola 3.18. In questo caso i settori di consumo sono definiti in base alle tipologie di clienti individuate nel *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas (TIVG)*¹³.

Nel 2013 il settore domestico risulta composto da circa 21 milioni di clienti che hanno prelevato 16,8 G(m³), ovvero quasi la metà di tutto il gas distribuito. Se ai volumi del settore domestico in senso stretto aggiungiamo quelli dei condomini con uso domestico, il consumo del settore "domestico allargato" raggiunge la ragguardevole quota del 57,6% di tutto il gas distribuito in Italia, oltre che una frazione dei clienti totali del 91,4%.

Circa un miliardo di metri cubi (cioè il 3,3% del totale) è stato prelevato dalle attività di servizio pubblico, definite come i punti di riconsegna nella titolarità di una struttura pubblica o privata che svolge un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole. Gli altri usi rappresentano l'8,2% dei clienti e il 39,1% dei volumi distribuiti. I consumi medi che emergono da questi dati sono coerenti con quelli evidenziati dalle suddivisioni dei prelievi osservate finora: 810 m³ per i clienti domestici, 13.362 per i condomini, 12.661 per le attività di servizio

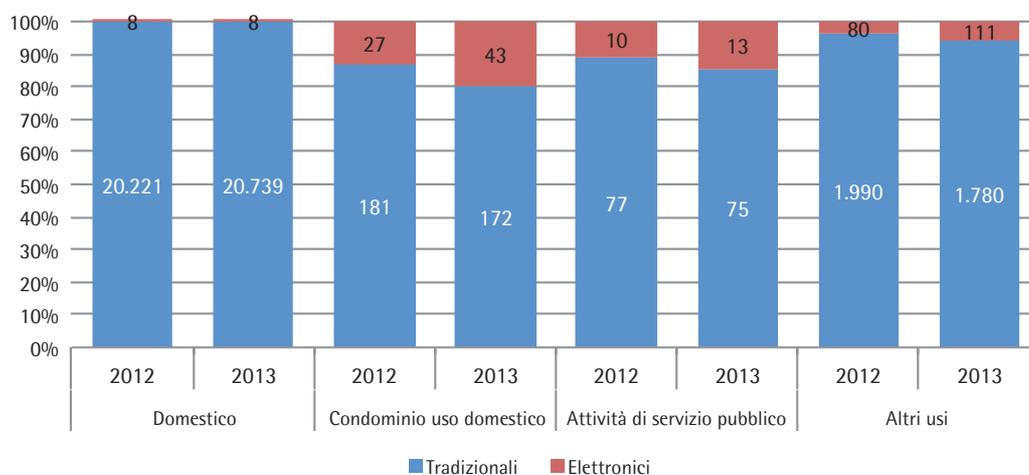
pubblico, 7.050 per gli altri usi e 1.487 per tutti i clienti nel loro complesso. L'entità dei consumi medi osservata nel 2013 risulta lievemente inferiore, ma sostanzialmente analoga, a quella riscontrata nel 2012 per tutti i settori di consumo, con l'eccezione degli altri usi per i quali si evidenzia una crescita del consumo medio da 6.354 a 7.050 m³.

Anche questi valori, tuttavia, sono abbastanza differenziati territorialmente, con consumi medi che - per tutte le tipologie di clienti - risultano al Nord circa doppi rispetto a quelli osservati al Sud e Isole, mentre quelli del Centro assumono valori intermedi.

La tavola 3.19 mostra la diffusione dei gruppi di misura elettronici e tradizionali al 31 dicembre 2012 e alla stessa data del 2013, distinguendo per l'ultimo anno anche la loro accessibilità parziale o totale¹⁴. L'Autorità ha disciplinato la messa in servizio graduale di gruppi di misura elettronici per tutti i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale a partire dal 2008. Nel corso del tempo, in considerazione dei ritardi registrati nel processo di installazione di tali misuratori, l'Autorità è più volte intervenuta con successive revisioni delle tempistiche e individuando forme flessibili di implementazione da parte delle imprese di distribuzione.

FIG. 3.8

Gruppi di misura elettronici e tradizionali nel 2012 e nel 2013 per tipologia di cliente
Percentuale di gruppi di misura installati^(A)



(A) All'interno dell'istogramma sono indicate le migliaia di gruppi di misura installati.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹⁴La definizione di accessibile, non accessibile o parzialmente accessibile dipende dalla possibilità che il segnante del misuratore, ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori, sia consentito liberamente o meno. Più precisamente, il misuratore è definito "accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito senza necessità della presenza di alcuna persona fisica; è definito "non accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito solo in presenza del titolare del punto di riconsegna o di altra persona da questi incaricata; è definito "con accessibilità parziale" quando l'impresa di distribuzione può normalmente accedere al misuratore in presenza di persona che consenta l'accesso al luogo in cui il misuratore è installato.

TAV. 3.19

Diffusione dei gruppi di misura elettronici nel 2012 e nel 2013 per classe di misuratore

Numero di gruppi di misura in migliaia; prelievi in M(m³)

CLASSE E TIPO DEI GRUPPI DI MISURA	2012			2013		PRELIEVI
	NUMERO TOTALE	ACCESSIBILI	PARZIALMENTE ACCESSIBILI	NON ACCESSIBILI	NUMERO TOTALE	
ELETTRONICI						
Fino a G6	1	44	16	50	110	103
G6	0	2	1	2	4	12
Da G6 a G25	3	9	2	4	15	122
G25	23	24	8	17	49	830
G40	33	19	11	17	47	1.283
Oltre G40	59	24	13	25	62	10.081
Totale elettronici	119	122	49	115	286	12.430
TRADIZIONALI						
Fino a G6	21.374	8.555	1.986	10.970	21.511	16.943
G6	831	341	78	371	790	1.505
Da G6 a G25	292	129	40	114	283	2.047
G25	82	22	12	22	56	827
G40	23	3	2	4	9	150
Oltre G40	9	2	1	4	7	220
Totale tradizionali	22.611	9.052	2.118	11.484	22.655	21.691
TOTALE GRUPPI DI MISURA	22.730	9.174	2.167	11.599	22.941	34.122

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

L'installazione dei misuratori elettronici, tuttavia, prosegue di anno in anno, specie nei settori caratterizzati da più elevati consumi, come dimostrano la figura 3.8 e specialmente i dati della tavola 3.19. Il numero di misuratori elettronici in funzione nel 2013 è cresciuto, rispetto al 2012, del 140%.

Nel corso dell'anno ne sono stati installati 167.000, il 65% dei quali ha riguardato quelli più piccoli, cioè i gruppi di misura fino alla classe G6. Un altro 16% delle nuove installazioni è stato effettuato sui misuratori di classe G25.

Percentuali minori si osservano nelle altre classi intermedie. Solo l'1,4% delle installazioni è stato effettuato sui gruppi di misura con classe oltre G40.

La dimensione delle imprese che distribuiscono gas¹⁵ è di 38,8 addetti, superiore ai 34,0 registrati lo scorso anno (ma su un numero di imprese rispondenti inferiore di dieci unità) (Tav. 3.20). Il 65,2% delle imprese del settore impiega meno di dieci addetti, ma distribuisce solo il 7,4% del gas a una quota simile (6,9%) di clienti. Il 21,5% delle aziende opera con più di venti addetti e distribuisce l'84,4% del gas all'87% dei clienti serviti. Il 61,8% dei clienti è servito, però, dalle imprese con oltre 250 addetti che, pur essendo solo il 3,3% dei soggetti operanti in questo segmento, distribuiscono quasi il 60% di tutto il gas. Il 14,4% dei distributori risulta operare con zero addetti: si tratta di imprese che hanno completamente appaltato l'attività.

¹⁵ L'informazione sul numero degli addetti è tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. I valori sono riferiti al personale che nella media dell'anno 2012 era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola sono riferiti a 181 società.

TAV. 3.20

Dimensione delle imprese che distribuiscono gas naturale per classe di addetti nel 2012

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI DISTRIBUITI	QUOTA SUI CLIENTI SERVITI
0	14,4%	-	1,0%	1,2%
1	7,7%	0,9	0,4%	0,3%
2-9	43,1%	4,4	6,0%	5,5%
10-19	13,3%	14,3	8,2%	6,0%
20-49	10,5%	31,8	10,7%	8,7%
50-250	7,7%	106,2	16,3%	16,5%
Oltre 250	3,3%	705,8	57,4%	61,8%
TOTALE	100,0%	38,8	100,0%	100,0%

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

TAV. 3.21

Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2012 e 2013

Volumi di gas naturale distribuito in M(m³)

SOCIETÀ	2012	QUOTA	2013	QUOTA
Snam	7.808	23,1%	7.800	22,9%
F2i Reti Italia	5.760	17,0%	5.661	16,6%
Hera	2.202	6,5%	2.684	7,9%
Iren	2.012	6,0%	2.099	6,2%
A2A	2.010	5,9%	2.072	6,1%
Toscana Energia	1.047	3,1%	1.218	3,6%
E.S.TRA.	770	2,3%	770	2,3%
Asco Holding	772	2,3%	730	2,1%
Linea Group Holding	653	1,9%	676	2,0%
Acegas-Aps ^(A)	481	1,4%	-	-
AMGA - Azienda Multiservizi	441	1,3%	475	1,4%
Erogasmet	406	1,2%	410	1,2%
Acsm-Agam	366	1,1%	397	1,2%
Agsm Verona	397	1,2%	380	1,1%
Ambiente Energia Brianza	344	1,0%	378	1,1%
Energei	329	1,0%	333	1,0%
Gas Natural Sdg	325	1,0%	326	1,0%
Gas Rimini	302	0,9%	294	0,9%
Dolomiti Energia	289	0,9%	287	0,8%
Edison	277	0,8%	281	0,8%
Aimag	278	0,8%	275	0,8%
Altri	6.511	19,3%	6.574	19,3%
TOTALE	33.782	100,0%	34.122	100,0%

(A) Nel 2013 è entrata nel gruppo Hera.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.21 illustra, infine, i primi venti gruppi societari che hanno operato nel 2013 nella distribuzione di gas naturale con le relative quote di mercato, sia per il 2013, sia per l'anno precedente. Il gruppo Snam è, come negli anni passati, il primo con una quota praticamente costante al 23% circa.

Oltre a essere il gruppo dominante nella distribuzione, tramite Italgas, Snam è dominante anche nel trasporto (con Snam Rete Gas), nello stoccaggio (con Stogit) e nella rigassificazione (con GNL Italia).

Fino all'ottobre 2012 Snam ha fatto parte del gruppo Eni. Da quella data la Cassa depositi e prestiti (per il tramite di CDP Reti) ha acquisito una partecipazione del 30% meno una azione del capitale votante di Snam di proprietà di Eni. Per effetto dell'operazione di cessione, Snam non è più soggetta al controllo e all'attività di direzione e coordinamento di Eni e opera in regime di separazione proprietaria in conformità a quanto stabilito dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 25 maggio 2012. Eni rimane nell'azionariato di Snam con una quota dell'8,5% circa. Diversamente da quanto accade negli altri segmenti della filiera, il secondo gruppo, F2i Reti Italia, segue con una quota poco distante del 17%. Tale gruppo comprende F2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas) e G6 Rete Gas, incorporata nel 2013 – come si è visto nelle pagine precedenti –, anche se nel 2012 faceva già parte del gruppo.

Come lo scorso anno, il terzo gruppo è Hera, la cui quota è però salita al 7,9% grazie all'acquisizione di Acegas-Aps che nel 2012 era in decima posizione.

Nel 2013 i primi venti gruppi hanno coperto l'80,7% della distribuzione totale, cioè la stessa quota del 2012.

Connessioni

In questo paragrafo vengono riportati i dati relativi alle connessioni, distinte a seconda che si tratti di connessioni di

metanodotti con le reti di trasporto o connessioni di condotte presso la rete di distribuzione.

All'interno della singola tipologia di impianto, sono evidenziati i dati relativi alla numerosità e il tempo medio per ottenere la connessione, inteso quale periodo per la realizzazione del punto, come previsto dal contratto di allacciamento stipulato.

I giorni di attesa medi per le connessioni con la rete di trasporto sono, cioè, ottenuti come media dei tempi preventivati da Snam Rete Gas in risposta alla richiesta di connessione per singola tipologia di impianto.

Come è possibile osservare dalla tavola 3.22, nel 2013 sono state realizzate 71 connessioni con la RTN, di cui 54 in alta pressione e 17 in media pressione.

Mediamente, esse hanno richiesto un'attesa di 50,4 giorni lavorativi (69 giorni per le condotte in alta pressione e 38 giorni per quelle in media pressione).

Rispetto al 2012 è diminuito il numero di connessioni richieste sulla rete in alta pressione, mentre sono cresciute le richieste di allacciamento alle reti di trasporto in media pressione. Il tempo medio di realizzazione degli allacciamenti, però, è diminuito in entrambi i casi.

Decisamente maggiore è il numero di connessioni con la rete di distribuzione (Tav. 3.23) che nel 2012 sono state pari a 175.944. Come le richieste di allacciamento alla rete di trasporto, anche queste sono diminuite rispetto alle circa 238.000 richieste del 2012.

Analogamente al trasporto si osserva comunque una riduzione dei tempi di attesa, in media pari a 10,5 giorni lavorativi contro i 14,6 del 2012.

La contrazione dei tempi maggiore si verifica nel caso degli allacciamenti alle reti di distribuzione esercite in alta pressione: nel 2013, infatti, sono stati necessari dieci giorni in meno, rispetto al 2012, per ottenere la connessione richiesta.

TAV. 3.22

Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2012 e nel 2013

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2012		2013	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	71	95,5	54	69,0
Media pressione	13	59,4	17	38,0
TOTALE	84	77,4	71	50,4

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.23

Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2012 e nel 2013

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2012		2013	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	10	19,8	4	8,5
Media pressione	6.165	16,3	3.852	15,7
Bassa pressione	231.736	7,6	172.088	7,4
TOTALE	237.911	14,6	175.944	10,5

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Mercato all'ingrosso del gas

Nel 2013 hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di svolgere (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale 508 società. Di queste, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori regolati 436 imprese, di cui 39 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno (Tav. 3.24). Delle 397 attive, 67 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 229 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 101, che

hanno operato sia sul mercato all'ingrosso, sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti.

Complessivamente il gas movimentato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) ha toccato 170,1 G(m³). Il 22,4% di tale gas, cioè 38,1 G(m³), è stato intermediato dai grossisti, il 10,6%, cioè 18 G(m³), dai venditori puri e il 67,1%, cioè 114,1 G(m³), dagli operatori misti. Rispetto al 2012 questi ultimi hanno perso terreno in favore degli operatori puri (sia grossisti, sia venditori) e in particolare dei venditori, la cui posizione relativa

nel mercato totale è cresciuta più di quanto non sia aumentata quella dei grossisti.

Il mercato all'ingrosso, che complessivamente ha movimentato 106,8 G(m³), è stato alimentato per il 35,7% da grossisti puri e per il restante 64,3% da operatori misti. Nel 2012 la ripartizione era più favorevole agli operatori misti, essendo le due quote, rispettivamente, del 32,4% e del 67,6%.

I 63,3 G(m³) venduti al mercato finale sono stati approvvigionati

per il 28,4% dai venditori puri e per il 71,6% da operatori misti. Anche in questo caso i puri hanno eroso (ma in misura minore) la quota di mercato dei misti, visto che nel 2012 le proporzioni erano di 27,8% contro 72,2%.

L'analisi delle attività che si sono svolte sul mercato all'ingrosso del gas è descritta nel resto di questo paragrafo, mentre l'andamento del mercato finale della vendita sarà illustrato più avanti in questo stesso Capitolo (si veda l'apposito paragrafo).

TAV. 3.24

Numero di operatori e vendite nel 2013

M(m³)

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	67	-	38.081	31.794	38.081
Venditore puro	229	17.965	-	-	17.965
Operatore misto	101	45.374	68.707	35.066	114.081
Inattivo	39	-	-	-	-
TOTALE	436	63.338	106.788	66.859	170.127

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2013 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso è cresciuto, come pure il gas che hanno complessivamente intermediato (Tav. 3.25).

Infatti, 168 venditori, 16 in più rispetto all'anno precedente, hanno venduto complessivamente 106,8 G(m³), contro i 101,1 G(m³) del 2012.

In percentuale, l'aumento del numero degli operatori è stato superiore a quello dei volumi di gas trattati (+10,5% contro +5,6%), per questo il volume medio unitario è diminuito da 665 a 636 M(m³) nel complesso del mercato.

Come negli scorsi anni, è possibile osservare il mercato con maggiore dettaglio suddividendo gli operatori in classi di vendita: la tassonomia, che li suddivide in grandi, medi, piccoli

e piccolissimi è effettuata prendendo a riferimento il volume di vendita complessivo (sia nel mercato all'ingrosso, sia nel mercato finale se l'operatore è di tipo "misto") di ciascuna impresa.

In tal modo si vede che l'incremento complessivo nel numero dei venditori si è realizzato perlopiù nella penultima classe di venditori, quella dei piccoli, che hanno accolto 12 delle 16 nuove unità di vendita affacciate su questo mercato.

Il 13,7% del gas venduto all'ingrosso è stato fornito da Eni, il 9,1% dall'unico venditore presente nella classe dei grandi (Edison), il 16,9% dai 139 piccoli o piccolissimi operatori. La maggior parte del gas intermediato all'ingrosso, vale a dire il 60,3%, è stata fornita dai 27 operatori di media dimensione, il cui venduto in media è di 2,4 G(m³).

TAV. 3.25

Mercato all'ingrosso nel periodo 2009-2013

OPERATORI ^(A) PER CLASSE DI VENDITA	2009	2010	2011	2012	2013
NUMERO	124	140	143	152	168
Eni	1	1	1	1	1
Grandi	0	2	1	1	1
Medi	22	26	30	24	27
Piccoli	51	57	57	66	78
Piccolissimi	50	54	54	60	61
VOLUME VENDUTO G(m³)	68,1	87,6	98,4	101,1	106,8
Eni	16,0	15,3	14,6	13,3	14,6
Grandi	0,0	11,9	7,0	8,3	9,7
Medi	40,0	47,1	64,1	61,1	64,4
Piccoli	11,5	12,7	12,0	17,5	17,2
Piccolissimi	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)	549	626	688	665	636
Eni	15.961	15.304	14.586	13.342	14.584
Grandi	0	5.956	7.012	8.270	9.728
Medi	1.816	1.810	2.136	2.545	2.385
Piccoli	226	222	210	265	220
Piccolissimi	12	13	14	15	15

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³).
 Medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).
 Piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).
 Piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La crescita complessiva del 5,6% nei volumi di vendita all'ingrosso, ottenuta nonostante il fatto che anche il 2013 sia stato un anno di riduzione dei consumi, è andata a beneficio di quasi tutte le classi di operatori, seppure in misura differente.

L'incremento maggiore è stato ottenuto dai grandi, le cui vendite sono aumentate del 17,6% rispetto al 2012; le vendite di Eni sono salite del 9,3%, quelle dei medi del 5,4% e quelle dei piccolissimi del 2,3% (pur rimanendo a un livello assai modesto, sempre sotto il miliardo di metri cubi). Un ridimensionamento del 2,1% si è invece avuto nel gas complessivamente venduto dai piccoli, nonostante il forte aumento appena visto nel numero di operatori. Come conseguenza, il volume medio unitario intermediato da questi soggetti è tornato a diminuire, portandosi a 220 M(m³).

Gli acquisti all'estero e al PSV sono le modalità più frequenti con

cui i grossisti di gas si approvvigionano della materia prima che poi rivendono (Tav. 3.26): su 100 m³ acquistati, in media 78 m³ provengono da queste due fonti, con una leggera prevalenza del PSV (40,5 m³) sulle importazioni (37,6 m³). I restanti 22 m³ provengono perlopiù dagli acquisti da altri rivenditori nazionali (14,4 m³) e in minima parte (5 m³) dalla produzione nazionale. Come lo scorso anno, risultano ancora minoritari, ma in lieve aumento, gli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME) (MPG-GAS, MI-GAS, P-GAS e PB-GAS), dove in media vengono procacciati 1,8 m³ su 100.

L'incidenza delle varie fonti, tuttavia, cambia a seconda della dimensione degli operatori: le importazioni sono decisive soltanto per Eni e i grandi che si procurano all'estero circa tre quarti del gas che poi rivendono.

La produzione nazionale tende a completare il portfolio di Eni, mentre è il PSV a svolgere questa funzione nel caso dei grandi.

Gli acquisti al PSV assumono una notevole importanza per i venditori di media dimensione: in quella sede comprano il 64% del gas che poi rivendono.

Anche gli acquisti all'estero possiedono una discreta rilevanza per

questi operatori, che oltre frontiera si procurano quasi un quinto del gas complessivamente trattato.

Gli acquisti da altri rivenditori sul territorio nazionale, sia alla frontiera, sia al *city gate*, hanno un peso maggioritario (61%) nell'approvvigionamento dei piccolissimi, insieme con gli acquisti al PSV (26%) e di quelli effettuati in Borsa (7%).

TAV. 3.26

Approvvigionamento dei grossisti nel 2013

APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					TOTALE
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	
Produzione nazionale	13,8%	2,3%	0,0%	7,6%	3,8%	4,9%
Importazioni	79,3%	73,3%	19,7%	10,9%	1,2%	37,6%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	5,1%	1,6%	13,0%	35,3%	60,6%	14,4%
Acquisti in stoccaggio	0,0%	0,7%	0,8%	2,0%	1,4%	0,8%
Acquisti al PSV	1,9%	22,1%	64,4%	40,3%	26,0%	40,5%
Acquisti in Borsa	0,0%	0,0%	2,1%	4,1%	7,0%	1,8%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(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. 3.27

Impieghi di gas dei grossisti nel 2013

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					TOTALE
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	39,5%	58,1%	79,3%	58,1%	36,1%	64,0%
– di cui vendite in stoccaggio	14,2%	1,6%	1,1%	1,5%	3,2%	1,9%
– di cui vendite al PSV	70,6%	55,1%	67,4%	52,0%	50,4%	41,1%
A clienti finali	44,7%	25,7%	16,8%	37,9%	40,2%	27,9%
– di cui collegati societariamente	3,1%	4,0%	45,7%	7,9%	7,0%	16,9%
Autoconsumi	15,0%	14,9%	2,2%	1,2%	19,6%	6,4%
Borsa	0,7%	1,3%	1,6%	2,8%	4,1%	1,6%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(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. 3.28

Vendite dei principali grossisti
nel 2013M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Eni	14.584	16.207	30.791	13,7%
Edison	9.728	4.203	13.931	9,1%
Enel Trade	6.976	1.772	8.747	6,5%
Gdf Suez Energia Italia	6.966	1.057	8.022	6,5%
Gdf Suez Trading Italia	6.631	0	6.631	6,2%
Shell Energy Europe Limited	6.513	0	6.513	6,1%
Shell Italia	3.863	1.326	5.189	3,6%
ENOI	3.130	9	3.139	2,9%
Vitol Sa	2.779	0	2.779	2,6%
Dufenergy Trading	2.721	0	2.721	2,5%
Hera Trading	2.299	67	2.366	2,2%
Spigas	2.074	154	2.227	1,9%
Shell Energy Italia	1.951	438	2.389	1,8%
Gdf Suez E.M.T. Italia	1.889	0	1.889	1,8%
A2A Trading	1.804	199	2.002	1,7%
Roma Gas Et Power	1.789	220	2.009	1,7%
Axpo Italia	1.766	164	1.930	1,7%
Hb Trading	1.723	0	1.723	1,6%
E.On Global Commodities	1.688	1.673	3.360	1,6%
Gunvor International, Amsterdam, Geneva Branch	1.546	0	1.546	1,4%
Sinergie Italiane - In liquidazione	1.214	0	1.214	1,1%
Italtrading	1.153	8	1.161	1,1%
Sorgenia Trading	1.119	0	1.119	1,0%
Energy.Com	1.099	0	1.099	1,0%
Repower Italia	1.054	0	1.054	1,0%
Centrex Italia	832	51	883	0,8%
Società Ionica Gas	810	0	810	0,8%
Bp Energy Europe Sede Secondaria	791	0	791	0,7%
2B Energia	752	0	752	0,7%
Taqa	633	0	633	0,6%
Tradeinv Gas Et Energy	614	0	614	0,6%
Statoil Asa	604	0	604	0,6%
Energetic Source	597	192	788	0,6%
Youtrade	540	217	757	0,5%
Shell Italia E&P	538	0	538	0,5%
Energy Trade	529	0	529	0,5%
Altri	11.491	17.417	28.908	10,8%
TOTALE	106.788	45.374	152.162	100%
Prezzo medio (c€/m ³)	32,67	41,03	35,17	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola che illustra gli impieghi di gas da parte delle imprese grossiste (Tav. 3.27) evidenzia, ovviamente, che le quote maggiori di gas - in media il 64% - vengono utilizzate per la rivendita del gas ad altri operatori sul territorio nazionale. Tale quota è massima (79,3%) nel caso dei soggetti di media dimensione, ma è molto rilevante anche nei grandi e nei piccoli. La parte destinata al mercato finale conta complessivamente per il 27,9%, ma - con l'eccezione di Eni - diventa più importante al diminuire della dimensione delle imprese (i piccoli e i piccolissimi operatori destinano al mercato finale, rispettivamente, il 38% e il 40% della propria disponibilità di gas). Mediamente, il 6,4% del gas è riservato agli autoconsumi (meno del 7,8% evidenziato nel 2012), ma anche in questo caso le percentuali variano notevolmente tra le classi di operatori: quote rilevanti di gas sono dirette all'autoconsumo dagli operatori più grandi e dai piccolissimi, mentre risultano irrisorie quelle di medi e piccoli.

Come nel 2012 si mantiene la limitatezza del gas destinato alla Borsa, pari in media solo all'1,6%, seppure in crescita rispetto all'1% del 2011.

La tavola 3.28 mostra il dettaglio dell'attività delle 36 società (lo stesso numero del 2012) il cui venduto ha raggiunto almeno 500 M(m³) nel mercato all'ingrosso.

A sorpresa, nel 2013 il livello di concentrazione di tale mercato è lievemente risalito, dopo le diminuzioni osservate negli anni più recenti.

Lo scorso anno, infatti, la quota delle prime tre società Enel, Edison ed Enel Trade (le stesse dell'anno precedente) è infatti tornata al 29,3% dal 27,9% calcolato nel 2012. Parimenti, è cresciuta anche la quota cumulata delle prime cinque imprese (le tre già citate più due società del gruppo GdF Suez) che dal 40,2% è salita al 42%. Di fatto, il livello della concentrazione all'ingrosso è tornato sui valori evidenziati nel 2010.

Ovviamente anche l'indice di Herfindahl Hirshmann, calcolato sul solo mercato all'ingrosso, è marginalmente cresciuto rispetto al 2012, da 496 a 508, restando comunque ben al di sotto del valore 1.000 ritenuto sintomo di bassa concentrazione.

Sulla base dei risultati provvisori ottenuti dall'Indagine, nel 2013 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è stato di 32,67 c€/m³, più elevato rispetto ai 29,61 c€/m³ del PSV (il dato è di fonte Platts) e in diminuzione (-4,8%) rispetto al valore osservato nel 2012, pari a 34,31 c€/m³.

Una discesa di entità simile ha interessato pure il prezzo richiesto

al mercato finale da quegli intermediari dell'ingrosso che operano anche su quel mercato: 41,03 c€/m³ contro i 43,28 c€/m³ del 2012 (-5,2%). Il differenziale tra le due clientele si è quindi ridotto marginalmente da 8,96 a 8,35 c€/m³.

Punto di scambio virtuale

Il PSV è un *hub* virtuale, cioè un punto concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della Rete nazionale dei gasdotti, in cui è possibile effettuare scambi e cessioni di gas immesso nella rete stessa. Gestito da Snam Rete Gas, offre agli operatori un utile strumento di bilanciamento commerciale e la possibilità di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, per esempio, in caso di interruzione o di riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento. Le transazioni al PSV si effettuano sulla base di contratti bilaterali *over-the-counter* (OTC), esso dunque non può essere assimilato a una Borsa gas, che in Italia è stata avviata nel maggio 2010 presso il GME (vedi oltre).

Nato nell'ottobre del 2003, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero delle contrattazioni. Ciò è avvenuto grazie alla standardizzazione dei contratti sottostanti le transazioni e alla possibilità per i *trader*, dal novembre 2006, di effettuare transazioni senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto.

Nel 2013, 148 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; circa un terzo di questi (48) erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto.

Per la prima volta da diversi anni, il numero di sottoscrittori che hanno effettuato scambi al PSV è leggermente diminuito: nel 2012, infatti, erano 157. Anche il numero dei *trader* puri (cioè non utenti del sistema di trasporto) ha evidenziato una contrazione, essendo passato da 59 a 46 unità (Fig. 3.9).

La figura 3.10 mostra lo storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e gli scambi registrati al PSV. Nel grafico vengono raggruppate distintamente le importazioni presso gli *entry point*, le riconsegne di gas liquefatto al PSV e gli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sul mercato spot e OTC. Le importazioni presso gli *entry point*, che comprendono tutte le transazioni (commerciali e doganali), sono raggruppate in un'unica voce, che accoglie le cessioni registrate presso Tarvisio, Passo Gries, Mazara, Gorizia, Gela e Panigaglia,

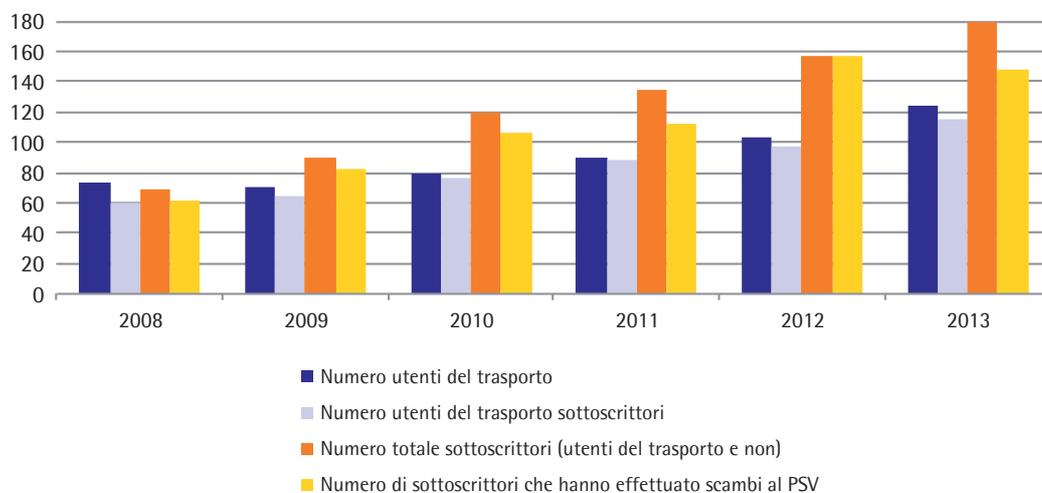
queste ultime sino a novembre 2005, perché poi inserite nella voce PSV GNL. Infatti, la categoria PSV GNL comprende le riconsegne di gas che avvengono presso il terminale di Panigaglia da parte della società GNL Italia, come pure quelle che avvengono da ottobre 2009 presso il terminale di Porto Viro (Rovigo) da parte della

società Terminale GNL Adriatico, collegata alla RTN tramite l'*entry point* di Cavarzere.

Da ultimo, nell'ottobre 2013, si sono aggiunte le riconsegne di gas presso il terminale di Livorno, gestito dalla società OLT *Offshore* LNG Toscana.

FIG. 3.9

Utenti del PSV dal 2008

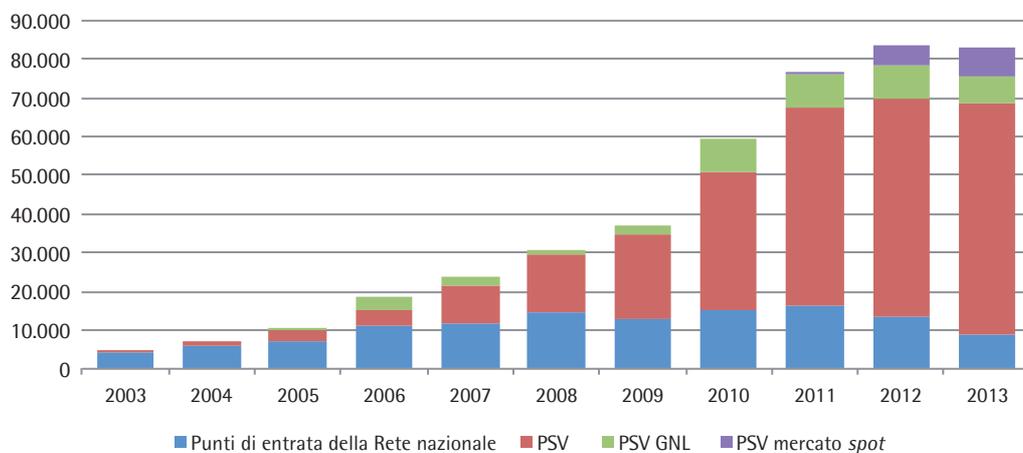


Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.10

Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale

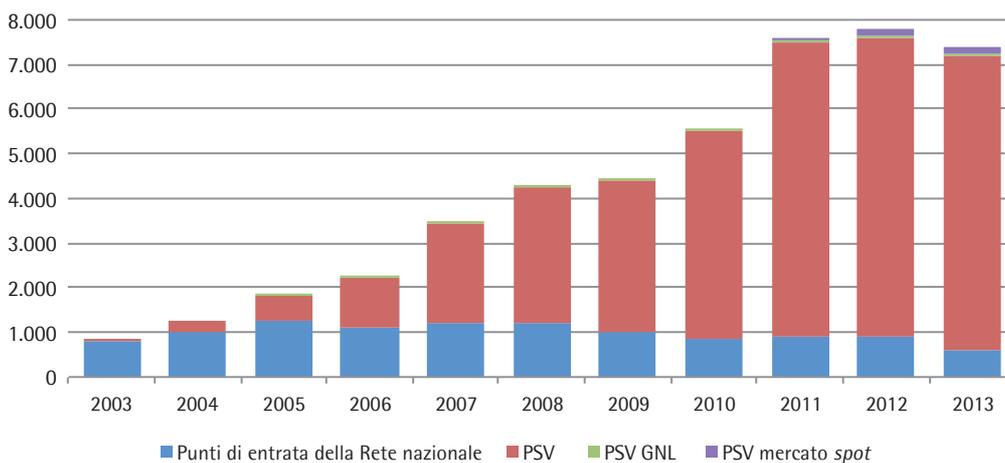
M(m³) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

FIG. 3.11

Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

Come si vede, il PSV è andato crescendo in misura notevole nel corso del tempo, in termini sia di numero delle transazioni, sia di volumi scambiati. Al contrario, da tre anni si riduce costantemente la quota degli scambi ai punti di ingresso della RTN, erosa oltre che dal PSV da altre modalità di acquisto: GNL e mercato *spot*.

Infatti, con l'indicazione "PSV mercato *spot*" sono evidenziati i volumi scambiati sulle piattaforme gestite dal GME per i mercati *spot*: P-GAS, M-GAS e PB-GAS. Quest'ultima è la piattaforma per il bilanciamento *a mercato* del gas attraverso la quale il responsabile del servizio di bilanciamento (cioè Snam Rete Gas) e gli utenti possono approvvigionarsi delle risorse necessarie a effettuare il bilanciamento del sistema. La piattaforma è attiva da dicembre 2011, ma solo dall'1 aprile 2012 gli *shipper* hanno potuto formulare offerte di acquisto. La piattaforma, che è articolata in due comparti e in sessioni che si svolgono con cadenza giornaliera, è descritta in dettaglio nel paragrafo successivo.

Nel 2013 i volumi scambiati sulla PB-GAS sono più di 7 G(m³), mentre solo 1,2 M(m³) (cioè 13.300 MWh) sono stati scambiati sulla Borsa gas (si veda il paragrafo successivo).

Borsa gas

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso le mosse nel 2007 con il decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che ha stabilito l'obbligo:

- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, di

- cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato;
- per gli importatori, di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità.

Le modalità di cessione delle aliquote sono state poi definite con provvedimenti successivi del Ministro dello sviluppo economico e dell'Autorità, adottati tra il 2008 e il 2009. Con la legge 23 luglio 2009, n. 99, la gestione economica del mercato del gas è stata affidata in esclusiva al GME, il quale, ai sensi della stessa legge ed entro sei mesi dalla sua entrata in vigore, ha assunto la gestione delle offerte di acquisto e vendita (e tutti i servizi connessi) secondo criteri di merito economico.

La creazione del primo nucleo della Borsa è però avvenuta effettivamente con l'emanazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 18 marzo 2010, che ha istituito la Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata "P-GAS". Il decreto, in particolare, ha stabilito che a decorrere dal 10 maggio 2010 le quote obbligatorie di cessione del gas naturale importato vengano offerte dagli importatori esclusivamente nell'ambito della nuova Piattaforma di negoziazione (nel c.d. "comparto import"), ma che possono essere ammesse alla Piattaforma anche ulteriori offerte di volumi di gas effettuate da soggetti diversi da quelli tenuti agli obblighi imposti dal decreto legge n. 7/07.

Sono ammessi a operare sulla P-GAS i soggetti abilitati a operare sul PSV. I prodotti negoziati sono contratti con periodo di consegna pari a un mese o a un anno termico.

Il GME svolge semplicemente il ruolo di gestore della piattaforma e non di controparte centrale: la gestione delle garanzie, della fatturazione e dei pagamenti viene quindi svolta direttamente dagli operatori che vendono il gas. La modalità di negoziazione delle quote di import cedute obbligatoriamente sulla P-GAS è continua.

Dal 10 agosto 2010, alle negoziazioni delle quote di gas importato si sono aggiunte quelle delle aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato, che vengono negoziate nel comparto aliquote della P-GAS. Anche in questo caso il GME non è controparte centrale e opera esclusivamente come organizzatore e gestore della piattaforma, ma la modalità di negoziazione è ad asta.

L'avvio del vero e proprio mercato spot del gas naturale, con il GME che svolge il ruolo di controparte centrale, è avvenuto, infine, nell'ottobre 2010, con la nascita della M GAS. Su tale mercato gli operatori, che siano stati abilitati a effettuare transazioni sul PSV, possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti. Esso si articola in:

- MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo. La modalità di negoziazione è continua con asta di chiusura;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

Nel maggio 2012 è stato avviato un ulteriore comparto della P-GAS denominato "comparto ex decreto legislativo n. 130/10", in riferimento al decreto legislativo nato per implementare misure finalizzate a rendere il mercato del gas naturale maggiormente competitivo, anche grazie al potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio.

Il decreto legislativo n. 130/10 nasce in luogo dei c.d. "tetti antitrust" ormai scaduti e mira a introdurre nuovi incentivi per sviluppare la concorrenza del mercato all'ingrosso tramite lo sviluppo delle capacità di stoccaggio.

In particolare, il decreto prevede la possibilità per i soggetti 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 2013, sull'MGP-GAS la fase di negoziazione in modalità continua ha visto soltanto quattro sessioni, su 364 disponibili, con almeno un abbinamento per un totale di 13.300 MWh scambiati, in calo del 90% rispetto al 2012 (Fig. 3.12). Il prezzo medio che si è registrato è stato di 26,80 €/MWh, anch'esso in calo rispetto all'anno precedente del 6,6%.

Anche per il MI-GAS, il 2013 è stato caratterizzato da un numero ridotto di scambi con quattro sessioni utili contro le 15 del 2012 (Fig. 3.13).

¹⁶In particolare, i soggetti di cui all'art. 5, comma 1, lettera b), numeri 1 e 3, del decreto legislativo n. 130/10.

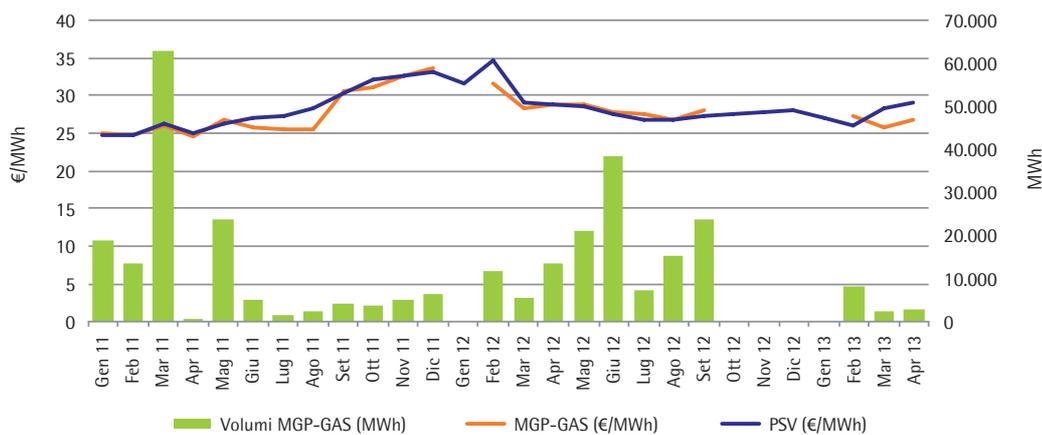


FIG. 3.12

Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS e volumi scambiati sull'MGP-GAS

Fonte: Platts per il PSV, GME per l'MGP-GAS.

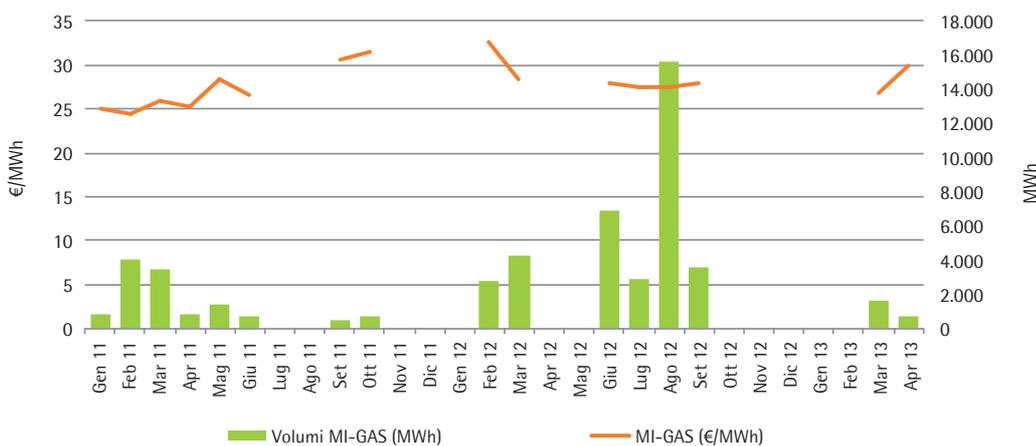


FIG. 3.13

Prezzi e volumi sul MI-GAS

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Il prezzo medio registrato è stato pari a 27,52 €/MWh, in calo del 5,3% rispetto all'anno precedente a fronte di volumi transitati pari a 3.800 MWh, contro i 36.120 MWh del 2012.

Nella figura 3.14 sono rappresentati i prezzi e i volumi sulla Piattaforma per il bilanciamento gas, gestita dal GME.

Entrata in esercizio con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, ha avviato il passaggio da un sistema di bilanciamento "a stoccaggio", basato su un regime tariffario stabilito e aggiornato dall'Autorità, al sistema di bilanciamento "a mercato", in cui il prezzo della risorsa è stabilito dall'intersezione tra domanda e offerta relative al gas stoccato.

Il meccanismo implementato prevede l'obbligo di partecipazione di tutti i titolari di capacità di stoccaggio. Sulla PB-GAS, quindi,

gli utenti del servizio di trasporto possono approvvigionarsi delle risorse per il perfezionamento della propria equazione di bilancio, consentendo, di conseguenza, la valorizzazione del relativo sbilancio fisico.

La partecipazione obbligatoria dei titolari di capacità di stoccaggio, unita alla presenza di Snam Rete Gas in qualità di Responsabile del bilanciamento (RdB), ha permesso una movimentazione di gas decisamente più elevata rispetto agli altri mercati gestiti dal GME.

La piattaforma PB-GAS, anche nel 2013, evidenzia il suo ruolo preponderante e centrale nei mercati del gas, confermando le indicazioni positive emerse già nel 2012 in termini sia di operatori iscritti e attivi (74 e 73), sia di volumi complessivi scambiati

pari a 40,9 TWh (in crescita del 17% sul 2012), ovvero al 6% circa di quanto consegnato da Snam. I volumi negoziati su tale piattaforma rappresentano il 98,3% di quanto negoziato complessivamente sui mercati gas gestiti dal GME.

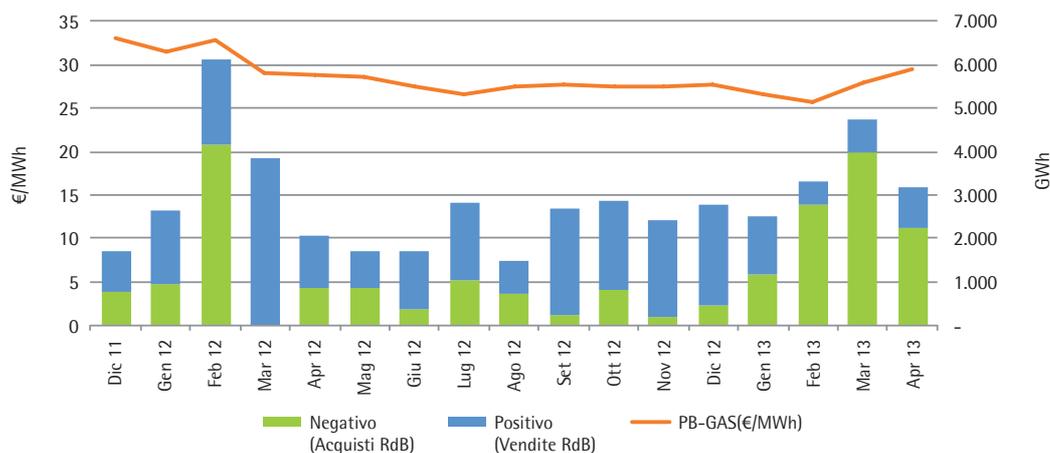
Nonostante l'obbligo di partecipazione degli operatori, si segnala un certo dinamismo da parte di questi ultimi, come dimostra l'impennata dei volumi abbinati al di fuori delle necessità di bilanciamento (6 TWh pari a circa il 15%). I restanti volumi, pari a 34,9 TWh, sono quelli offerti da Snam, in vendita o in acquisto, per correggere il difetto o l'eccesso registrato nel giorno gas precedente. In particolare, nel 2013 essi sono stati pari a 17.833

GWh in sbilanciamento negativo (acquisti da parte dell'RdB) e 16.767 GWh in sbilanciamento positivo (vendite da parte dell'RdB). Il prezzo medio registrato sulla PB-GAS nel 2013 risulta in lieve flessione rispetto al 2012, attestandosi a 27,86 €/MWh (-2,3%), di poco inferiore al prezzo medio del PSV pari a 27,99 €/MWh, -3% rispetto al 2012.

Come si può osservare dal grafico della figura 3.14, nei vari mesi le quotazioni risultano, infatti, sostanzialmente allineate con quelle al PSV dove, lo ricordiamo, le contrattazioni sono bilaterali e private, nel senso che Snam Rete Gas, che gestisce il PSV, non agisce come controparte centrale.

FIG. 3.14

Prezzi e volumi sulla PB-GAS



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Va segnalato che il 14 novembre è stato introdotto il Comparto G-1, un vero e proprio mercato del giorno prima dove, su base volontaria, diverse risorse flessibili, tra cui GNL e lo stoccaggio di Edison, possono essere chiamate a rispondere alle possibili offerte di Snam. Tale mercato si è però dimostrato, negli ultimi mesi del 2013, scarsamente liquido.

Infine, con decreto 9 agosto 2013, il Ministero dello sviluppo economico ha definito la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del mercato a termine gestito dal GME (MT-GAS), in attuazione di quanto previsto dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93. Tale mercato, che è stato affiancato agli

esistenti mercati a pronti, si svolge secondo le modalità della negoziazione continua con tanti *book* di negoziazione, ognuno per ciascuna tipologia di prodotto negoziabile e riferiti a diversi periodi di consegna, dove sono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas.

Per quanto attiene all'operatività dell'MT-GAS, dalla data di avvio del 2 settembre 2013 a oggi non sono state registrate transazioni con riferimento alle diverse tipologie di prodotti negoziabili: annuale termico e annuale di calendario, semestrale, trimestrale, mensile, *Balance of Month* (prodotto che include i giorni del mese in corso non ancora consegnati).

Mercato finale al dettaglio

I risultati provvisori dell'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas evidenziano che nel 2013 sono stati venduti al mercato finale 63,3 G(m³), 1,2 in meno rispetto al 2012 (Tav. 3.29). La contrazione è stata, quindi, dell'1,9%, inferiore a quelle realizzate nei due anni precedenti che avevano superato il 5%. Il numero di venditori attivi in questo segmento della filiera è invece ulteriormente cresciuto di 17 unità: dai 313 operatori presenti nel 2012, è salito infatti a 330¹⁷.

Così come osservato nel mercato dell'energia elettrica (vedi il paragrafo dedicato alla vendita finale), anche il numero di venditori di gas è in costante crescita da molti anni, nonostante sia ormai dal 2006 che il mercato non si espande.

L'aumento dei venditori si è verificato in quasi tutte le classi di vendita nelle quali solitamente vengono suddivisi i dati: a parte il numero dei piccoli operatori, quelli con vendite comprese tra 10 e 100 M(m³) che è rimasto invariato a 118 soggetti, la numerosità delle altre classi è salita di un'unità nel caso dei

grandi, di nove unità nel caso dei medi e di sette unità nel caso dei piccolissimi. Gli operatori medi e quelli di piccolissima dimensione hanno anche aumentato i volumi di vendita rispetto al 2012, rispettivamente del 5,1% e del 9,2%, mentre il venduto di grandi e piccoli si è ridotto (-3,2% e -8,6% sono i rispettivi tassi di variazione).

Grazie al significativo incremento nei volumi di vendita, l'aumento della numerosità degli operatori di piccolissima dimensione, cioè con vendite inferiori a 10 M(m³), non ha portato a una contrazione nei livelli del venduto medio, che sono rimasti invariati a 3 M(m³) ciascuno. Viceversa, per tutte le altre classi di imprese i volumi medi unitari si sono ridotti, in media del 6,6%. La classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende quest'anno 22 operatori, contro i 21 dello scorso anno: a fronte dell'ingresso di quattro soggetti (ENOI, Roma Gas & Power, Shell Energy Italia e Sorgenia), ne sono infatti usciti tre (Ascotrade, Energetic Source e Sinergie Italiane).

¹⁷ Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas 436 imprese sulle 508 che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2013 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 39 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 397 ve ne sono 67 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, quindi, 330.

TAV. 3.29

Attività dei venditori
nel periodo 2009-2013

OPERATORI	CLASSE DI VENDITA	2009	2010	2011	2012	2013
NUMERO		290	305	312	313	330
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	22	23	25	21	22
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	54	67	61	59	68
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	121	107	115	118	118
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	93	108	111	115	122
VOLUME VENDUTO G(m³)		66,7	72,2	68,5	64,6	63,3
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	49,9	51,8	50,8	46,7	45,1
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	12,1	16,1	13,3	13,1	13,8
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	4,4	3,9	4,1	4,4	4,1
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)		230	237	220	206	192
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	2.268	2.252	2.033	2.222	2.048
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	224	240	218	223	203
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	36	37	35	38	35
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	4	3	3	3	3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tra le principali operazioni societarie che si sono realizzate nel 2013, in ordine cronologico, sono da annoverare:

- nel mese di gennaio Azienda Energetica – Etschwerke, la storica società di Bolzano attiva anche nel settore dell'energia elettrica, ha ceduto alla controllata Azienda Energetica Trading il ramo d'azienda relativo alla vendita di gas naturale a clienti finali del mercato libero, riservando per sé la vendita a clienti tutelati;
- all'inizio di marzo E.On Energy Trading ha cambiato ragione sociale in E.On Global Commodities, quest'ultima ha poi incorporato (in maggio) E.On Ruhrgas; nello stesso mese Eni ha acquisito il 100% delle quote di Asa Trade che, dunque, è entrata a fare parte del gruppo Eni, mentre Genia Energia, società in liquidazione, ha ceduto il ramo d'azienda relativo alla vendita di gas naturale a Energia Ambiente Servizi;
- nel mese di giugno BPP ha conferito il ramo d'azienda riguardante la vendita di gas naturale a clienti finali e all'ingrosso a My Energy;
- a settembre Estra Energia ha parzialmente acquisito una parte dell'attività di vendita a clienti finali gas da ESE Gas; inoltre, AMSC Commerciale Gas ha cambiato gruppo societario dopo le modifiche intervenute nel suo capitale sociale, divenuto di proprietà (con il 25% ciascuna) delle società Agesp Energia, Gelsia, Canarmino e Acel;
- in ottobre Shell Energy Italia ha acquisito l'attività di vendita del gas, sia all'ingrosso, sia al dettaglio, da Shell Italia;
- in novembre Axogas ha cambiato ragione sociale in C.U.RA Gas & Power, divenendo soggetta a direzione e coordinamento di C.U.RA., il Consorzio Utilities Ravenna che nel 2000 si è costituito, su iniziativa dell'Associazione degli Industriali della provincia di Ravenna, per approvvigionarsi all'ingrosso di energia elettrica e gas naturale; nello stesso mese, inoltre, BG Gas Marketing Trading Italia si è estinta a seguito di incorporazione in BG Italia;
- in dicembre Polargas è entrata nel gruppo CPL Concordia che ne possiede il 100% del capitale sociale, così come Est Più è entrata nel gruppo Eni a seguito dell'acquisizione al 100% del suo capitale; Sicme Energy ha ceduto l'attività di vendita a clienti finali gas a Sicme Energy e Gas; Medicea Gas ha ceduto a Energetic l'attività di vendita gas, sia all'ingrosso, sia al dettaglio.

Dall'inizio del 2014, inoltre, Acea Energia ha incorporato Acea Energia Holding e nel mese di febbraio Acam Clienti è entrata a far parte del gruppo Eni, che ha acquisito il 100% delle quote. Da segnalare anche numerosi cambi di ragione sociale:

- GEAS ha cambiato la ragione sociale in Goldenergy (gennaio);

- Assoutility ha cambiato ragione sociale in Axopower, mentre la denominazione di Modula è diventata Green Network Luce Et Gas (febbraio);
- DSE è divenuta Illumia e DSE Gas Supply ha cambiato la ragione sociale in Illumia Gas Supply (marzo);
- Esperia Energia ha cambiato la ragione sociale in Sistema Energia Italia (aprile);
- Padana Energia e Servizi ha cambiato ragione sociale in E.Smart; Lirenas Gas è divenuta Lirenas Gas Et Luce; MIRC 2050 ha cambiato ragione sociale in Gruppo MIRC (luglio);
- Gesam Gas ha cambiato ragione sociale in Gesam Gas Et Luce (gennaio 2014).

TAV. 3.30

Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2013

M(m³)

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI E VENDITORI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Eni	16.207	14.584	30.791	25,6%
Edison	4.203	9.728	13.931	6,6%
Enel Energia	4.031	0	4.031	6,4%
Edison Energia	3.279	0	3.279	5,2%
Iren Mercato	2.455	239	2.695	3,9%
Gdf Suez Energie	2.080	0	2.080	3,3%
Hera Comm	1.897	0	1.897	3,0%
Enel Trade	1.772	6.976	8.747	2,8%
E.On Global Commodities	1.673	1.688	3.360	2,6%
Sorgenia	1.406	380	1.785	2,2%
Shell Italia	1.326	3.863	5.189	2,1%
A2A Energia	1.304	15	1.318	2,1%
E.On Energia	1.106	20	1.126	1,7%
Gdf Suez Energia Italia	1.057	6.966	8.022	1,7%
Estra Energie	745	174	919	1,2%
Ascotrade	611	248	859	1,0%
Shell Energy Italia	438	1.951	2.389	0,7%
Linea Più	429	247	676	0,7%
Erg	419	83	502	0,7%
Unogas Energia	419	225	644	0,7%
Trenta	394	8	402	0,6%
Suissegas Italia	381	22	403	0,6%
Agsm Energia	377	7	384	0,6%
Erogasmet Vendita - Vivigas	370	11	381	0,6%
Enerxenia	366	0	366	0,6%
Utilità	352	146	497	0,6%
Energetic	349	37	386	0,6%
Egea Commerciale	324	0	324	0,5%
Estenergy	314	0	314	0,5%
Gas Natural Vendita Italia	310	363	673	0,5%
Libera Energia	305	30	335	0,5%
Ilva	302	0	302	0,5%
Altri	12.338	20.696	33.034	19,5%
TOTALE	63.338	68.707	132.046	100%
Prezzo medio (c€/m ³)	44,12	33,60	38,24	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2013 si sono avute anche diverse estinzioni: all'inizio di luglio si è estinta Vicidomini Energia; Arkesia Energia e Gas in ottobre ed EG Energia Et Gas in novembre; G.P.I. Trading, che era in liquidazione, si è estinta nel mese di dicembre.

Nel corso del 2013 ben 19 imprese hanno dichiarato di aver avviato l'attività di vendita a clienti finali nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità, mentre otto società hanno dichiarato di cessarla; sette imprese hanno dichiarato di aver avviato l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di gas naturale contro tre che hanno dichiarato di cessarla. Il saldo, dunque, è positivo in entrambe le attività. Le modalità di approvvigionamento dei venditori puri¹⁸ non sono cambiate rispetto allo scorso anno: le imprese che operano unicamente nel mercato finale si procurano la materia prima quasi esclusivamente (96,2%) mediante acquisti da altri rivenditori nazionali; il resto del gas nella loro disponibilità proviene dal PSV (3,2%) e dagli acquisti in stoccaggio (0,5%).

Quote più rilevanti di acquisti al PSV si osservano per gli operatori di piccole dimensioni e per i grandi, che in quella sede si procurano, rispettivamente, il 17,6% e l'11,4% del gas che rivendono. Quasi tutto (99,8%) il gas nella disponibilità dei venditori puri viene, ovviamente, venduto a clienti finali, anche se il 4,9% di tali quantitativi è destinato a quelli tra loro che sono collegati societariamente. In media, solo lo 0,2% del gas disponibile viene autoconsumato, ma tale percentuale sale al 18,5% nel caso dei venditori di grande dimensione e al 5,3% per quelli medi.

Nel 2013 soltanto il 7,3% delle imprese di vendita al mercato finale, cioè 32 su 436, ha venduto oltre 300 M(m³) (Tav. 3.30). Questa quota è leggermente diminuita rispetto al 2012, quando 30 imprese su 402 superarono tale soglia.

Il prezzo mediamente praticato ai clienti finali è risultato, nel 2013, pari a 44,12 c€/m³, diminuito di 1,42 c€ (-3,1%) rispetto al 2012. Al solito, tale prezzo è superiore a quello offerto al mercato finale dai grossisti, che - come si è visto nelle pagine precedenti - era pari a 41,03 c€/m³. La ragione del differenziale positivo, pari a 3,09 c€, risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle connesse caratteristiche. Le imprese che operano prevalentemente nel mercato finale si rivolgono, infatti, per lo più ai clienti civili

che sono allacciati alle reti di distribuzione e che, pur essendo numerosi, sono caratterizzati da consumi poco elevati. Viceversa, la clientela servita dai grossisti è prevalentemente quella dei grandi consumatori, industriali o termoelettrici che, grazie agli alti livelli di consumo, è sicuramente in grado di spuntare prezzi più favorevoli e che, inoltre, è spesso allacciata direttamente alla rete di trasporto e, dunque, non paga il costo della distribuzione. Il differenziale di prezzo offerto ad altri rivenditori è risultato, invece, relativamente più ristretto. A fronte di un valore di 32,67 c€/m³ praticato dai grossisti, i venditori del mercato finale hanno mediamente richiesto 33,60 c€/m³, cioè 0,92 c€ in più. Anche questo prezzo, come quello praticato ai clienti finali, è diminuito (-2,2%) rispetto a quello del 2012.

È però il caso di notare che, nonostante le riduzioni, entrambi i differenziali - sui prezzi fissati dai grossisti ai clienti dell'ingrosso e a quelli del mercato finale - si sono ampliati rispetto al 2012.

L'analisi delle performance di vendita dei gruppi societari, in luogo di quelle realizzate dalle imprese individuali, consente una valutazione più corretta delle quote di mercato e del livello di concentrazione nel mercato della vendita finale (Tav. 3.31).

Nel 2013 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale è leggermente diminuito, rispetto al 2012, ma resta piuttosto elevato: i primi tre gruppi controllano il 46,9%, mentre l'anno precedente la quota era pari al 49,3%.

Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 56,5% (contro il 58,8% del 2012).

L'indice di Herfindahl-Hirshmann calcolato sul mercato della vendita risulta pari a 991, un livello molto vicino al valore soglia di 1.000, al di sotto del quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa.

Rispetto al 2012 il peso di Eni è diminuito di circa un punto percentuale, ma resta più che doppio rapportato a quello di Edison, che - come nel 2012 - è il secondo operatore.

La distanza tra il secondo e il terzo soggetto, Enel, si è ampliata per la diminuzione di un punto percentuale registrato nella quota di Enel. Le vendite di Edison sono rimaste stabili a 7,5 G(m³), mentre quelle di Enel si sono ridotte di un miliardo di metri cubi,

¹⁸ L'analisi delle modalità di approvvigionamento dei soggetti che complessivamente operano nel mercato della vendita finale non è molto interessante, essendo la gran parte di essi costituita dagli operatori misti che sono gli stessi attivi nel mercato della vendita all'ingrosso e che in quella sede sono stati descritti.

portandosi a 5,8 G(m³). La relativa quota, quindi, è scesa al 9,2% dal 10,5% osservato nel 2012.

Circa l'avvicendamento dei gruppi nelle varie posizioni della classifica, è da sottolineare l'ascesa di Sorgenia, che nel 2013 ha raggiunto il decimo posto in classifica dal quattordicesimo che occupava nel 2012.

Rispetto a quell'anno, i volumi di vendita sono triplicati, ma ciò è avvenuto in gran parte per un cambio nelle scelte gestionali del gruppo che nel 2013 ha scelto di rifornire i propri impianti di produzione termoelettrica con gas commercializzato direttamente da imprese appartenenti al gruppo, mentre nel 2012 erano

approvvigionati prioritariamente da soggetti terzi.

Anche Dolomiti Energia registra un miglioramento dalla diciannovesima alla quattordicesima posizione, grazie a un aumento delle vendite del 10%.

La dimensione delle imprese che vendono gas naturale all'ingrosso o a clienti finali è in media pari a 12,8 addetti (Tav. 3.32). Il 75,2% delle imprese del settore¹⁹ impiega meno di dieci addetti, ma conta poco in termini di gas venduto (15,4%) e di clienti serviti (15,3%). Tre quarti del mercato (in termini sia di volumi, sia di clienti) sono di fatto serviti dalle imprese con più di venti addetti, che rappresentano il 14% circa del totale nel segmento.

GRUPPO	2012		2013	
	VOLUME	QUOTA	VOLUME	QUOTA
Eni	17.511	27,1%	16.375	25,9%
Edison	7.520	11,6%	7.555	11,9%
Enel	6.807	10,5%	5.803	9,2%
Gdf Suez	3.457	5,4%	3.137	5,0%
E.On	2.649	4,1%	2.904	4,6%
Iren	2.664	4,1%	2.482	3,9%
Hera	2.310	3,6%	2.123	3,4%
Royal Dutch Shell	1.700	2,6%	1.764	2,8%
A2A	1.668	2,6%	1.588	2,5%
Sorgenia	445	0,7%	1.406	2,2%
Ascopiave	1.089	1,7%	897	1,4%
E.S.T.R.A.	829	1,3%	745	1,2%
Erogasmet	606	0,9%	529	0,8%
Dolomiti Energia	417	0,6%	459	0,7%
Unogas	426	0,7%	439	0,7%
Linea Group Holding	453	0,7%	429	0,7%
Erg	360	0,6%	419	0,7%
Suisse Power Et Gas	180	0,3%	381	0,6%
Agsm Verona	407	0,6%	377	0,6%
Enerxenia	366	0,6%	366	0,6%
Altri	12.718	19,7%	13.161	20,8%
TOTALE	64.582	100,0%	63.338	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.31

Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2013

Volumi in M(m³)

¹⁹ L'informazione sul numero degli addetti è stata tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. I valori sono riferiti al personale che, nella media dell'anno 2012, era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola sono riferiti a 230 società.

TAV. 3.32

Distribuzione delle imprese che vendono gas naturale per classi di addetti

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI TOTALI VENDUTI	QUOTA SUI VOLUMI VENDUTI A CLIENTI FINALI
0	20,9%	0	4,9%	6,5%
1	10,0%	0,8	0,4%	0,4%
2-9	44,3%	4,5	10,1%	8,4%
10-19	10,4%	13,9	10,1%	10,8%
20-49	9,6%	29,8	27,0%	20,7%
50-250	4,3%	118,3	22,4%	24,6%
Oltre 250	0,4%	295,6	25,1%	28,7%
TOTALE	100,0%	12,8	100,0%	100,0%

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

Peraltro, un quarto del mercato è soddisfatto dall'unica impresa con oltre 250 addetti.

La tavola 3.33 propone la sintesi dei dati riguardanti il mercato finale della vendita di gas naturale per tipo di mercato e per settore di consumo negli ultimi due anni, elaborata a partire dai dati raccolti tramite l'Indagine annuale che, è bene ricordarlo, per il 2013 sono provvisori.

Lo scorso anno, 21,6 milioni di clienti (punti di riconsegna) hanno assorbito 73,8 G(m³), 10,5 dei quali sono stati destinati all'autoconsumo e, come si è già visto, 63,3 alla vendita.

In generale i quantitativi di gas sono diminuiti rispetto al 2012 su quasi ogni tipo di mercato: gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato una diminuzione del 17,3%, mentre la perdita nelle vendite è stata più contenuta, pari all'1,9%. Il numero di clienti che hanno acquistato il gas per autoconsumo è diminuito del 21%, viceversa i clienti del mercato della vendita sono cresciuti nel complesso di circa 95.000 unità.

Il mercato tutelato ha subito un drastico calo, -17,9% in termini di volumi e -7,7% in termini di clienti, e ciò per almeno tre ragioni: il perdurare della crisi economica, che ha sicuramente indotto i consumatori a ridurre le quantità di consumo per spendere meno; lo spostamento sul mercato libero, nel tentativo di trovare prezzi

e condizioni di acquisto più favorevoli; e, soprattutto, la graduale espulsione – *ope legis* – dalla tutela di tutte le categorie di clienti non domestiche.

La prima motivazione trova conferma in tutti i dati sinora analizzati, relativi agli altri segmenti della filiera (produzione, importazioni e distribuzione) che nel 2013 hanno invariabilmente evidenziato una contrazione, seppure in misura differente. La seconda motivazione è rafforzata dalle analoghe considerazioni effettuate a proposito del mercato elettrico (vedi il Capitolo 2 di questo volume). La terza fa riferimento a quanto ha stabilito il decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, in base al quale dal momento della sua entrata in vigore (22 giugno 2013) l'obbligo di offerta delle condizioni economiche di tutela riguarda soltanto i clienti finali domestici e non più anche le utenze con usi diversi e consumi limitati o quelle relative ad attività di servizio pubblico²⁰. Posto che i nuovi contratti per clienti non domestici non possono più beneficiare delle condizioni di tutela, per coloro che a quella data si trovavano nel mercato tutelato senza di fatto averne più diritto, le modalità di cessazione dell'applicazione del servizio di tutela sono state stabilite dall'Autorità²¹ in modo tale da permettere al cliente finale di disporre degli elementi informativi adeguati e di una tempistica congrua per la valutazione delle diverse offerte presenti sul mercato. Pertanto, a partire dalla seconda metà del

²⁰ Più precisamente, prima delle nuove norme, avevano diritto al servizio di tutela i punti di riconsegna nella titolarità dei clienti: domestici, condomini con uso domestico con consumi annui inferiori a 200.000 m³/anno, non domestici con consumi inferiori a 50.000 m³/anno, attività di servizio pubblico.

²¹ Con la delibera 28 giugno 2013, 280/2013/R/gas.

TAV. 3.33

Mercato finale del gas naturale per settore di consumo

Clienti in migliaia; volumi in M(m³)

TIPO DI MERCATO E SETTORE DI CONSUMO	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2012	2013	VAR. % 2013/2012	2012	2013	VAR. % 2013/2012
Mercato tutelato	18.002	14.781	-17,9%	17.361	16.021	-7,7%
Domestico	13.900	12.571	-9,6%	16.520	15.591	-5,6%
Condominio uso domestico	1.623	1.309	-19,4%	135	128	-5,1%
Commercio e servizi	1.605	608	-62,1%	534	238	-55,4%
Industria	493	157	-68,1%	111	45	-59,3%
Generazione elettrica	4	1	-86,3%	0	0	-37,7%
Attività di servizio pubblico	377	136	-63,9%	60	18	-70,1%
Mercato libero	46.580	48.557	4,2%	4.126	5.561	34,8%
Domestico	2.969	4.058	36,7%	3.337	4.390	31,5%
Condominio uso domestico	1.398	1.516	8,5%	61	70	15,7%
Commercio e servizi	4.711	6.857	45,6%	571	851	49,1%
Industria	19.832	20.183	1,8%	125	179	43,8%
Generazione elettrica	16.909	14.789	-12,5%	1	1	25,8%
Attività di servizio pubblico	762	1.153	51,3%	32	70	120%
Totale gas venduto	64.582	63.338	-1,9%	21.487	21.582	0,4%
Domestico	16.869	16.629	-1,4%	19.858	19.981	0,6%
Condominio uso domestico	3.021	2.825	-6,5%	196	198	1,3%
Commercio e servizi	6.316	7.466	18,2%	1.105	1.090	-1,4%
Industria	20.325	20.340	0,1%	235	224	-4,7%
Generazione elettrica	16.913	14.790	-12,6%	1	1	18,4%
Attività di servizio pubblico	1.140	1.289	13,1%	91	88	-4,1%
Autoconsumi	12.650	10.466	-17,3%	2	2	-21,0%
MERCATO FINALE	77.232	73.805	-4,4%	21.489	21.584	0,4%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

2013 i clienti non domestici stanno effettivamente uscendo dal mercato tutelato e i dati raccolti ne danno evidenza.

Per quanto detto finora non stupisce, quindi, che il mercato libero evidenzia sia una crescita molto positiva in termini di clienti, aumentati complessivamente di 1,5 milioni di punti di riconsegna (+34,8%), sia un avanzamento positivo, ma più contenuto, dei volumi di vendita, migliorati in media del 4,2% rispetto al 2012.

Guardando ai tassi di aumento del numero di clienti, i più elevati si registrano, infatti, nelle categorie di consumo non domestiche,

costrette – come si è appena visto – al passaggio al mercato libero, mentre risultano più modesti, seppure molto positivi, nel caso dei clienti non interessati dalla modifica legislativa (domestici e condomini con uso domestico).

L'unica eccezione è rappresentata dall'incremento relativamente più piccolo nel numero di contratti per la generazione elettrica passati al libero nel 2013, ma questo è dovuto al fatto che tale tipologia di clienti era già pressoché integralmente (88%) servita su quel mercato già nel 2012.

Agli allargamenti del numero di clienti non domestici serviti nel mercato libero corrispondono incrementi di entità molto più modesta nei volumi di acquisto, anche perché, come si è detto poco sopra, la crisi economica continua a mordere e i consumi tendono a contrarsi. Prova ne sia che i dati di consumo medio unitario per le tipologie di clienti non domestici serviti nel mercato libero risultano tutti in forte caduta (-29,2% nell'industria, -30,5% nella generazione elettrica, -31,2% nelle attività di servizio pubblico e -2,4% nel commercio e servizi). L'unico settore in controtendenza è il domestico. Il consumo medio di questi clienti è diminuito (da 841 a 806 m³/anno) per quelli serviti nel mercato tutelato, ma è cresciuto da 890 a 925 m³/anno per quelli serviti nel mercato libero.

Gran parte dei buoni incrementi registrati nei consumi del mercato libero sono stati più che compensati dalle parallele riduzioni sul tutelato. Di conseguenza, valutando il mercato nel suo complesso (al netto degli autoconsumi), si vede che nel 2013 il settore domestico ha assorbito il 26,3% del gas complessivamente consumato, ovvero 16,6 G(m³), i condomini con uso domestico hanno acquisito il 4,5% del gas, ovvero 2,8 G(m³), il commercio ne ha utilizzato l'11,8%, corrispondente a 7,5 G(m³), l'industria ne ha consumato il 32,1%, cioè 20,3 G(m³), la generazione elettrica ne ha assorbito il 23,4%, equivalente a 14,8 G(m³), e, per finire, le attività di servizio pubblico ne hanno consumato il 2%, equivalente a 1,3 G(m³). L'incidenza dei settori dell'industria e della generazione elettrica andrebbe più correttamente valutata includendo gli autoconsumi. Considerando anche questa voce, le rispettive quote, sul totale dei 73,8 G(m³) del mercato finale, salgono, rispettivamente, al 29% e al 32,7%.

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è salita al 76,7% dal 72,1% osservato nel 2012. Ovviamente, diviene più rilevante man mano che ci si sposta dal domestico ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso. Infatti, la quota di volumi acquistati sul mercato libero è pari al 24% nel domestico, al 54% per i condomini, al 92% nel commercio e servizi, al 99% nell'industria

(94,2% includendo gli autoconsumi), al 100% nel termoelettrico (61,3% includendo gli autoconsumi) e all'89% negli usi di servizio pubblico.

Le quantità vendute nel 2013 al mercato finale sono complessivamente diminuite dell'1,9% (4,4% se teniamo conto anche degli autoconsumi). Tranne i settori del commercio e servizi e delle attività di servizio pubblico, i cui consumi risultano cresciuti, tutti i comparti hanno ridimensionato i propri volumi di acquisto rispetto al 2012. Particolarmente elevata risulta la riduzione dei consumi termoelettrici (-12,6%), in parte dovuta al calo della produzione di energia elettrica – che in tempi di crisi patisce la contrazione dei livelli generali dell'economia – e in parte alla fortissima concorrenza delle fonti rinnovabili nella generazione elettrica.

Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti conferma le analisi già più volte offerte in passato: al crescere della dimensione dei clienti, il mercato libero acquisisce via via maggiore peso. Infatti, la quota di consumi coperta dal mercato libero sul totale risulta mediamente pari all'8% per i clienti delle prime due classi di consumo (meno di 5.000 m³/anno e 5.000-50.000), al 6% per la terza classe (50.000-200.000), al 12% per la quarta (200.000-2.000.000), al 15,9% per la penultima (2-20 milioni) e al 27% per l'ultima (oltre 20 milioni di m³/anno).

Della presenza di consumi nelle classi di consumo tutelate non domestiche (e superiori a 200.000 m³ nel caso dei condomini o a 50.000 m³ nelle altre attività non di servizio pubblico) si è già detto nelle pagine precedenti: si tratta di clienti che non avevano mai effettuato una scelta verso il mercato libero pur avendone facoltà, ma che con le nuove disposizioni andranno gradatamente a esaurirsi. Tali quantitativi sono comunque di modesta entità, essendo complessivamente pari a 56 M(m³), cioè allo 0,09% del mercato complessivo.

Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti²² che ha cambiato fornitore nell'anno solare

²² Per comodità di scrittura, nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

TAV. 3.34

Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2013
M(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	12.634	1.860	270	17	0	0	14.781
Domestico	12.218	348	4	0	0	0	12.571
Condominio uso domestico	111	1.004	191	3	0	0	1.309
Commercio e servizi	240	327	35	6	0	0	608
Industria	47	98	11	1	0	0	157
Generazione elettrica	0	0	0	0	0	0	1
Attività di servizio pubblico	17	83	29	6	0	0	136
MERCATO LIBERO	4.989	4.951	3.697	7.772	10.047	17.101	48.557
Domestico	3.747	148	110	35	17	0	4.058
Condominio uso domestico	36	1.009	379	90	2	0	1.516
Commercio e servizi	950	2.471	1.630	1.272	535	0	6.857
Industria	190	997	1.345	5.968	7.897	3.787	20.183
Generazione elettrica	0	1	11	135	1.329	13.314	14.789
Attività di servizio pubblico	66	325	222	272	268	0	1.153
TOTALE	17.624	6.811	3.967	7.788	10.047	17.101	63.338

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

2013²³, è stata complessivamente pari al 5,9%, ovvero al 45,2% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tav. 3.35).

Come sempre, entrambe le percentuali sono superiori a quelle osservate nell'anno precedente, anche se i dati del 2013 probabilmente risentono, per la clientela non domestica, dei passaggi al mercato libero spinti dalle modifiche normative di cui si è detto.

I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel

2013, certamente spontanei, si confermano ancora una volta non particolarmente elevati ma in costante aumento (come accade ormai dal 2008): la porzione di clienti che ha effettuato almeno un cambio è risultata, infatti, del 5,5%, corrispondente a una quota di volumi del 7,4%.

Più elevata di un punto percentuale la frazione di condomini con usi domestici che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti all'11,9% del relativo settore di consumo.

²³ Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. È stato quindi replicato il questionario già proposto negli scorsi anni per la rilevazione dell'attività di switching, intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

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

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

TAV. 3.35Tassi di *switching* dei clienti finali nel 2012 e nel 2013

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2012		2013	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	4,5%	5,2%	5,5%	7,4%
Condominio uso domestico	5,9%	8,2%	6,5%	11,9%
Attività di servizio pubblico	7,7%	16,3%	15,2%	27,5%
Altri usi	8,2%	54,8%	9,9%	58,5%
di cui:				
fino a 5.000 m ³	6,7%	8,5%	7,8%	12,1%
5.000-50.000 m ³	12,9%	14,2%	16,9%	20,2%
50.000-200.000 m ³	20,8%	21,5%	23,5%	28,2%
200.000-2.000.000 m ³	30,9%	35,3%	29,7%	41,0%
2.000.000-20.000.000 m ³	64,4%	69,6%	60,3%	71,2%
oltre 20.000.000 m ³	70,4%	56,8%	67,2%	56,3%
TOTALE	4,7%	45,2%	5,9%	56,1%

Il 15,2% (equivalenti al 27,5% in termini di volumi) degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore; si tratta di un tasso piuttosto elevato, ma questa è proprio una delle categorie che in forza di legge devono uscire dal mercato tutelato, per le quali dunque il cambio di contratto è stato sollecitato.

Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 9,9% e l'8,2% del totale in termini di clienti, nonché il 58,5% in termini di volumi.

Come sempre, e com'è logico che sia, la ricerca di migliori condizioni contrattuali e di prezzi più favorevoli si fa più intensa all'ampliarsi dei volumi di consumo, quando la spesa per l'acquisto del gas assume cioè livelli significativi.

Non è sostanzialmente mutata, nel 2013, la distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (Tav. 3.36) che dipende in larga misura dalla differente diffusione del metano nelle varie regioni, dalle differenti condizioni climatiche e dalla maggiore densità delle attività industriali.

Il Nord è l'area che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In quest'area si acquista, infatti, il 62,5% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire

39,6 G(m³); il 19,8% dei consumi, 12,5 G(m³), è localizzato nell'area del Centro e il restante 17,7%, cioè 11,2 G(m³), viene venduto al Sud e Isole (solo la Sicilia in quanto la Sardegna non è metanizzata).

Il rapporto tra i volumi di acquisto del Nord e quelli delle altre zone è mediamente pari a 3,5 volte quelli del Centro, con un valore abbastanza costante per tutti i settori di consumo, e nove volte quelli del Sud e Isole, ma in questo caso vi è una forte variabilità tra i settori di consumo: il rapporto è minimo nel caso della generazione elettrica (1,2) e massimo nel caso dei condomini (33,4).

Quasi due terzi (65,2%) dei quantitativi consumati dal settore domestico, cioè 10,8 G(m³), sono stati venduti al Nord; le famiglie del Centro hanno acquistato 3,6 G(m³), il 21,5% dei consumi domestici, mentre 2,2 G(m³), pari al 13,4% del totale settoriale, sono stati venduti al Sud e Isole. Come nel 2013, la regione con i consumi più elevati – e di gran lunga superiori a quelli delle altre – è rimasta la Lombardia, che da sola ha acquistato un quarto dei volumi consumati dalle famiglie nazionali. Altre regioni in cui i consumi domestici raggiungono almeno 1 G(m³) sono l'Emilia Romagna con 2,1 G(m³), il Veneto con circa 1,9 G(m³), il Piemonte

TAV. 3.36

Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2013

M(m³)

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Piemonte	1.561	468	933	2.316	2.569	180	8.027
Valle d'Aosta	16	8	20	42	0	5	91
Lombardia	4.182	956	1.814	4.344	2.323	402	14.020
Trentino Alto Adige	193	74	198	442	46	66	1.019
Veneto	1.919	172	878	2.007	306	107	5.390
Friuli Venezia Giulia	428	78	174	930	176	38	1.824
Liguria	424	229	163	283	400	25	1.525
Emilia Romagna	2.110	299	1.099	3.414	664	104	7.689
Toscana	1.309	120	521	1.461	1.639	50	5.102
Umbria	237	16	143	421	60	9	886
Marche	488	26	228	406	26	27	1.200
Lazio	1.057	286	562	783	894	75	3.658
Abruzzo	401	20	138	556	75	30	1.220
Molise	80	6	23	95	268	11	481
Campania	588	28	205	553	890	56	2.318
Puglia	759	16	163	727	743	39	2.448
Basilicata	219	5	54	93	16	14	401
Calabria	186	4	44	71	262	17	584
Sicilia	469	14	94	1.404	3.437	36	5.455
TOTALE	16.628	2.826	7.452	20.349	14.794	1.289	63.338
NORD	10.834	2.284	5.278	13.778	6.484	926	39.585
CENTRO	3.573	474	1.614	3.723	2.961	201	12.547
SUD E ISOLE	2.221	68	560	2.848	5.349	162	11.207

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

con 1,6 G(m³), la Toscana con 1,3 G(m³) e il Lazio con 1 G(m³).

L'ordine d'importanza tra le regioni osservato nel domestico si mantiene abbastanza simile anche nei settori di consumo non domestico: la Lombardia è sempre il territorio che consuma i maggiori quantitativi di gas (24,3% nel commercio e servizi, 21,3% nell'industria, 31,2% nelle attività di servizio pubblico), tranne che nella generazione elettrica dove, con il 15,7%, è solo terza in classifica dopo il 23,2% della Sicilia e il 17,4% del Piemonte.

Tenendo conto della numerosità di clienti a livello territoriale, è

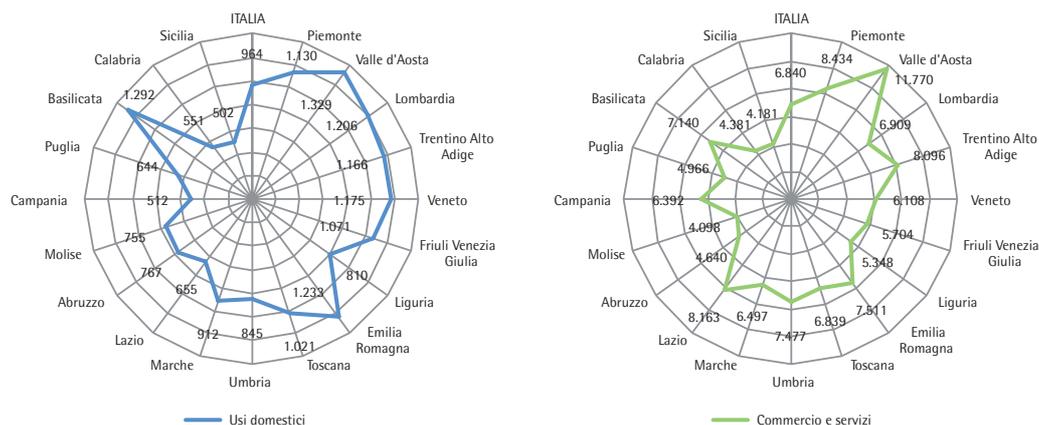
possibile calcolare i valori di consumo medio regionali. La figura 3.15 illustra i consumi medi per gli usi domestici (inclusi i dati dei condomini) e quelli del commercio e servizi.

La media nazionale dei consumi domestici è di 964 m³, piuttosto variabile a livello regionale, ma abbastanza uniforme nelle tre macrozone considerate: al Nord, dove le condizioni climatiche sono relativamente più rigide, i volumi di consumo medio unitario sono più alti, intorno a 1.140 m³; i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole si riducono, rispettivamente, a 826 e 700 m³.

FIG. 3.15

Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2013

m³; gli usi domestici includono i condomini con uso domestico



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Una maggiore omogeneità tra le varie regioni, peraltro su livelli di consumo più elevati rispetto ai domestici, si riscontra nel caso dei consumi medi del commercio e servizi: il dato medio nazionale, pari a 6.840 m³, non è molto dissimile da quelli del Nord (7.485 m³), del Centro (6.286 m³) e del Sud e Isole (5.412 m³).

La ripartizione tra i due mercati, libero e tutelato, a livello territoriale (Fig. 3.16) evidenzia una netta prevalenza del mercato tutelato in tutte le regioni italiane, se le percentuali vengono calcolate sui clienti, e, viceversa, una dominanza del mercato libero, se il calcolo delle quote viene effettuato in termini di volumi di vendita.

Valutando la rilevanza del mercato libero in base al numero di clienti serviti, le regioni che evidenziano quote superiori alla media nazionale (25,8%) sono, in particolare: Umbria (37,4%), Emilia Romagna (33%), Piemonte e Friuli Venezia Giulia (circa 30,4% entrambe).

Al contrario, le regioni in cui il dato è molto inferiore alla media

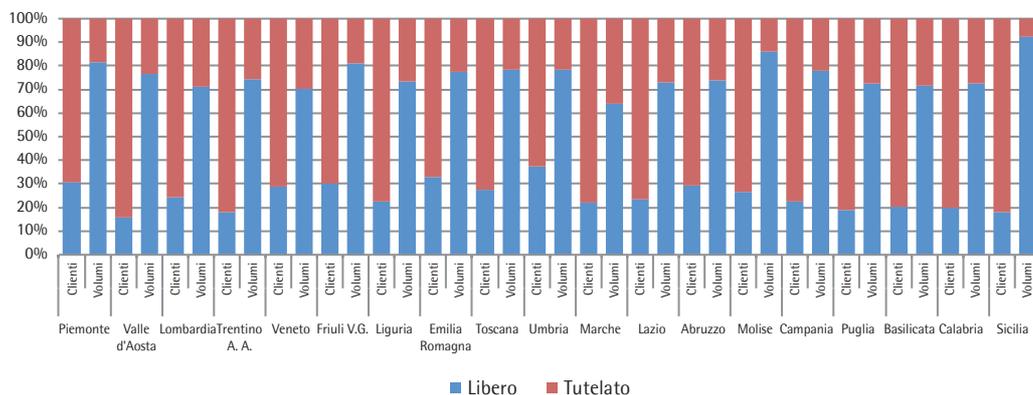
nazionale sono, casualmente, quelle poste geograficamente agli estremi del territorio nazionale, ovvero Valle d'Aosta (15,9%) insieme con Trentino Alto Adige e Sicilia (18,1% in entrambe). È appena il caso di notare che nel caso della Sicilia la valutazione sarebbe esattamente opposta utilizzando i dati dei volumi venduti, ma ciò deriva dalla marcata incidenza dei consumi termoelettrici in questa regione, evidenziata nella tavola 3.36.

I livelli di *switching* a livello territoriale, con dettaglio anche per tipologia di cliente (Tav. 3.37), tendono a confermare il panorama "statico", per così dire, appena osservato.

In "dinamica", i clienti domestici collocati al Centro mostrano nel 2013 una vivacità superiore al resto d'Italia, con tassi di *switching* che mediamente sono superiori alla media nazionale; quelli del Nord, invece, prevalgono negli usi produttivi. Detto in altri termini, i valori territoriali evidenziano complessivamente una discreta omogeneità territoriale, specie nelle zone del Centro-Nord e nei settori a minore intensità di consumo.

FIG. 3.16

Vendite e clienti di gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2013



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel caso dei domestici, le percentuali di cambio fornitore del Centro risultano in media pari al 6,4% in termini di clienti e al 7,8% in termini di volumi, contro una media nazionale del 5,5% (clienti) e del 6,6% (volumi). Dati analoghi emergono anche sullo *switch* dei condomini con uso domestico, anch'esso più elevato al Centro rispetto alla media nazionale (7,3% contro 6,5% in termini di clienti e 10,4% contro 9% in termini di volumi). In entrambi questi settori di consumo i valori per macrozona risultano differenziati, ma non in misura eclatante. Una maggiore distanza tra i tassi del Nord, del Centro e del Sud e Isole (nell'ordine) si osserva nel caso delle attività di servizio pubblico (dove i tassi del Nord risultano più che doppi rispetto a quelli del Sud) e, in modo meno marcato, negli altri usi.

Interessante risulta, infine, effettuare un'analisi dei livelli di concentrazione in ambito territoriale attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote di mercato (calcolate sui volumi venduti) dei primi tre operatori e dalla quota di clienti da questi serviti (Tav. 3.38), già utilizzato anche relativamente alla distribuzione.

Il livello del coefficiente C3 relativamente al settore domestico (inteso come somma dei domestici e dei condomini con uso domestico) risulta piuttosto elevato quasi dappertutto, con punte superiori all'80% in Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Toscana, Basilicata e Calabria. Con l'eccezione di Toscana e Basilicata, il C3 era superiore all'80% nelle stesse regioni anche nel 2012, con l'aggiunta del Lazio, dove invece è sceso al 78,7%.

TAV. 3.37

Tassi di switching per regione e per tipologia di clienti nel 2013

Valori percentuali

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	5,6	6,3	7,0	10,1	10,1	64,6	25,3	45,3	6,1	54,0
Valle d'Aosta	1,4	1,6	4,1	6,5	5,9	46,4	19,4	13,1	2,2	37,6
Lombardia	5,1	6,5	7,0	9,9	10,5	53,4	16,2	22,2	5,5	43,8
Trentino Alto Adige	2,3	2,6	3,3	3,0	7,6	55,7	3,2	2,0	2,9	46,4
Veneto	5,1	6,0	8,3	11,9	11,2	61,6	21,1	35,1	5,7	49,7
Friuli Venezia Giulia	5,4	6,1	7,3	10,7	12,4	48,5	18,1	37,1	5,9	41,5
Liguria	4,3	5,6	4,9	6,3	8,0	79,3	13,8	41,7	4,5	58,8
Emilia Romagna	4,6	5,3	3,4	3,8	9,3	52,1	23,3	27,4	5,1	43,7
Toscana	7,1	8,2	7,3	11,1	11,1	57,6	23,6	38,0	7,4	47,9
Umbria	6,8	7,9	6,8	11,1	10,8	51,5	19,9	49,8	7,2	43,7
Marche	5,4	6,8	5,4	6,9	10,1	63,8	12,8	22,4	5,8	47,4
Lazio	6,0	7,7	7,8	10,7	6,4	64,8	5,7	33,5	6,0	49,6
Abruzzo	6,5	8,0	6,4	10,4	9,7	45,3	16,8	37,9	6,9	36,9
Molise	8,1	10,3	5,4	2,5	12,2	81,2	7,4	14,7	8,3	66,7
Campania	6,6	8,0	7,0	4,1	9,3	57,9	7,8	11,6	6,7	47,6
Puglia	5,5	6,2	4,3	4,0	7,2	32,6	8,3	13,9	5,5	28,5
Basilicata	5,1	6,1	3,5	19,2	11,3	64,6	17,3	24,6	5,5	48,1
Calabria	5,9	6,9	3,6	3,1	8,3	28,7	8,0	15,5	6,1	26,0
Sicilia	6,2	7,1	5,1	3,5	7,8	17,7	3,6	8,5	6,2	16,6
TOTALE	5,5	6,6	6,5	9,0	9,7	22,1	15,2	28,7	5,8	13,6
NORD	5,0	6,0	6,3	8,7	10,2	56,9	19,4	29,6	5,4	46,8
CENTRO	6,4	7,8	7,3	10,4	9,5	59,2	12,7	33,4	6,6	47,5
SUD E ISOLE	6,0	6,9	5,7	5,3	8,4	33,1	7,7	13,0	6,1	29,2

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come in passato, il livello più basso del C3 appartiene alla Lombardia, che detiene anche il record del numero di venditori attivi: qui la quota di mercato dei primi tre venditori è di appena il 40,3% e la percentuale di clienti domestici serviti è pari al 51,4%, valori analoghi a quelli del 2012. Valori di C3 ridotti, inferiori al 50%, si osservano anche in Piemonte e in Veneto, dove, parimenti, il numero di operatori è notevole. La presenza di un consistente numero di imprese attive non è comunque garanzia di bassi livelli di concentrazione, come dimostrano i casi di Toscana, Emilia Romagna e Campania, dove le quote dei primi tre operatori sono sempre superiori al 70% in termini di volumi e clienti serviti, a fronte di un nutrito numero di venditori presenti (largamente superiore a 100 in tutti e tre i casi).

I livelli di concentrazione misurati dal C3, naturalmente, si abbassano se valutati relativamente all'intero mercato della

vendita, che comprende anche gli usi commerciali, industriali e termoelettrici.

Come si è visto a proposito dei tassi di *switching*, gli usi produttivi sono molto più dinamici e pronti a cambiare fornitore per ottenere dei risparmi; di conseguenza, il livello concorrenziale nei confronti di questi clienti appare più elevato.

Fanno eccezione solo due regioni, Molise e Sicilia, dove il calcolo sul mercato totale non fa diminuire il C3, bensì lo lascia sostanzialmente invariato o addirittura lo innalza lievemente. In entrambe le regioni la percentuale di volumi sottesi al C3 è inferiore a quella dei clienti da questi serviti. Ciò significa che i settori produttivi possiedono un'incidenza elevata sul totale dei consumi, pertanto è sufficiente avere in portafoglio di pochi clienti con consumi elevati per possedere una quota di mercato (misurata tramite i volumi) elevata.

TAV. 3.38

Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2013

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

REGIONE	OPERATORI	C3 SUL MERCATO DEI DOMESTICI	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	153	59,1	68,8	46,9	54,0
Valle d'Aosta	43	95,9	98,0	91,5	96,2
Lombardia	186	40,3	51,4	32,3	50,9
Trentino Alto Adige	73	86,8	90,6	61,1	75,7
Veneto	137	47,8	51,0	39,5	50,5
Friuli Venezia Giulia	91	58,5	55,2	51,7	42,5
Liguria	97	73,7	79,8	57,7	67,7
Emilia Romagna	140	72,6	73,4	56,9	66,6
Toscana	121	82,1	83,9	55,4	42,7
Umbria	82	72,0	71,7	61,1	64,2
Marche	97	65,0	64,1	59,5	63,6
Lazio	127	78,7	86,6	63,3	76,2
Abruzzo	114	62,7	61,1	58,3	57,8
Molise	63	65,0	60,9	70,8	45,5
Campania	113	73,3	77,0	68,5	70,8
Puglia	94	70,4	70,9	55,9	45,6
Basilicata	70	86,4	76,1	81,0	70,0
Calabria	65	85,4	86,6	75,5	60,5
Sicilia	74	74,6	72,9	78,4	35,6

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

Come di consueto, prima di passare all'analisi di prezzi e tariffe, la descrizione del mercato e dello stato della concorrenza nel settore del gas si chiude con il paragrafo specificamente dedicato alla distribuzione di gas diversi dal gas naturale, distribuiti attraverso reti secondarie. Da molti anni per questo segmento viene distribuito un questionario specifico nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati e, come sempre, è stato chiesto ai distributori di gas diversi dal gas naturale di fornire dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2013 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno relativamente al 2012, che sono quindi da ritenersi definitivi (e per questo motivo potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella *Relazione Annuale* dello scorso anno).

Hanno risposto all'Indagine tutti gli 85 operatori che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno indicato di svolgere l'attività

di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale a mezzo rete²⁴. Le operazioni societarie più rilevanti che si sono verificate nel 2013 e all'inizio del 2014 hanno riguardato:

- Aspem che, da maggio 2013, ha ceduto l'attività di distribuzione, misura e vendita di altri gas a mezzo di reti a M.D.G. Metanifera di Gavirate (società operante in provincia di Varese);
- Enel Rete Gas che ha incorporato G6 Rete Gas dall'ottobre 2013 e che, nel corso del 2014, ha assunto la ragione sociale "2i Rete Gas";
- un'operazione di riordino nell'attività di distribuzione, misura e vendita di altri gas a mezzo di reti all'interno del gruppo toscano E.S.T.R.A.; all'inizio del 2014, infatti, E.S.T.R.A. ha conferito l'attività a CENTRIA.

TIPO DI GAS	2012		2013		VAR. 2013-2012	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	21,0	127.995	20,6	129.788	-1,8%	1,4%
Aria propanata	12,7	33.524	13,2	34.529	3,5%	3,0%
Altri gas	4,8	2.943	4,9	3.073	1,0%	4,4%
TOTALE	38,5	164.462	38,7	167.390	0,3%	1,8%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.39

Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m³); numero di clienti

²⁴ Grazie alla separazione nell'Anagrafica operatori dell'Autorità (ottenuta attraverso la delibera 7 marzo 2013, 96/2013/A) dell'attività denominata "distribuzione, misura e vendita di gas diversi dal gas naturale" in due distinte attività, una inerente alla distribuzione e alla misura e l'altra inerente alla vendita, quest'anno il questionario è stato distribuito unicamente a coloro che effettuano la distribuzione.

Nell'insieme, gli 85 operatori che hanno risposto all'Indagine hanno distribuito 38,7 M(m³), lo 0,3% in più (cioè circa 125.000 m³) di quanto era stato distribuito nel 2012. Il numero di clienti (gruppi di misura) serviti, poco più di 167.000, è invece cresciuto, rispetto allo scorso anno, di quasi 3.000 unità (Tav. 3.39). Come nel 2012, la distribuzione di gas diversi dal gas naturale ha registrato, quindi, un'ulteriore lieve espansione nel 2013, in termini sia di volumi venduti, sia di clienti (+1,8%). Esattamente come nel 2012, l'aumento medio dello 0,3% appena visto è però il risultato di andamenti differenziati nei tre comparti: a fronte di una crescita nei consumi di aria propanata (+3,5%) e di altri gas (+1%), quelli di GPL sono invece diminuiti dell'1,8%. Nel 2013 il consumo medio unitario è leggermente sceso - in media dell'1,4% - rispetto al 2012, da 234 a 231 m³. Come in passato, però, si mantengono le marcate differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL,

pari a 159 m³, è infatti il più basso, se confrontato con i 381 m³ dell'aria propanata e con i 1.592 m³ degli altri gas. Tra i gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo rete quello più diffuso rimane comunque il GPL, che copre il 53% dei volumi complessivamente erogati e il 78% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano il 34% dei volumi distribuiti. Una quota ridotta del gas complessivamente distribuito (13%) viene da altri tipi di gas. La distribuzione regionale (Tav. 3.40) mostra, come sempre, al primo posto la Sardegna (regione ancora non metanizzata) in termini sia di quantitativi erogati, sia di clienti serviti: da sola essa ha assorbito il 39,3% dei volumi distribuiti, necessari a soddisfare la richiesta di una quota leggermente inferiore di clienti (il 33,7%). In questa regione il servizio rimane comunque concentrato in pochi comuni: 97 sui 377 istituiti sul territorio della regione.

TAV. 3.40

Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m³); numero di operatori; clienti; comuni serviti

REGIONE	2012				2013			
	OPERATORI ^(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	OPERATORI ^(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Valle d'Aosta	3	0,12	512	7	3	0,13	567	7
Piemonte	11	1,88	8.558	84	11	1,95	8.690	84
Lombardia	17	7,04	12.127	62	16	7,08	12.361	62
Trentino Alto Adige	2	0,25	912	8	2	0,25	955	8
Veneto	4	0,19	1.084	14	4	0,18	1.136	14
Friuli Venezia Giulia	3	1,06	2.068	9	3	0,92	2.074	9
Liguria	15	2,04	13.086	74	15	2,05	13.108	73
Emilia Romagna	18	2,12	10.104	50	18	1,98	10.294	51
Toscana	18	4,64	25.585	144	18	4,41	26.043	143
Umbria	11	0,79	5.074	38	11	0,71	5.164	39
Marche	13	0,75	3.223	38	13	0,70	3.272	38
Lazio	15	2,03	18.902	59	15	1,94	18.766	59
Abruzzo	8	0,41	4.161	13	8	0,40	4.180	13
Molise	2	0,05	254	2	2	0,05	254	2
Campania	5	0,30	1.769	11	4	0,24	1.621	10
Puglia	1	0,04	142	1	1	0,04	137	1
Basilicata	3	0,25	1.035	4	3	0,20	491	3
Calabria	1	0,19	1.680	5	1	0,16	1.567	5
Sicilia	3	0,06	311	5	3	0,07	318	5
Sardegna	9	14,32	53.875	96	9	15,21	56.392	97
ITALIA	-	38,54	164.462	724	-	38,66	167.390	723

(A) In questa colonna gli operatori sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La seconda regione in cui la distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale assume cifre rilevanti è la Lombardia, che conta per il 18,3% dei volumi distribuiti e soltanto per il 7,4% dei clienti serviti, per la presenza di realtà produttive, con consumi medi elevati. In questa regione, tra l'altro, il servizio raggiunge appena il 4% dei comuni esistenti nel territorio (62 comuni su 1.531). Una maggiore incidenza di volumi distribuiti rispetto a quella di clienti serviti si manifesta anche in Sardegna e in Friuli Venezia Giulia. La Toscana è, nell'ordine, la terza regione per importanza del servizio di distribuzione di gas diversi: in questa regione si distribuisce l'11,4% dei volumi nazionali al 15,6% dei clienti, localizzati in circa la metà dei comuni del territorio (143

su 280). Quote relativamente significative di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo rete sono utilizzate anche in Liguria, Emilia Romagna, Piemonte e Lazio.

Diversamente dagli anni passati, nel 2013 il servizio di distribuzione di gas diverso dal gas naturale non ha accresciuto la propria copertura geografica: il numero di comuni serviti, infatti, è complessivamente diminuito di un'unità, nonostante nell'anno siano state create cinque nuove località tariffarie. Più precisamente, il numero di comuni serviti è rimasto pressoché invariato in quasi tutte le regioni, è salito di un'unità in Emilia Romagna, Umbria e Sardegna, ma è diminuito di un'unità in Liguria, Toscana, Campania e Basilicata.

TAV. 3.41

Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2013

Estensione in km

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Valle d'Aosta	0,0	21,8	0,0	93,2%	6,8%
Piemonte	0,0	156,1	103,8	96,5%	3,5%
Lombardia	0,0	128,0	117,4	86,9%	11,2%
Trentino Alto Adige	0,0	22,9	0,0	65,7%	0,0%
Veneto	0,0	31,9	2,6	72,3%	0,0%
Friuli Venezia Giulia	0,0	3,0	47,9	85,1%	14,9%
Liguria	0,0	175,4	98,4	96,7%	0,6%
Emilia Romagna	0,0	137,3	146,5	98,9%	0,0%
Toscana	0,9	365,0	237,5	100,0%	0,0%
Umbria	0,0	71,0	98,0	85,6%	14,4%
Marche	0,0	43,5	58,4	76,8%	18,4%
Lazio	0,0	192,8	219,2	96,9%	2,5%
Abruzzo	0,0	62,8	5,3	70,4%	29,6%
Molise	0,0	2,3	3,7	100,0%	0,0%
Campania	0,0	9,0	33,2	100,0%	0,0%
Puglia	0,0	6,8	0,0	100,0%	0,0%
Basilicata	0,0	4,1	12,6	100,0%	0,0%
Calabria	0,0	52,8	0,0	100,0%	0,0%
Sicilia	0,0	37,7	0,0	100,0%	0,0%
Sardegna	7,5	1.086,7	855,9	68,2%	1,7%
ITALIA	8,4	2.610,8	2.040,4	83,2%	3,3%
di cui non in funzione	0	22,4	38,4	-	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

L'estensione delle reti e il loro assetto proprietario sono illustrati nella tavola 3.41, che mostra come nel complesso siano in esercizio in Italia 4.700 km circa di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale (di cui 3.950 km alimentati a GPL).

Il confronto con i dati relativi al 2012 evidenzia una crescita dell'estensione delle reti di circa 65 km. La maggior parte delle infrastrutture appartiene ai distributori. I Comuni risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è del 3,3% (la somma delle quote proprietarie può non risultare pari al 100% per la presenza, in alcune regioni, di altri soggetti proprietari).

Le imprese di distribuzione dei gas diversi dal gas naturale si dividono quasi equamente in due forme giuridiche: quella di Società a responsabilità limitata (39 casi su 85, cioè il 46%) e quella di Società per azioni (38 casi su 85, cioè il 45%); i restanti otto casi

su 85 si distribuiscono in altrettante forme giuridiche differenti. La dimensione²⁵ delle imprese che effettuano la distribuzione di gas diversi dal gas naturale a mezzo rete è mediamente piuttosto ridotta, pari a 2,33 addetti (Tav. 3.42) e in calo rispetto all'anno precedente, quando risultava pari a 2,65 unità. Il 94,6% delle imprese del settore impiega meno di dieci addetti, il 71,4% opera perfino con uno o addirittura con zero addetti.

Si tratta di imprese che hanno completamente appaltato all'esterno le proprie attività di erogazione del gas, che spesso operano in altri business, più o meno contigui all'attività in esame. Solo il 5,4% delle imprese impiega più di dieci persone. Le classi di imprese più rilevanti sono quelle con un numero di addetti compreso tra 20 e 49 e nell'intervallo 2-9; esse distribuiscono, rispettivamente, il 36,8% e il 22,5% dei volumi complessivi al 23% e al 31,2% dei clienti serviti.

TAV. 3.42

Distribuzione delle imprese che distribuiscono gas diversi dal gas naturale per classi di addetti

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI CLIENTI SERVITI
0	33,9%	0	28,4%	30,2%
1	37,5%	0,70	8,7%	9,1%
2-9	23,2%	3,83	22,5%	31,2%
10-19	1,8%	14,16	3,6%	6,4%
20-49	3,6%	26,00	36,8%	23,0%
TOTALE	100,0%	2,33	100,0%	100,0%

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

La distribuzione dei gas diversi dal gas naturale a mezzo rete non risulta complessivamente molto concentrata (Tav. 3.43) anche se, da diversi anni, il livello della concentrazione continua lentamente ad aumentare. La quota dei primi tre operatori nel 2013 è salita al 40,7% dei volumi complessivamente erogati, dal 39,3% del 2012. Le prime cinque imprese contano per il 58,1% (57,7% nel 2012). Per superare il 70% dei volumi distribuiti in totale, nel 2013 occorre sommare le quote dei primi dieci operatori, mentre nel 2012 ne servivano undici.

Come sempre, il primo operatore è Isgas, che conta per il 15,8% dell'intero mercato; con il 13,9% il secondo operatore è

Mediterranea Energia Ambiente (o Medea); il terzo operatore è il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, in provincia di Pavia, dove è localizzata un'importante raffineria che produce gas destinato all'alimentazione di una vicina centrale termoelettrica di proprietà di EniPower, mentre Eni mantiene il quarto posto con il 9%. L'ordine dei primi quattro operatori è rimasto invariato rispetto al 2012.

Una minore concentrazione caratterizza la distribuzione del solo GPL: i primi tre operatori (nell'ordine Liquigas con il 15,3%, Eni con il 10,1% e Sarda Reti Gas con il 5,7%) hanno distribuito il 31,2% del totale, i primi cinque (che si ottengono aggiungendo

²⁵ L'informazione sul numero degli addetti è stata tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. Pertanto, i valori sono riferiti al personale che nella media dell'anno 2012 era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola sono riferiti a 56 società.

E.S.T.R.A. e Carbotrade Gas) il 41,4%, mentre la quota dei primi quindici è pari al 66,5%. Nel 2012 la quota dei primi tre operatori era del 31,4%, quella dei primi cinque era pari al 41,7%, mentre i primi quindici contavano per il 67,1%.

TAV. 3.43

Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2012 e nel 2013

Volumi in M(m³)

SOCIETÀ	2012	QUOTA	2013	QUOTA
Isgas	6,0	15,6%	6,1	15,8%
Mediterranea Energia Ambiente (in sigla Medea)	4,9	12,7%	5,4	13,9%
Comune di Sannazzaro de' Burgondi	4,2	11,0%	4,2	11,0%
Eni	3,9	10,0%	3,5	9,0%
Liquigas	3,2	8,4%	3,2	8,3%
Sarda reti gas	1,0	2,6%	1,2	3,1%
E.S.T.R.A.	1,2	3,1%	1,1	2,8%
Carbotrade gas	1,0	2,5%	1,1	2,7%
Fontenergia	1,0	2,5%	0,9	2,4%
G.P. gas	0,6	1,6%	0,6	1,7%
Beyfin	0,6	1,6%	0,6	1,6%
Società italiana per il gas - Italgas	0,6	1,5%	0,6	1,5%
Lunigas I.F.	0,5	1,3%	0,5	1,3%
Goldengas	0,5	1,4%	0,5	1,3%
Socogas	0,5	1,2%	0,5	1,2%
Totalgaz Italia	0,5	1,2%	0,5	1,2%
Società italiana gas liquidi	0,5	1,2%	0,4	1,1%
Cime	0,4	1,0%	0,4	1,0%
Autogas Riviera	0,4	0,9%	0,4	1,0%
Enel Rete Gas ^(A) (oggi 2i Rete Gas)	0,3	0,9%	0,4	1,0%
Altri	6,8	17,8%	6,6	17,0%
TOTALE IMPRESE	38,5	100,0%	38,7	100,0%

(A) Per un migliore confronto con il dato del 2013, nel valore 2012 di Enel Rete Gas sono stati inclusi i volumi distribuiti da G6 Rete Gas, poiché la società è stata incorporata dall'ottobre 2013. Si ricorda inoltre che dal 2014 Enel Rete Gas ha assunto la denominazione 2i Rete Gas.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto e GNL

Con la delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento per il periodo 2014-2017. La nuova regolazione prevede, tra gli altri, i seguenti elementi:

- tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) pari al 6,3%;
- revisione biennale del WACC in base all'evoluzione del tasso delle attività prive di rischio (*risk-free*);
- applicazione del criterio del *profit sharing* nella determinazione dei costi operativi ammessi, riconoscendo alle imprese, nel primo anno del nuovo periodo regolatorio, il 50% dei maggiori recuperi di produttività realizzati dalle imprese stesse nel corso del precedente periodo.

In termini di struttura tariffaria, sono previsti corrispettivi variabili (CV), applicati alla quantità di energia trasportata, e corrispettivi di capacità, applicati alla capacità di trasporto impegnata. Questi ultimi sono differenziati per punto di entrata nella Rete nazionale (CP_e), punto di uscita dalla stessa (CP_u) e rete regionale (CR_r). Sono inoltre previste percentuali di maggiorazione dell'energia trasportata allo scopo di riflettere gli autoconsumi, le perdite di rete e il gas non contabilizzato.

Con la delibera 19 dicembre 2013, 603/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie per l'anno solare 2014 relative ai corrispettivi di trasporto e di dispacciamento del gas naturale e al corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto. I nuovi livelli dei corrispettivi (Tav. 3.44) sono stati determinati a seguito della verifica delle proposte tariffarie che le imprese di trasporto hanno sottoposto all'Autorità, ai sensi della delibera 514/2013/R/gas.

TAV. 3.44

Tariffe di trasporto, dispacciamento e relativa misura per l'anno 2014

Corrispettivi unitari variabili (*commodity*); €/S(m³)

Corrispettivi unitari di capacità sulla Rete nazionale; €/anno/S(m³)/giorno

CORRISPETTIVO UNITARIO VARIABILE

CV 0,003593

CP_E – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA

6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione

Mazara del Vallo	3,654026	Tarvisio	1,053838
Gela	3,342396	Gorizia	0,736623
Passo Gries	0,596218		

3 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione

GNL Panigaglia	0,836394	GNL Cavarzere	0,523772
GNL OLT Livorno	1,066446		

Hub stoccaggio

Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio 0,179849

60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento

Casteggio, Caviaga, Fornovo, Ovanengo, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Soresina, Trecate	0,078143	Casalborsetti, Collalto, Medicina, Montenevoso, Muzza, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido, Santerno, Spilamberto B.P., Vittorio V. (S. Antonio)	0,174175
Rubicone	0,205175	Falconara, Fano	0,351787
Calderasi/Monteverdese, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	0,351695	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Reggente, Santo Stefano Mare	0,454784
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, Capparuccia, San Benedetto del Tronto, Settefinestre-Passatempo	0,371105	Candela, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,752204
Crotone, Hera Lacinia	1,978501	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	3,099424

CP_U – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA

5 punti di interconnessione con le esportazioni

Bizzarone	3,606545	Passo Gries	2,131777
Gorizia	1,746016	Tarvisio	0,717223
Repubblica di San Marino	3,192654		

Hub stoccaggio

Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio 0,418551

6 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale

Nord-occidentale	NOC	1,833079	Centro-Sud-orientale	SOR	1,208765
Nord-orientale	NOR	1,461007	Centro-Sud-occidentale	SOC	1,088934
Centrale	CEN	1,461007	Meridionale	MER	0,836692

TAV. 3.44 - SEGUE

Tariffe di trasporto,
dispacciamento e misura
per l'anno 2014

Corrispettivo unitario di capacità
sulla rete regionale; €/anno/
S(m³)/giorno

Corrispettivo transitorio per il
servizio di misura;
€/anno/S(m³)/giorno

Quota percentuale a copertura del
gas di autoconsumo (applicata
all'energia immessa in rete)

Quote percentuali a copertura
delle perdite di rete e del gas non
contabilizzato applicate all'energia
immessa in rete

CRr			
Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale		1,170225	
CM ^I			
Corrispettivo transitorio per il servizio di misura		0,068464	
γ ^{Fuel}			
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	0,319773%	Tarvisio	0,092224%
Gela	0,292502%	Gorizia	0,064464%
Passo Gries	0,052177%		
3 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	0,073195%	GNL Cavarzere	0,045837%
GNL OLT Livorno	0,093327%		
60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento			
Casteggio, Caviaga, Fornovo, Ovanengo, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Soresina, Trecate	0,006839%	Casalborsetti, Collalto, Medicina, Montenevoso, Muzza, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido, Santerno, Spilamberto BP, Vittorio V. (S. Antonio)	0,015242%
Rubicone	0,017955%	Falconara, Fano	0,030786%
Calderasi/Monteverdese, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci AP/BP, Sinni (Policoro)	0,118290%	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Reggente, Santo Stefano Mare	0,039799%
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, Capparuccia, San Benedetto del Tronto, Settefinestre-Passatempo	0,032476%	Candela, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,065827%
Crotone, Hera Lacinia	0,173144%	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/ Lippone, Noto	0,271239%
γ ^{PE} , γ ^{GNC}			
Perdite di rete (γ ^{PE})		0,107865%	
Gas non contabilizzato (γ ^{GNC})		0,104145%	

Fonte: AEEGSI.

Per gli utenti della rete con servizio interrompibile sono previste riduzioni nei corrispettivi di entrata (CP_E) applicati dall'operatore principale del trasporto, Snam Rete Gas. In dettaglio:

- riduzione del 10% dei corrispettivi CP_E :
 - per un'interruzione massima di 30 giorni con preavviso entro le ore 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione nel punto di entrata di Passo Gries e con preavviso entro le ore 12:00 del giovedì della settimana precedente a quella di inizio della interruzione nei rimanenti punti di entrata (interrompibilità annuale di primo livello);
 - per un'interruzione massima di 40 giorni con preavviso entro le ore 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio della interruzione (interrompibilità stagionale di primo livello);
 - per un'interruzione senza preavviso per effetto dell'assenza di un flusso fisico netto in uscita nel punto di riconsegna di Vittorio Veneto (REMI 34569001).
- riduzione del 20% dei corrispettivi CP_E :
 - per un'interruzione massima di 50 giorni con preavviso entro le ore 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione per il punto di entrata di Passo Gries e con preavviso entro le ore 12:00 del giovedì della settimana precedente a quella di inizio della interruzione per i rimanenti punti di entrata (interrompibilità annuale di secondo livello);
 - per un'interruzione massima di 60 giorni con preavviso entro le ore 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio della interruzione (interrompibilità stagionale di secondo livello).

Dall'1 gennaio 2011 sono inoltre applicate, ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale, le seguenti componenti tariffarie:

- GS_T destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico;
- RE_T destinata a finanziare il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

Il valore delle componenti GS_T e RE_T viene aggiornato periodicamente

dall'Autorità. Per il 2014 il valore della componente GST è pari a 0,1135 c€/m³, mentre quello per la componente RET è pari a 0,4343 c€/m³ (delibera 27 dicembre 2013, 641/2013/R/com).

Rigassificazione

Per il servizio di rigassificazione del GNL, con la delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas, l'Autorità ha fissato i criteri di regolazione delle tariffe per il periodo 2014-2017. La nuova regolazione prevede, tra gli altri, i seguenti elementi:

- WACC pari al 7,3% per gli investimenti effettuati fino al 31 dicembre 2013 e 8,3% per gli investimenti successivi a tale data;
- revisione biennale del WACC in base all'evoluzione del tasso delle attività prive di rischio (*risk-free*);
- applicazione del criterio del *profit sharing* nella determinazione dei costi operativi ammessi, riconoscendo alle imprese, nel primo anno del nuovo periodo regolatorio, il 50% dei maggiori recuperi di produttività realizzati dalle imprese stesse nel corso del precedente periodo;
- attribuzione della totalità dei costi alla componente *capacity*, al fine di riflettere la struttura dei costi del servizio;
- soppressione del corrispettivo unitario associato al numero di approdi previsti (Cna), in quanto non riflettente la struttura di costo sottostante;
- introduzione di un'apposita quota di ricavo per la copertura dei costi di smantellamento delle infrastrutture di rigassificazione e di ripristino dello stato dei luoghi, prevedendo che il gettito derivante dall'applicazione del relativo corrispettivo sia accantonato in un apposito fondo presso la Cassa conguaglio del settore elettrico e messo a disposizione delle imprese solo dopo la realizzazione degli interventi di ripristino.

Con la delibera 19 dicembre 2013, 604/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione, relative all'anno 2014, presentate ai sensi della delibera 438/2013/R/gas dalle società GNL Italia, Terminale GNL Adriatico e OLT *Offshore* LNG Toscana. Con la medesima delibera sono stati approvati i corrispettivi di misura gas (CM^G), applicati dalle imprese di rigassificazione alle quantità contrattuali di GNL relative all'anno 2014 (Tav. 3.45).

TAV. 3.45

Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2014 e relativi corrispettivi di misura

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	PANIGAGLIA	ROVIGO	LIVORNO
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	C _{qs} (euro/m ³ liquido/ anno)	4,518433	30,593327	14,632819
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	C _{rs} (euro/m ³ liquido/ anno)	0,118743	-	0,057600
Quota % a copertura dei consumi e delle perdite corrisposte dall'utente del terminale	Q _{cp} (per m ³ consegnato)	1,7%	0,7%	1,7%
Corrispettivo di misura gas	CM ⁶ (euro/m ³ liquido/ anno)	0,055019	0,293099	0,007947

Fonte: AEEGSI.

Stoccaggio

Con la delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10, è stata approvata la *Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014* (RTSG).

La RTSG è stata successivamente modificata e integrata con la delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11, in applicazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 130/10, relativo a *Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali*, e con la delibera 19 aprile 2012, 149/2012/R/gas, in attuazione del

decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 marzo 2012 relativo a *Norme in materia di stoccaggio strategico di gas naturale*.

Con la delibera 1 agosto 2013, 350/2013/R/gas, a seguito della verifica dei dati inviati dai due operatori nazionali che operano in questa fase, vale a dire Stogit ed Edison Stoccaggio, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie presentate dalle due imprese, fissando i corrispettivi specifici d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2014 (Tav. 3.46), ai sensi della RTSG. Il corrispettivo transitorio di misura CM₅ per l'anno 2014 è stato fissato pari a 0,004083 €/GJ/anno.

TAV. 3.46

Corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio per l'anno 2014

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio f _s	€/GJ/anno	0,233713
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f _{pi}	€/GJ/giorno	19,008101
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f _{pe}	€/GJ/giorno	20,561702
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas C _{vs}	€/GJ	0,088123
Componente US ₁ a copertura degli eventuali squilibri di perequazione	€/GJ/anno	0,002940
Componente US ₂ a copertura del contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio	€/GJ/anno	0,000967
Corrispettivo unitario per lo stoccaggio strategico C _{st}	€/S(m ³)	0,233713

Fonte: AEEGSI.

Distribuzione

A fine 2013, con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato la *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale per il periodo 2014-2019* (RTDG). La nuova regolazione è caratterizzata, tra l'altro, dai seguenti elementi:

- WACC pari al 6,9% per l'attività di distribuzione e 7,2% per quella di misura;
- revisione biennale del WACC in base all'evoluzione del tasso delle attività prive di rischio (*risk-free*);
- riconoscimento di costi operativi unitari, differenziati secondo la classe dimensionale dell'impresa distributrice e la densità della clientela servita;
- riconoscimento di una componente specifica di costo relativa all'installazione di sistemi tecnologici per la telelettura e la telegestione dei gruppi di misura del gas.

È prevista l'introduzione di ulteriori disposizioni volte a disciplinare le gestioni che scaturiscono dai processi di gara per l'affidamento del servizio a livello sovracomunale. Gli orientamenti in materia sono contenuti nel documento per la consultazione 13 febbraio 2014, 53/2014/R/gas. Come nel periodo regolatorio precedente, le società di distribuzione devono applicare una tariffa obbligatoria, costituita da quote fisse e variabili, differenziate per ambito tariffario. I sei ambiti tariffari sono:

- nord-occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- nord-orientale, comprendente le regioni Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna;
- centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- centro-sud-orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata;
- centro-sud-occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;

- meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

La quota fissa (τ_1 , €/cliente/anno) è composta da tre elementi, relativi a distribuzione (τ_{1dis}), misura (τ_{1mis}) e commercializzazione (τ_{1cot}). La quota variabile (τ_3 , euro/m³) è articolata per scaglione di consumo. A partire dal 2015, è prevista una diversificazione dell'elemento τ_{1dis} in funzione della classe del gruppo di misura, al fine di rispecchiare maggiormente le differenze di costo associate alla dimensione del cliente.

I valori delle componenti delle tariffe obbligatorie per l'anno 2014 sono stati fissati con la delibera 27 dicembre 2013, 633/2013/R/gas, e sono riportati nelle tavole 3.47 (quote fisse τ_1) e 3.48 (quota variabile τ_3). Vi sono poi delle componenti aggiuntive, espresse in c€/m³ e aggiornate trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel secondo trimestre 2014 in base alle delibere 27 marzo 2014, 133/2014/R/com e 134/2014/R/gas):

- UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli (1,2510 c€/m³);
- UG2, di modulazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi²⁶;
- UG3, a copertura degli oneri relativi al Conto oneri connessi con l'intervento di interruzione, nonché al Conto per i servizi di ultima istanza e al Conto oneri per il servizio dei fornitori transitori sulla rete di trasporto (0,1652 c€/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, nonché sul Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento e sul Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale (0,4343 c€/m³);
- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,1402 c€/m³).

²⁶ I valori della componente UG2 sono costituiti da una quota fissa, pari a -27,01 €/cliente/anno (limitatamente ai clienti con consumi fino a 200.000 m³/anno) e una quota variabile (c€/m³) differenziata per scaglione di consumo.

TAV. 3.47

Articolazione della quota fissa τ_1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2014

€/punto di riconsegna/anno

COMPONENTI	AMBITO					
	NORD- OCCIDENTALE	NORD- ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
τ_1 (dis)	50,01	41,71	45,97	39,07	48,11	57,88
τ_1 (mis)	19,74	16,37	16,22	14,86	18,88	18,89
τ_1 (cot)	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19

Fonte: AEEGSI.

TAV. 3.48

Articolazione della quota variabile τ_3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2014

c€/m³; scaglioni di consumo in m³/anno

SCAGLIONE DI CONSUMO	AMBITO					
	NORD- OCCIDENTALE	NORD- ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
0-120	0	0	0	0	0	0
121-480	7,8007	6,1421	8,4803	11,3002	14,1167	19,7536
481-1.560	7,1398	5,6217	7,7618	10,3428	12,9207	18,0800
1.561-5.000	7,1699	5,6454	7,7944	10,3863	12,9751	18,1561
5.001-80.000	5,3574	4,2182	5,8241	7,7607	9,6950	13,5663
80.001-200.000	2,7137	2,1367	2,9501	3,9311	4,9109	6,8719
200.000-1.000.000	1,3318	1,0486	1,4478	1,9293	2,4102	3,3726
Oltre 1.000.000	0,3705	0,2917	0,4028	0,5367	0,6705	0,9382

Fonte: AEEGSI.

Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2013 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale, è stato pari a 44 c€/m³ (Tav. 3.49). Tale prezzo nel 2012 era risultato pari a 45,5 c€/m³. Complessivamente, dunque, il costo medio del gas in Italia presenta una diminuzione del 3,3%. I clienti del servizio di tutela hanno pagato il gas in media 59 c€/m³, mentre 39,4 c€/m³ è risultato il prezzo mediamente corrisposto

dai clienti del mercato libero; il differenziale globale di prezzo tra i due mercati è dunque pari a 19,6 c€/m³, in aumento di 2,6 c€/m³ rispetto a quello registrato nell'anno precedente. Tale differenziale di prezzo, che risulta superiore allo scarto massimo registrato nel 2009 (18 c€/m³), risente ovviamente della ripartizione dei volumi di vendita all'interno di ciascuno dei due mercati tra le diverse classi di consumo. Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato finale, la dimensione media dei clienti sul mercato libero è molto più elevata; a ciò si accompagnano, in tale mercato,

la maggiore presenza di clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto, che non pagano le componenti di distribuzione e stoccaggio, nonché la presenza di un sistema di prezzi più flessibili, nel quale le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni strutturali dei mercati internazionali, anche se le modifiche inserite a partire dal 2012 negli aggiornamenti dei prezzi stabiliti dall'Autorità tendono ad andare nella stessa direzione, come illustrato nella sezione "Condizioni economiche di riferimento". Entrando nel dettaglio delle singole classi di consumo, si può vedere che beneficiano delle migliori condizioni del mercato libero principalmente i clienti medio-grandi. Si rileva inoltre che, a partire dal 2010, per i clienti più piccoli (consumi fino a 5.000 m³ annui) il mercato libero offre condizioni meno favorevoli del servizio di tutela. In linea

generale, si può affermare che la capacità di ottenere condizioni di fornitura più convenienti sia direttamente proporzionata alle dimensioni del cliente, in relazione alla maggiore conoscenza del mercato e alla superiore attenzione alle condizioni contrattuali.

I clienti più piccoli del servizio di tutela, con consumi inferiori a 5.000 m³/anno, risultano pagare mediamente 60,2 c€/m³. Questo prezzo è congruente con il valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura calcolate per un cliente domestico che consuma 1.400 m³/anno, che nel 2013 era pari a 58,6 c€/m³ (89,1 c€/m³ includendo le imposte). Al crescere dei consumi il prezzo tende naturalmente a ridursi. La presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo più elevate è dovuta all'esistenza di quei clienti che sono rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali definite dall'Autorità.

TAV. 3.49

Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale
c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2009	2010	2011	2012	2013
SERVIZIO DI TUTELA	48,8	44,6	50,4	57,7	59,0
Inferiori a 5.000	49,5	46,4	52,5	60,1	60,2
Tra 5.000 e 50.000 ^(A)			43,1	48,2	52,2
Tra 50.000 e 200.000 ^(A)			42,6	48,1	50,5
Tra 5.000 e 200.000 ^(A)	46,6	38,3	43,1	48,2	51,9
Tra 200.000 e 2.000.000	46,3	34,7	37,9	40,6	48,8
Tra 2.000.000 e 20.000.000	36,0	29,0	30,4	45,9	-
Superiori a 20.000.000	-	-	-	-	-
MERCATO LIBERO	30,9	30,6	34,9	40,7	39,4
Inferiori a 5.000	43,8	47,0	53,6	61,3	63,8
Tra 5.000 e 50.000 ^(A)			44,9	51,5	50,9
Tra 50.000 e 200.000 ^(A)			40,6	48,4	43,9
Tra 5.000 e 200.000 ^(A)	42,2	38,7	43,1	50,3	47,9
Tra 200.000 e 2.000.000	33,0	31,2	34,5	41,1	36,6
Tra 2.000.000 e 20.000.000	29,7	27,6	30,8	36,9	33,8
Superiori a 20.000.000	27,9	29,0	33,1	36,8	32,7
TOTALE	36,6	34,8	39,3	45,5	44,0

(A) Fino al 2010 il prezzo veniva rilevato in un'unica classe di clienti con consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m³.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel mercato libero, la dimensione del cliente incide in modo ancora più incisivo sul prezzo di offerta: i clienti più piccoli risultano, infatti, pagare circa 31 c€/m³ in più dei grandi consumatori. I livelli più elevati di consumo consentono, generalmente, una riduzione dei costi fissi unitari. In particolare, l'incidenza delle tariffe di distribuzione è molto più elevata per i piccoli consumi (nella media del 2013 il costo a copertura della distribuzione è stato di circa 12 c€/m³ per il consumatore medio

da 1.400 m³ che paga le condizioni definite dall'Autorità), mentre per i clienti più grandi non allacciati alla rete di distribuzione questa componente non è nemmeno presente. Inoltre, i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore correlazione con l'andamento climatico, che comporta oneri di stoccaggio e trasporto più elevati.

Nella tavola 3.50 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi per settore di consumo.

TAV. 3.50

Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2013

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO						TOTALE
	< 5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
SERVIZIO DI TUTELA	60,2	52,2	50,5	48,8	-	-	59,0
Domestico	60,2	52,2	45,6	53,8	-	-	59,9
Condominio uso domestico	55,6	50,2	49,5	48,1	-	-	50,6
Attività di servizio pubblico	64,8	56,9	52,8	51,0	-	-	56,8
Commercio e servizi	64,4	56,0	54,0	47,2	-	-	59,1
Industria	62,9	54,8	52,6	47,2	-	-	57,1
Generazione elettrica	56,8	53,0	48,1	44,4	-	-	50,1
MERCATO LIBERO	63,8	50,9	43,9	36,6	33,8	32,7	39,4
Domestico	65,4	52,3	43,6	41,3	38,3	-	63,6
Condominio uso domestico	57,6	55,4	53,1	46,5	35,2	-	54,3
Attività di servizio pubblico	62,0	52,5	49,0	43,4	35,5	-	46,3
Commercio e servizi	59,2	50,4	44,5	39,9	35,9	-	47,1
Industria	56,9	47,0	40,9	35,3	33,4	33,4	35,4
Generazione elettrica	62,3	50,5	45,2	39,7	34,8	32,5	32,7
TOTALE	61,2	51,3	44,4	36,6	33,8	32,7	44,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'ambito del servizio di tutela, la categoria più rappresentativa risulta quella dei piccoli clienti (0-5.000 m³), tipicamente domestici, i quali hanno mediamente corrisposto, nel 2013, un prezzo di circa 60 c€/m³ che più si avvicina alla media del servizio (59 c€/m³), mentre nel mercato libero il prezzo medio complessivo si avvicina a quello pagato dai clienti medio-grandi, aventi consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m³/anno.

Nel confronto tra i due mercati, i risultati dipendono dalla tipologia e dalla dimensione dei consumatori. Per i clienti domestici più

piccoli il servizio di tutela appare vantaggioso (-5,2 c€/m³, -7,9%), per i consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m³ annui i due mercati presentano valori quasi identici, mentre per le classi più elevate appare più conveniente il mercato libero. Per i condomini uso domestico il mercato libero risulta generalmente più oneroso. Al contrario, per le attività produttive (servizio pubblico, commercio e altri servizi, industria, generazione elettrica) si riscontra una convenienza del mercato libero per tutte le classi di consumo (con l'eccezione della piccolissima generazione elettrica).

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

Come già descritto nelle scorse edizioni della *Relazione Annuale*, a partire da gennaio 2011 l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha apportato un'ampia revisione al paniere nazionale di rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato

per la misurazione del tasso di inflazione. Nell'ambito di tale revisione, l'Istat ha enucleato il segmento di consumo "Gas di città e gas naturale" che contiene il "prodotto" regolato dall'Autorità, assegnandogli una significativa incidenza, pari all'1,92% dell'intero paniere. Tale incidenza, dopo essere salita progressivamente sino al 2,58% del 2013, quest'anno è scesa al 2,21%.

	GAS DI CITTÀ E GAS NATURALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	INDICE GENERALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	GAS REALE ^(A)	VARIAZIONE PERCENTUALE
Gennaio 2013	128,9	7,3%	106,7	2,2%	120,8	5,0%
Febbraio	128,9	7,2%	106,8	1,9%	120,7	5,2%
Marzo	128,9	7,1%	107,0	1,6%	120,5	5,4%
Aprile	124,6	2,0%	107,0	1,1%	116,4	0,9%
Maggio	124,1	1,6%	107,0	1,1%	116,0	0,5%
Giugno	124,0	1,6%	107,3	1,2%	115,6	0,4%
Luglio	123,7	-1,0%	107,4	1,2%	115,2	-2,2%
Agosto	123,7	-1,0%	107,8	1,2%	114,7	-2,2%
Settembre	123,3	-1,4%	107,5	0,9%	114,7	-2,4%
Ottobre	122,0	-3,6%	107,3	0,8%	113,7	-4,3%
Novembre	121,7	-3,9%	107,0	0,7%	113,7	-4,6%
Dicembre	120,7	-4,7%	107,2	0,7%	112,6	-5,4%
ANNO 2013	124,5	0,9%	107,2	1,2%	116,2	-0,3%
Gennaio 2014	120,6	-6,4%	107,4	0,7%	112,3	-7,0%
Febbraio	120,5	-6,5%	107,3	0,5%	112,3	-7,0%
Marzo	120,5	-6,5%	107,4	0,4%	112,2	-6,9%

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

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

Il segmento "Gas di città e gas naturale" è inserito nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati", che comprende l'insieme di due dei segmenti di consumo sottoposti alla

regolazione dell'Autorità, vale a dire "Energia elettrica" e "Gas di città e gas naturale". Poiché anche il peso del segmento "Energia elettrica" è diminuito nel 2014 (come si è visto nel Capitolo 2 di

TAV. 3.51

Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale"

Numeri indice 2010=100 e variazioni percentuali

questo volume), l'incidenza dei "Beni energetici regolamentati" è passata dal 4,29% del 2013 al 3,82% di quest'anno.

Dopo un lungo periodo di crescita, il prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale" presenta, nel 2013, un'inversione di tendenza ed è in diminuzione a partire dal mese di aprile dello stesso anno, come mostrato dal numero indice. In media d'anno, nel 2013 il prezzo del gas risulta cresciuto dello 0,9% rispetto al 2012. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è salito dell'1,2%, in termini reali la variazione del gas risulta negativa e pari a -0,3%. Nel primo trimestre 2014 la diminuzione di prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale" è proseguita, portando a marzo

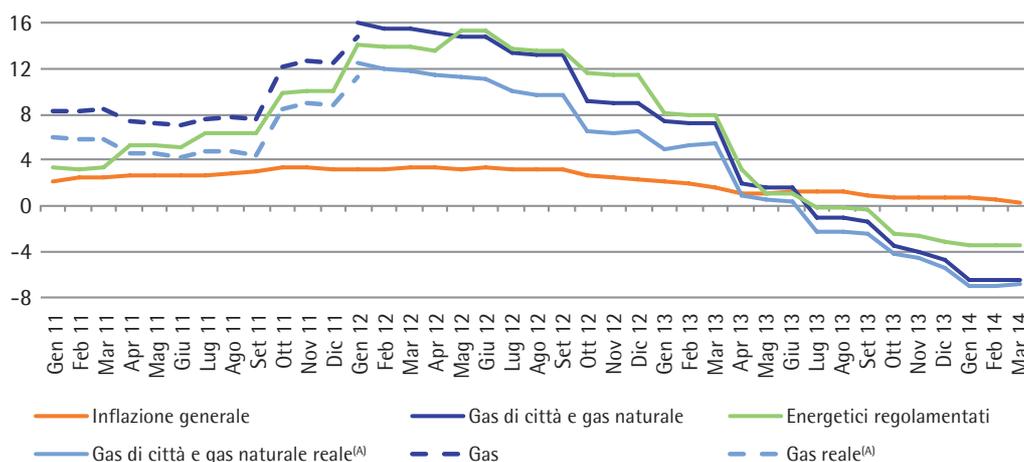
2014 il tasso di variazione a 12 mesi al -6,5%. Rapportando il corrispondente indice di prezzo (120,5) al suo livello medio del 2013 (124,5), si deduce che l'inflazione acquisita²⁷ per il 2013 da questo segmento di consumo è pari al -3,2%.

L'andamento del gas ha contribuito significativamente ad abbassare l'inflazione del settore "Beni energetici regolamentati", che dopo il massimo di luglio 2012 (15,3%), nei mesi successivi è scesa continuamente, portandosi su valori negativi (decremento prezzi) a partire da luglio 2013 e raggiungendo a marzo 2014 il livello di -3,4%, con una inflazione acquisita, per il 2014, a tale data pari al -1,4%.

FIG. 3.17

Inflazione generale, dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi quattro anni

Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo



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

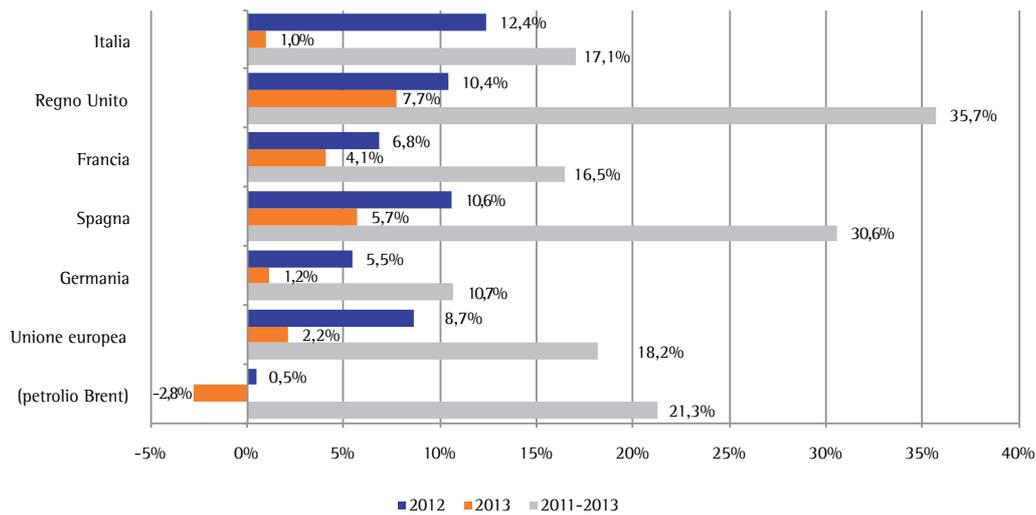
L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere valutato anche in confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 3.18).

Al contrario di quanto è accaduto nel 2012, quest'analisi mostra come nel 2013 il gas abbia registrato in Italia l'incremento più basso. Il rincaro dell'1% italiano risulta, infatti, pari a meno della metà della media dei Paesi dell'Unione europea (+2,2), prossimo a quello registrato in Germania (+1,2%), e notevolmente inferiore agli aumenti rilevati in Francia (4,1%), nel Regno Unito (7,7%) e in

Spagna (5,7%). I risultati del confronto cambiano se si considerano le variazioni di prezzo negli ultimi tre anni. In questo caso, l'Italia registra un rincaro del 17,1%, sostanzialmente allineato alla media dell'Unione europea (18,2%) e alla Francia (16,5%), ma notevolmente inferiore alla Spagna (30,6%) e al Regno Unito (35,7%); tra i Paesi considerati, solo la Germania presenta un rincaro più contenuto (10,7%).

Le variazioni triennali relative a Italia, Francia e alla media dell'Unione europea risultano lievemente inferiori a quella del petrolio Brent (21,3%).

²⁷ L'inflazione acquisita rappresenta la variazione media dell'indice nell'anno indicato, che si avrebbe ipotizzando che l'indice stesso rimanga al medesimo livello dell'ultimo dato mensile disponibile, nella restante parte dell'anno.



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

FIG. 3.18

Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei

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

Prezzo del gas naturale per il consumatore domestico tipo

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo per il consumatore domestico tipo (Fig. 3.19). Più precisamente, si tratta dell'andamento medio delle condizioni economiche di fornitura²⁸ 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 per la distribuzione. Per tale componente viene impiegato il valore dell'ambito nord-orientale, considerato il più rappresentativo.

Il prezzo del gas per il consumatore domestico tipo è aumentato continuamente sino al primo trimestre 2013, durante il quale ha raggiunto un valore massimo di 92,78 c€/m³. Tale incremento è attribuibile essenzialmente alla materia prima e ai costi infrastrutturali. Questi ultimi sono aumentati tra la fine del 2011 e l'inizio del 2013 in seguito all'evoluzione delle tariffe degli impianti (distribuzione, misura, trasporto, stoccaggio) e al lieve aumento degli oneri accessori²⁹.

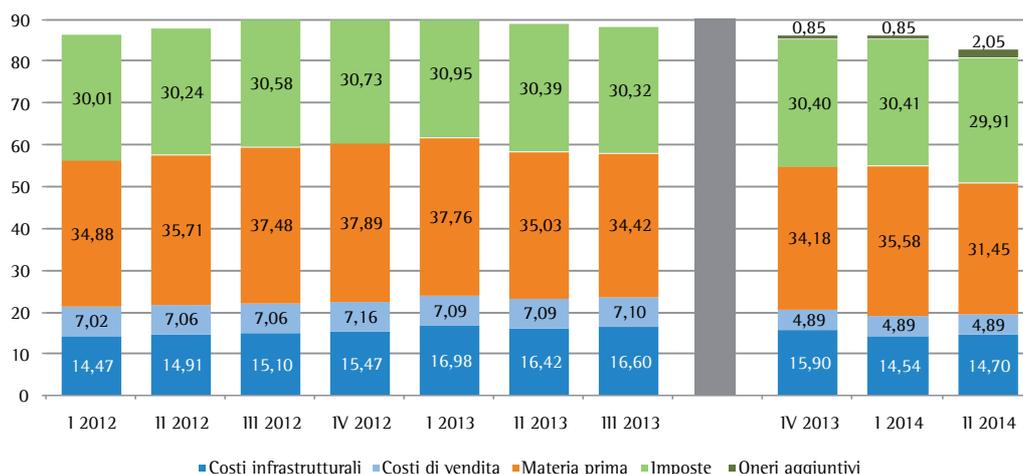
²⁸ Introdotte con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138, e attualmente disciplinate dall'Allegato A (TIVG) della delibera ARG/gas 64/09.

²⁹ In particolare la componente RE (incentivi per gli interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di incremento dell'efficienza energetica di piccole dimensioni) e, in misura inferiore, la componente RS (incentivi al miglioramento della qualità nella distribuzione del gas).

FIG. 3.19

Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo^(A)

c€/m³; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³



(A) A seguito della riforma delle condizioni economiche di fornitura, dal quarto trimestre 2013 la serie storica non è più comparabile con quella degli anni precedenti relativamente alle componenti dei costi infrastrutturali, dei costi di vendita e della materia prima.

Fonte: AEEGSI.

L'andamento della materia prima richiede una disamina più articolata. La crescita registrata sino a inizio 2013 è dipesa essenzialmente dall'incremento delle quotazioni internazionali di petrolio, olio combustibile e gasolio, cui i contratti di approvvigionamento a lungo termine del gas erano collegati. A tale dinamica si sono affiancati i provvedimenti dell'Autorità volti a ridurre la dipendenza degli aggiornamenti dai contratti di importazione a lungo termine, introducendo gradualmente una ponderazione tra i contratti suddetti e i prezzi che si formano sui mercati a breve termine del gas (mercati spot), da tempo caratterizzati da una condizione di eccesso di offerta dovuta alla disponibilità di gas non convenzionale e al calo della domanda. Nel dettaglio, in attuazione delle misure contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 (c.d. "cresci-Italia"), la delibera 30 marzo 2012, 116/2012/R/gas, ha previsto che dal secondo trimestre 2012 l'aggiornamento della materia prima venga calcolato, per una quota iniziale del 3%, in base ai prezzi che si formano sul mercato spot europeo, con riferimento alla piattaforma olandese denominata *Title Transfer Facility* (TTF). La quota suddetta, elevata al 5% nel corso dell'anno, è stata fissata al 20% a partire dal secondo trimestre 2013 (delibera 28 marzo 2013, 125/2013/R/gas). Tali interventi hanno consentito un aggancio via via crescente con i prezzi dei mercati spot, più bassi di quelli 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, a una sua forte diminuzione nel secondo trimestre (-7,2%, corrispondente a -2,7 c€/m³) e a un ulteriore ribasso nel terzo (-0,6 c€/m³). Tale dinamica si è riflessa nel prezzo complessivo, che dopo il massimo di 92,78 c€/m³ è sceso a 88,44 c€/m³ nel terzo trimestre 2013, con una diminuzione del 4,7%.

Col quarto trimestre del 2013 il processo di riforma della metodologia di calcolo delle condizioni di fornitura del servizio di tutela ha trovato pieno compimento. Il riferimento ai contratti a lungo termine è stato completamente eliminato e sostituito al 100% con il prezzo che si forma sul mercato a breve termine. In attesa che diventi pienamente operativo il mercato a termine italiano, previsto dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, è stato mantenuto il riferimento alle quotazioni che si formano sul mercato olandese TTF. Ma oltre a modificare le quotazioni di riferimento, la riforma ha anche cambiato la struttura del meccanismo di calcolo, modificandone le voci e il loro contenuto. In particolare la nuova materia prima, oltre al costo di acquisto sulla piazza TTF (rappresentato dall'elemento $P_{FOR,t}$), comprende i seguenti elementi:

- i costi di trasporto da tale piazza sino al PSV della piattaforma italiana di negoziazione, gestita da Snam Rete Gas (elementi Q_{TINT} , $Q_{T_{PSV}}$, $Q_{T_{MCV}}$);
- i costi dell'attività di approvvigionamento e dei rischi connessi

con la stessa (componente CCR), tra cui, per esempio, le oscillazioni climatiche (con le conseguenti ricadute sui prezzi) e gli scostamenti tra le quantità acquistate e quelle effettivamente vendute (rischio volumi).

Le vecchie voci QE (componente energia) e QCI (quota commercializzazione all'ingrosso) sono state eliminate in quanto sostituite dagli elementi sopra riportati.

La nuova formulazione di calcolo ha reso, inoltre, necessarie alcune modifiche in alcune delle componenti relative ai costi infrastrutturali. In primo luogo la componente trasporto (QT) è stata rimodulata per tenere conto di quanto già ricompreso nella materia prima. Quest'ultima, inoltre, comprende implicitamente anche i costi di stoccaggio, sia in relazione alla modulazione stagionale (differenza di fabbisogni e prezzi tra estate e inverno), sia per la copertura di eventi eccezionali.

Conseguentemente, la vecchia componente QS (quota stoccaggi) è stata eliminata.

Per contro, la transizione al nuovo sistema ha reso necessaria l'introduzione di meccanismi di adeguamento, che si sostanziano nelle seguenti voci:

- la componente gradualità, volta a coprire i costi che le imprese di vendita devono sostenere per ristrutturare il proprio portafoglio di approvvigionamento al fine di ottenere una appropriata ripartizione tra contratti di breve e lungo termine;
- la componente pro rinegoziazioni, volta a incentivare la rinegoziazione dei contratti a lungo termine, al fine di adeguarne le clausole ai mutamenti economici e regolatori intervenuti, nonché a finanziare un meccanismo di parziale protezione dei clienti finali dalla maggiore variabilità dei prezzi che caratterizza i mercati a breve termine.

I cambiamenti sopra descritti fanno sì che le serie storiche, e nello specifico il grafico riportato nella figura 3.19, presentino una discontinuità strutturale in corrispondenza al quarto trimestre 2013.

In termini di ricadute sul cliente domestico tipo, il completamento della riforma nel quarto trimestre 2013 ha determinato nel prezzo complessivo una riduzione di 2,2 c€/m³, pari a -2,5% rispetto al trimestre precedente.

Nel primo trimestre 2014 il prezzo è rimasto stabile, in quanto il rialzo stagionale della materia prima è stato compensato dalla riduzione nella componente per le tariffe di distribuzione e in quella destinata al Fondo per le iniziative di efficienza energetica (RE). Nel secondo trimestre 2014 (decorrenza 1 aprile), vi è stato un nuovo e significativo decremento di prezzo (3,26 c€/m³, pari a -3,8%), dovuto essenzialmente alla materia prima, la cui riduzione è stata in parte assorbita dalla componente per la rinegoziazione. Dal primo trimestre 2013 a oggi si registra una diminuzione di circa 10 c€/m³ (oltre il 10%) nel prezzo complessivo.

All'1 aprile 2014 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.20) risulta composto per il 64% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 36% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). Il costo della materia prima incide sul prezzo complessivo del gas per il 37,9%, i costi di commercializzazione al dettaglio per il 5,9%, gli oneri di gradualità per il 2,5% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il 17,7%.

Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione locale, che incide per il 14,4% sul valore complessivo, mentre il peso dei costi di trasporto è pari al 3,3%.

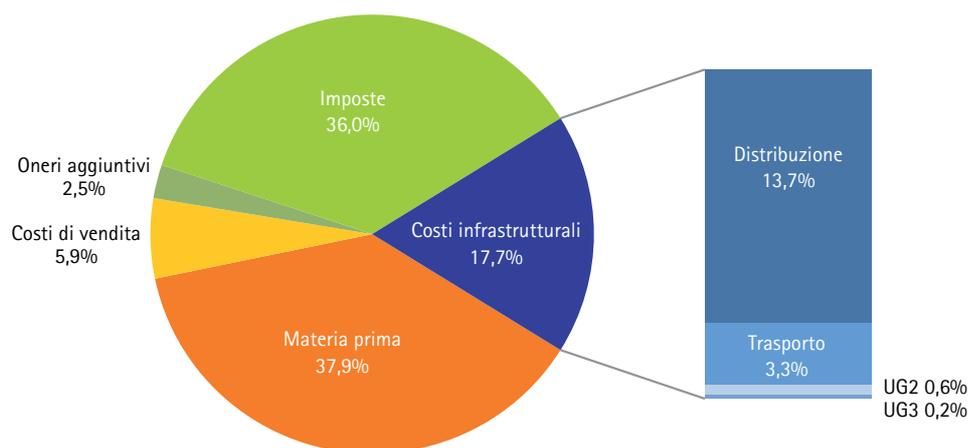
La tavola 3.55 mostra infine il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale. I valori dell'accisa ordinaria riportati nella tavola per le varie fasce di consumo annuo sono quelli in vigore ad aprile 2014. Si tratta delle aliquote stabilite ai sensi del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, che nel recepire la direttiva europea 2003/96/CE ha completamente riformato la tassazione dei prodotti energetici in Italia.

Rispetto all'anno precedente vi è da registrare una variazione nell'addizionale regionale della Calabria e il passaggio dell'aliquota IVA superiore dal 21% al 22%.

FIG. 3.20

Composizione percentuale all'1 aprile 2014 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³



Fonte: AEEGSI.

TAV. 3.52

Imposte sul gas

Aprile 2014; c€/m³ per le accise e aliquote percentuali per l'IVA

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI		
	Fascia di consumo annuo	< 120 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	3,0987	3,0987	3,0987	0,6000	0,5200
Umbria		0,5165	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165
Marche		1,5500	1,8100	2,0700	2,5800	0,6249	0,5200
Lazio							
- territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)		1,9000	3,0990	3,0990	3,0990	0,6249	0,5160
- altre zone		2,2000	3,0990	3,0990	3,0990	0,6249	0,5160
Abruzzo							
- zone climatiche E e F		1,0330	1,0330	1,0330	1,0330	0,6240	0,5160
- altre zone		1,9000	2,3241	2,5823	2,5823	0,6240	0,5160
Molise		1,9000	3,0987	3,0987	3,0987	0,6200	0,5200
Campania		1,9000	3,1000	3,1000	3,1000	0,6249	0,5200
Puglia		1,9000	3,0980	3,0980	3,0980	0,6249	0,51646

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI		
	Fascia di consumo annuo	< 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)
Basilicata		1,9000	2,5823	2,5823	2,5823	0,6249	0,51646
Calabria		0,51646	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646
ALIQUOTA IVA (%)		10	10	22	22	10 ^(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. La Regione Lombardia ha disapplicato l'addizionale dal 2002 (legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27).

(C) L'addizionale regionale e l'imposta sostitutiva non si applicano, inoltre, ai consumi per: autotrazione; produzione e autoproduzione di energia elettrica; forze armate per gli usi consentiti; ambasciate, consolati e altre sedi diplomatiche; organizzazioni internazionali riconosciute e ai membri di tali organizzazioni, nei limiti e alle condizioni fissate dalle relative convenzioni o dagli accordi; impieghi considerati fuori campo di applicazione delle accise.

(D) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota è quella ordinaria.

Fonte: AEEGSI.

TAV. 3.52 - SEGUE

Imposte sul gas

Aprile 2014; c€/m³ per le accise e aliquote percentuali per l'IVA

Prezzo del GPL per il consumatore domestico tipo

Come stabilisce il Titolo III del TIVG, gli esercenti la vendita di gas devono applicare le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità ai clienti finali con fornitura di GPL o di gas manifatturati. Le condizioni economiche di fornitura di GPL si articolano in tre componenti unitarie: quella relativa all'approvvigionamento, quella relativa al servizio di distribuzione e misura e quella relativa alla vendita al dettaglio.

La componente relativa all'approvvigionamento comprende il costo della materia prima, il costo del trasporto e l'imposta di fabbricazione. A partire da ottobre 2011 (delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11), l'elemento relativo alla materia prima viene calcolato mensilmente anziché trimestralmente, al fine di rendere i prezzi applicati ai clienti finali più allineati temporalmente con i costi sostenuti dagli esercenti. L'Autorità aggiorna all'inizio di ogni mese tale componente sulla base dell'andamento delle quotazioni internazionali del propano relative al mese precedente.

Con lo stesso provvedimento, l'Autorità ha anche modificato il valore della componente a copertura dei costi di vendita al dettaglio. In particolare, è stato stabilito che, nel caso di vendita di GPL, tale componente sia articolata in una quota variabile espressa in €/m³ e abbia una validità biennale. Il valore applicato dall'1 gennaio 2014 è pari a 0,176 €/m³ e resterà in vigore sino al 31 dicembre 2015.

Anche le modalità di calcolo dell'elemento a copertura dei costi di trasporto sono state rinnovate nel 2011. Infatti, con la delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11, l'Autorità ha disposto che il valore di tale elemento sia legato:

- al valore in vigore nell'anno precedente l'aggiornamento;
- al tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti l'aggiornamento, composto dalla somma del 50% del tasso di variazione dei prezzi al consumo per famiglie di operai e impiegati e del 50% del tasso di variazione del prezzo del gasolio per mezzi di trasporto, entrambi rilevati dall'Istat;
- al tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

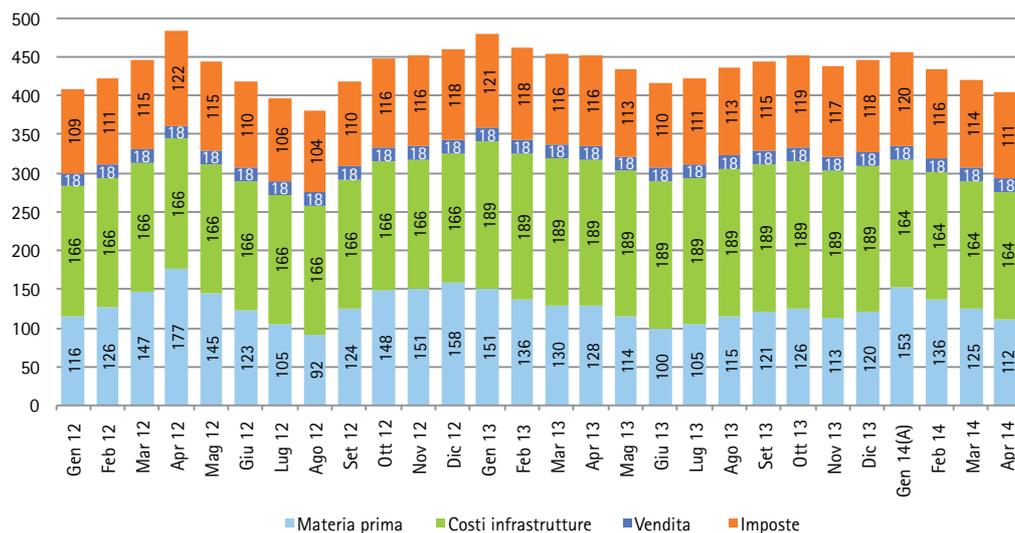
Nella componente approvvigionamento rientra anche l'imposta di fabbricazione, che viene applicata alla materia prima come fatturata all'uscita dalla raffineria o dal deposito. L'imposta è stata fissata, dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 15 gennaio 1999, in misura pari a 189,94458 € per 1.000 kg su tutto il territorio nazionale. La componente a copertura dei costi di distribuzione e misura viene determinata secondo la RTDG, approvata per il periodo di regolazione 2014-2019 con la delibera 573/2013/R/gas. Ai sensi della RTDG, sono oggetto di regolazione le reti canalizzate gestite in concessione e che servono almeno 300 punti di riconsegna. Sulla base dei costi del servizio determinati dall'Autorità, ciascuna impresa distributrice predispone delle opzioni tariffarie, differenziate per ambito tariffario. L'ambito tariffario è costituito dall'insieme delle località appartenenti alla medesima regione e servite dalla stessa impresa distributrice.

L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL, caratterizzato da un consumo annuo di 286 m³, è illustrato nella figura 3.21.

FIG. 3.21

Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo

c€/m³; famiglia con consumo annuo di 286 m³



Fonte: AEEGSI.

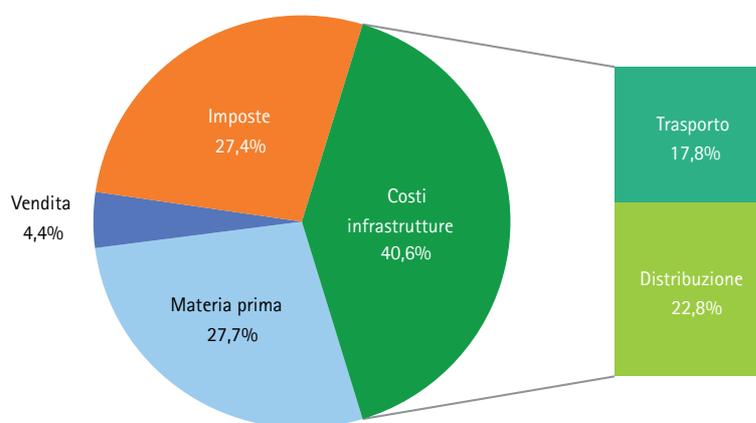
La volatilità dei costi internazionali del propano si riflette nella variabilità della componente materia prima, la quale, partendo da un valore, a gennaio 2013, pari a 151 c€/m³, è poi diminuita sino a giugno 2013, quando ha toccato il minimo di 100 c€/m³. Dal mese

successivo è iniziata una fase di crescita che, salvo la parentesi di novembre, è durata sino a gennaio 2014, quando è stato raggiunto il massimo di 153 c€/m³. È poi seguita una nuova fase di diminuzioni, che hanno condotto ai 112 c€/m³ di aprile 2014.

FIG. 3.22

Composizione percentuale all'1 aprile 2014 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con consumo annuo di 286 m³



Fonte: AEEGSI.

La figura 3.22 mostra la composizione del prezzo medio pagato dal cliente tipo per la fornitura di GPL all'1 aprile 2014.

A tale data, il prezzo per una famiglia italiana che consuma 286 m³ di GPL è pari a 404 c€/m³ e risulta composto per il 73,6% da componenti a copertura dei costi e per il restante 27,4% dalle imposte. Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del GPL per il 27,7% (nel gas naturale l'incidenza è di circa il

38%), i costi di commercializzazione pesano per il 4,4% (nel gas naturale sono pari al 5,9%) e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture costituiscono il restante 41% (mentre nel gas naturale rappresentano il 17,7%). Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione locale, che incide per il 22,8% sul valore complessivo, mentre il peso dei costi di trasporto è pari al 17,8%.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale

La regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale, è disciplinata dalla delibera 1 ottobre 2009, ARG/gas 141/09, per il periodo 2010-2013. Le tavole 3.53, 3.54 e 3.55 illustrano i dati relativi alla sicurezza del servizio per il periodo 2011- 2013, con riferimento alle principali imprese di trasporto, dalle quali risulta che:

- la percentuale di rete ispezionata con "pig" rispetto al totale

della rete soggetta a sorveglianza/vigilanza registra un costante, seppur modesto, incremento;

- la percentuale di rete in acciaio con protezione catodica efficace ha raggiunto valori elevati; in particolare nel 2013 si è registrato un incremento di circa l'1% rispetto al 2011-2012;
- il numero delle emergenze di servizio è molto contenuto e le cause che le hanno determinate sono riconducibili a eventi naturali e a terzi.

ANNO	ESTENSIONE RETE	LUNGHEZZA RETE SORVEGLIATA CON AUTOMEZZO/PIEDI	LUNGHEZZA RETE SOTTOPOSTA A VIGILANZA AEREA	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA CON "pig" ^(A)	% RETE ISPEZIONATA CON "pig" ^(A)
2011	33.329	18.711	14.215	1.965	6,0%
2012	33.886	18.394	15.006	2.594	7,6%
2013	33.955	18.136	15.441	2.873	8,5%

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

ANNO	ESTENSIONE RETE	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA CATODICAMENTE	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
2011	33.329	32.814	515	98,5%
2012	33.886	33.398	488	98,6%
2013	33.955	33.772	183	99,5%

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.53

Rete sottoposta a sorveglianza e ispezione nel periodo 2011-2013

km

TAV. 3.54

Protezione catodica delle reti nel periodo 2011-2013

km

TAV. 3.55

Emergenze di servizio nel periodo 2011-2013

Numero di fuori servizio

ANNO	ESTENSIONE RETE	LUNGHEZZA RETE SORVEGLIATA CON AUTOMEZZO/PIEDI	LUNGHEZZA RETE SOTTOPOSTA A VIGILANZA AEREA	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA CON "pig" ^(A)	% RETE ISPEZIONATA CON "pig" ^(A)
2011	1	0	0	0	1
2012	1	2	0	0	4 ^(A)
2013	1	0	0	0	1

(A) Le cause che hanno determinato un evento di emergenza di servizio sono ancora in fase di accertamento da parte dell'autorità giudiziaria.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas naturale, nelle tavole 3.56, 3.57 e 3.58 sono riportati i dati relativi alle interruzioni di servizio e ai casi di mancato rispetto del valore di pressione minima contrattuale al punto di riconsegna, dai quali si evince che, dal 2011 al 2013:

- il numero annuo delle interruzioni con adeguato preavviso ha avuto un andamento altalenante mentre è in costante crescita il numero di utenti del servizio di trasporto coinvolti;
- nel 2013 si registra, rispetto ai due anni precedenti, un notevole incremento del numero sia delle interruzioni senza adeguato preavviso, sia degli utenti coinvolti;
- il numero annuo dei punti di riconsegna che hanno subito una o più interruzioni non dovute a emergenze di servizio, è in costante diminuzione;
- i casi di mancato rispetto dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale sono numericamente poco significativi.

TAV. 3.56

Interruzioni di servizio con e senza adeguato preavviso nel periodo 2011-2013

	INTERRUZIONI CON ADEGUATO PREAVVISO			INTERRUZIONI SENZA ADEGUATO PREAVVISO		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Numero di interruzioni	352	677	550	7	17	38
Numero di utenti coinvolti	4.880	5.027	6.077	10	103	379
Durata media (ore)	15,6	17,9	17,3	10,9	114,4	94,2

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.57

Interruzioni del servizio che hanno coinvolto uno stesso punto di riconsegna nel periodo 2011-2013

Numero di punti di riconsegna che nell'anno di riferimento hanno subito N interruzioni non derivate da emergenze di servizio

NUMERO DI INTERRUZIONI SUBITE DAL PUNTO DI RICONSEGNA	2011	2012	2013
N = 1	736	717	537
N = 2	45	9	1
N = 3	3	0	1
N > 3	0	0	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

NUMERO DI CASI DI MANCATO RISPETTO	2011	2012	2013
Causa di forza maggiore	0	0	0
Causa di terzi	0	1	0
Causa dell'impresa di trasporto	1	0	0
TOTALE	1	1	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

La qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale disciplina le prestazioni richieste alle imprese di trasporto dagli utenti del servizio, compresi i clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto, attraverso standard di qualità, generali e specifici, e indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici. Nelle tavole 3.59 e 3.60 sono riportati i principali dati, riguardanti rispettivamente le prestazioni, soggette a indennizzo automatico e non soggette a indennizzo automatico, per gli utenti del servizio di trasporto.

Analizzando i dati contenuti nelle suddette tavole, si può constatare che dal 2011 al 2013:

- i casi di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità commerciale sono numericamente poco significativi;
- il trend delle prestazioni soggette a livelli generali registra un generale decremento; inoltre, i casi di mancato rispetto sono numericamente nulli sia nell'anno 2012, sia nell'anno 2013.

TAV. 3.58

Mancato rispetto dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna nel periodo 2011-2013

TAV. 3.59

Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel periodo 2011-2013

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	2011			2012			2013		
		RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di comunicazione agli utenti di documentazione non idonea alla cessione di capacità	2 giorni lavorativi	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0
Tempo di comunicazione agli utenti di documentazione irricevibile per il trasferimento di capacità	1 giorno lavorativo	14	0,2	0	2	0,5	0	0	0	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato	2 giorni lavorativi	50	1,0	1	30	0,7	0	1.631	0,7	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative all'attività di discatura dei punti di riconsegna	3 giorni lavorativi	366	1,1	0	517	1,0	1	531	0,9	0

TAV. 3.59 - SEGUE

Prestazioni soggette a
indennizzo automatico nel
periodo 2011-2013

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	2011			2012			2013		
		RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura	15 giorni lavorativi	36	12,5	0	48	9,8	0	17	8,5	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte di modifica della pressione minima contrattuale	20 giorni lavorativi	3	14,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte di riprogrammazione degli interventi manutentivi	5 giorni lavorativi	66	2,7	0	55	2,2	0	48	2,6	0
TOTALE	-	535	-	1	652	-	1	2.227	-	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.60

Prestazioni non soggette a
indennizzo automatico nel
periodo 2011-2013

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	2011			2012			2013		
		RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Percentuale minima di preventivi per la realizzazione di nuovi punti o il potenziamento di punti esistenti, comunicati entro il tempo massimo di 40 giorni lavorativi	90%	104	37,1	0	87	36,1	0	102	36,6	0
Percentuale minima di risposte motivate a richieste relative al servizio di trasporto comunicare entro il tempo massimo di 20 giorni lavorativi	90%	430	11,7	13	415	9,3	0	337	9,1	0
TOTALE	-	534	-	13	502	-	0	439	-	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

Qualità del gas

Con la delibera 6 settembre 2005, n. 185, e sue successive modifiche e integrazioni, l'Autorità ha introdotto le disposizioni cui ogni impresa di trasporto deve attenersi al fine di garantire un monitoraggio più puntuale della misura del potere calorifico superiore (PCS) e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale fornito ai clienti finali. La delibera attribuisce all'impresa di trasporto la responsabilità della misura e del controllo dei parametri di qualità del gas, in modo che la misura sia affidabile e tempestiva, e stabilisce che gli apparati di misura siano resi accessibili per eventuali controlli da parte dell'Autorità; ciò vale anche per i proprietari dei sistemi di misura, nel caso essi siano diversi da un'impresa di trasporto.

Nei punti di ingresso delle reti di trasporto, il provvedimento prescrive la misura e il controllo del PCS e di altri parametri di qualità del gas, mentre all'interno delle reti di trasporto la delibera impone la misura del potere calorifico del gas tramite gascromatografi.

Sulla base dei dati forniti dai trasportatori di gas naturale si rileva che nell'anno termico 2012-2013 risultano installati 341 gascromatografi, a fronte dei 329 dell'anno termico precedente, di cui 258 nei punti di misura dell'area omogenea di prelievo, 83 nei punti di ingresso della rete di trasporto e 28 nei punti di interconnessione delle reti di trasporto. Relativamente alla proprietà degli apparati, i dati comunicati dai trasportatori evidenziano che 212 appartengono alle stesse imprese e 129 appartengono a terzi.

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas naturale

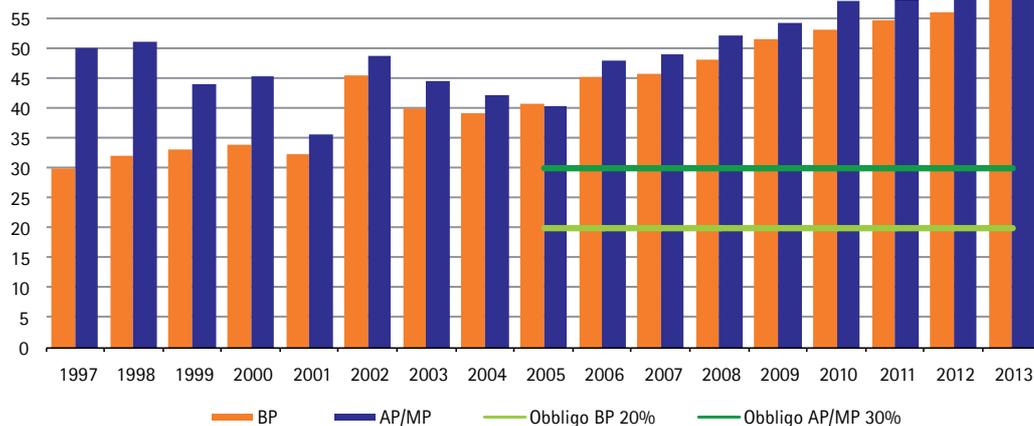
La delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 - Parte I, Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RQDG), disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste vi sono il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito sia di ispezione, sia di segnalazione da parte di terzi, e l'odorizzazione del gas. La regolazione, introdotta già a partire dal 2000, ha un unico obiettivo: minimizzare il rischio di esplosioni, di scoppi e di incendi provocati dal gas distribuito e dunque ha come fine la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito.

I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas, alcuni a partire dal 1997, altri con stretto riferimento all'attività svolta nell'anno oggetto della presente *Relazione Annuale*.

La figura 3.23 mostra l'ispezione della rete a partire dal 1997. Anche nel 2013 si registra il trend crescente delle quantità ispezionate. Infatti, tenendo conto dei livelli minimi previsti dall'attuale regolazione (30% per la media e l'alta pressione e 20% per la bassa pressione), i valori dell'ispezione sia della rete in bassa pressione, sia della rete in alta e media pressione dell'intero settore del gas si attestano su valori maggiori del 59%. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni della rete favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas.

FIG. 3.23

Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2013



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

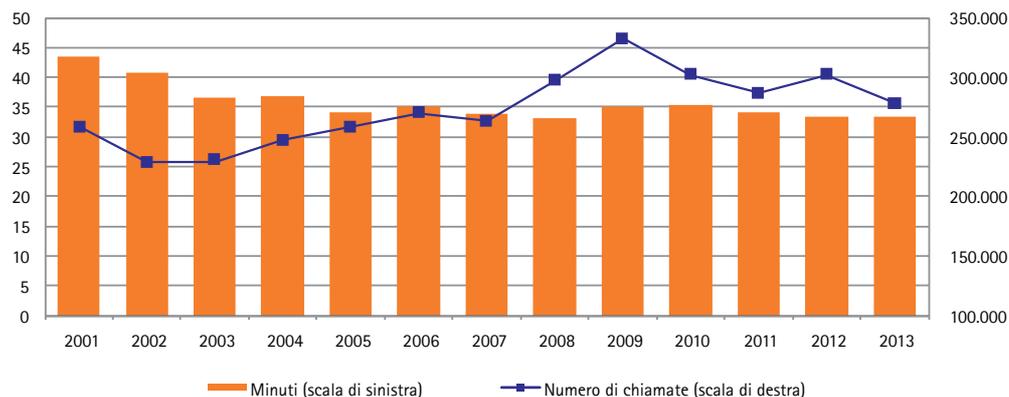
Per quanto riguarda l'attività di pronto intervento, il grafico della figura 3.24 mostra che nel 2013 si registra un tempo di arrivo sul luogo di chiamata pari a un valore medio nazionale inferiore a 35 minuti, valore che è quasi la metà del tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti e che, rispetto agli anni precedenti, è in ulteriore flessione. In relazione alle chiamate di pronto intervento, rispetto all'anno 2012, si registra una diminuzione. L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate introdotto dalla RQDG a partire dall'1 luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in modo sempre più preciso. Inoltre, va

aggiunto che la platea delle imprese obbligate a partecipare ai recuperi di sicurezza sta progressivamente aumentando e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei recuperi di sicurezza dell'intero ambito provinciale cui appartiene l'impianto di distribuzione. Nonostante i segnali di miglioramento, l'attenzione dell'Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta. Infatti, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas. Solo attraverso di esso, se svolto tempestivamente e nel rispetto delle disposizioni stabilite in materia dall'Autorità nella RQDG, si possono evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

FIG. 3.24

Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2013

Numero di chiamate e tempo di arrivo sul luogo di chiamata (in minuti)



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

Le tavole 3.61 e 3.62 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2012 e 2013, suddivise per localizzazione, ovvero a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione con la suddivisione delle stesse in base all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazione da parte

di terzi). Ogni tipologia di dispersione è fornita disaggregata per classe di pericolosità (A1, A2, B e C). La classe A1, per esempio, è la dispersione di massima pericolosità che richiede una riparazione immediata, e comunque entro le 24 ore successive all'ora della sua localizzazione³⁰.

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	985	1.207	1.105	1.263	4.560
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	193	204	449	299	1.145
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	660	133	690	558	2.041
Su gruppo di misura	805	19	43	211	1.078
TOTALE ANNO 2012	2.643	1.563	2.287	2.331	8.824
Su rete	819	1.150	1.038	1.131	4.138
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	165	176	446	348	1.135
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	427	76	453	551	1.507
Su gruppo di misura	687	12	59	211	969
TOTALE ANNO 2013	2.098	1.414	1.996	2.241	7.749

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.61

Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	2.264	650	695	787	4.396
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	3.828	1.206	1.111	1.670	7.815
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	20.241	4.810	6.492	29.729	61.272
Su gruppo di misura	20.355	3.500	4.047	30.566	58.468
TOTALE ANNO 2012	46.688	10.166	12.345	62.752	131.951
Su rete	2.017	645	741	924	4.327
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	3.549	1.140	1.051	1.814	7.554
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	20.370	5.097	6.056	29.831	61.354
Su gruppo di misura	17.297	3.585	2.979	26.847	50.708
TOTALE ANNO 2013	43.233	10.467	10.827	59.416	123.943

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.62

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi

³⁰ I dati relativi al 2012 sono stati rettificati a causa di un errore materiale segnalato da un distributore.

Esaminando i dati contenuti nelle tavole 3.61 e 3.62 risulta che dal 2012 al 2013:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sono passate da 8.824 a 7.749; sono diminuite anche le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata (da 5.705 nel 2012 a 5.273 nel 2013), nonché le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (da 3.119 nel 2012 a 2.476 nel 2013);
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi anche nel 2013 sono diminuite, passando da 131.951 a 123.943; in particolare le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose, si sono lievemente ridotte (da 12.211 nel 2012 a 11.881 nel 2013); una diminuzione si è registrata anche per le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (da 119.740 nel 2012 a 112.062 nel 2013);
- disaggregando queste ultime, le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi relative a impianti di derivazione di utenza su parte aerea sono aumentate (da 61.272 nel 2012

a 61.354 nel 2013), mentre quelle relative ai gruppi di misura sono diminuite (da 58.468 nel 2012 a 50.708 del 2013).

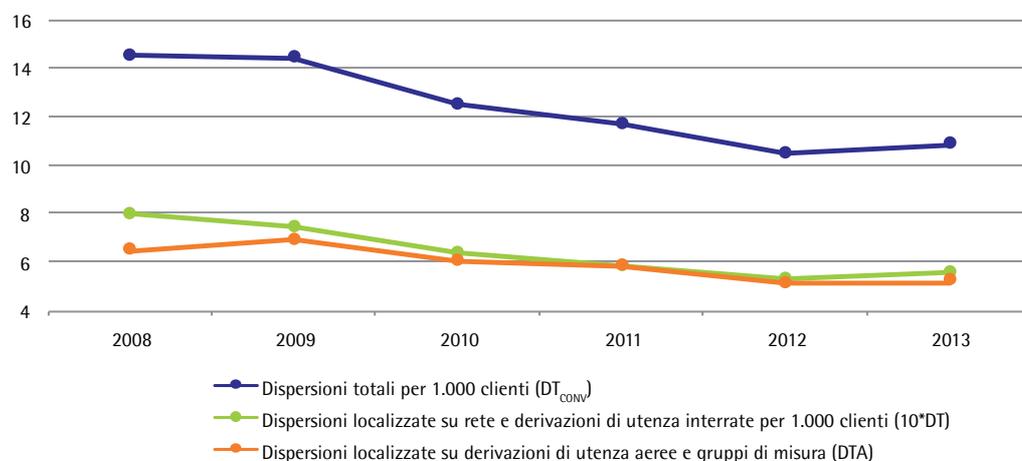
Va evidenziato che l'attuale regolazione spinge il sistema verso livelli di sicurezza del servizio di distribuzione del gas sempre maggiori. Più nello specifico, il fenomeno è da ricondurre all'effetto combinato prodotto dall'attività di vigilanza effettuata dall'Autorità, ma anche da un sistema di premi e penalità che, tra l'altro, ha l'obiettivo di ridurre le dispersioni di gas segnalate da terzi sulle reti. Le dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi A1, generalmente le più pericolose, sono diminuite di un ulteriore 7% rispetto alla riduzione già registrata dal 2011 al 2012.

La figura 3.25 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti per gli ambiti provinciali soggetti alla regolazione incentivante: si evidenzia un significativo trend decrescente, pressoché costante per le dispersioni localizzate su rete interrata (10*DT), e per quelle su rete aerea (DTA); nel 2013 entrambi i parametri 10*DT e DTA si sono attestati a poco più di cinque dispersioni per migliaio di clienti finali.

FIG. 3.25

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti

Ambiti provinciali soggetti a regolazione incentivante - Periodo 2008-2013



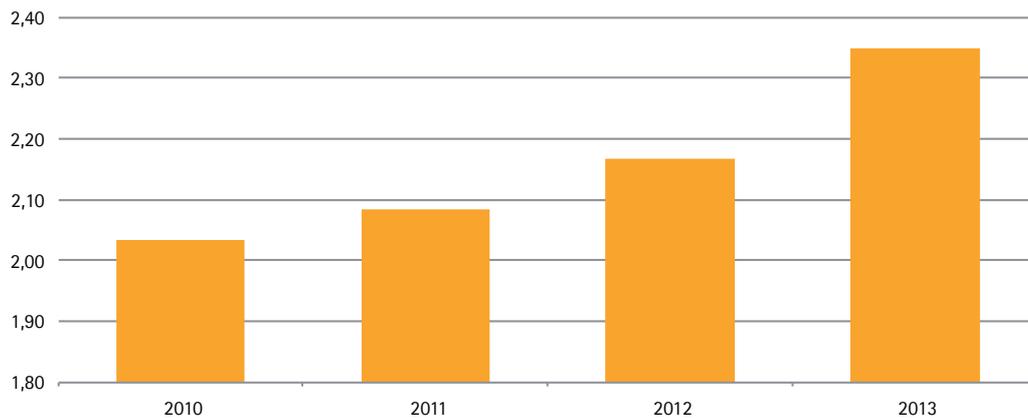
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

La figura 3.26 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti. Si evidenzia come il numero dei controlli del grado di odorizzazione per migliaio di clienti finali sia in crescita.

L'aumento è da ricondurre sia alle campagne sui controlli qualità del gas svolte già a partire dal 2004, sia al meccanismo

incentivante l'aumento del numero di odorizzazioni rispetto a quello minimo fissato dalla stessa RQDG.

Quest'ultimo riconosce incentivi alle imprese che effettuano un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità.

**FIG. 3.26**

Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti

Ambiti provinciali soggetti a regolazione incentivante

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

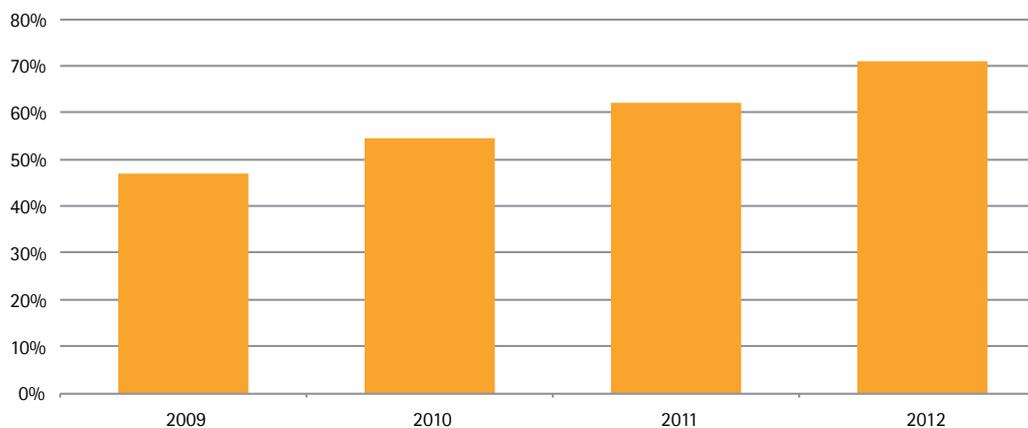
Passando al tema della sostituzione della ghisa con giunti di canapa e piombo non ancora risanata, il grafico della figura 3.27 illustra l'andamento della percentuale di sostituzione a partire dal 2009, valutata rispetto all'estensione di tali condotte al 31 dicembre 2003. La RQDG prevede, fra l'altro, l'obbligo di sostituzione, risanamento e dismissione del totale delle condotte di ghisa con giunti di canapa e piombo non ancora risanate secondo un percorso graduale, da completare entro il 31 dicembre 2014. In particolare, il percorso obbligatorio introdotto dalla RQDG, ha stabilito la

sostituzione o il risanamento o la dismissione nella misura minima pari al 70% entro il 31 dicembre 2012 per ogni impianto di distribuzione.

Le imprese comunicano annualmente l'estensione della rete in relazione all'anno precedente a quello di riferimento.

La figura fornisce quindi una misura della progressione dell'attività di sostituzione delle condotte di ghisa con giunti di canapa e piombo a livello nazionale per il periodo 2009-2012.

Il costante aumento di tale percentuale sembra essere, nel suo complesso, in linea con il percorso obbligatorio prescritto.

**FIG. 3.27**

Percentuale di sostituzione della rete di ghisa con giunti di canapa e piombo

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

Passando alle performance per l'anno 2013 relative alle grandi imprese di distribuzione, le tavole 3.63, 3.64, 3.65 e 3.66 descrivono in sintesi quanto accaduto in merito a pronto intervento, ispezioni della rete effettuate, dispersioni registrate e attività di protezione catodica.

La tavola 3.63 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni

di pronto intervento. Il numero di chiamate sull'impianto è nettamente maggiore di quello registrato a valle del punto di consegna. Si registra, infatti, un numero di chiamate ogni mille clienti finali, rispettivamente pari a 12,97 per le chiamate sull'impianto di distribuzione e a 1,30 per le chiamate a valle del punto di consegna.

TAV. 3.63Pronto intervento dei grandi
esercenti nel 2013

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	
Società Italiana per il Gas	5.175.236	61.474	11,88	6.946	1,34	68.420
2I Rete Gas	3.807.595	46.284	12,16	2.443	0,64	48.727
A2A Reti Gas	1.216.987	17.840	14,66	3.113	2,56	20.953
Hera	1.114.019	17.811	15,99	1.288	1,16	19.099
Napoletana Gas	752.785	12.817	17,03	1.017	1,35	13.834
Toscana Energia	707.525	9.140	12,92	345	0,49	9.485
E.S.T.R.A.	471.883	6.738	14,28	844	1,79	7.582
Azienda Energia e Servizi	469.324	4.138	8,82	675	1,44	4.813
Gas Natural Distribuzione	441.323	5.983	13,56	835	1,89	6.818
Iren Emilia	396.104	5.700	14,39	722	1,82	6.422
Ascopiave	332.173	4.260	12,82	377	1,13	4.637
Genova Reti	324.689	3.619	11,15	231	0,71	3.850
Acegas Aps	265.161	2.314	8,73	546	2,06	2.860
Linea Distribuzione	264.796	4.309	16,27	592	2,24	4.901
Gelsia Reti	206.869	2.360	11,41	367	1,77	2.727
Acsm Agam	185.634	2.002	10,78	196	1,06	2.198
Sgr Reti	172.445	2.213	12,83	274	1,59	2.487
Agsm Distribuzione	155.594	2.581	16,59	446	2,87	3.027
Amga - Azienda Multiservizi	154.470	1.283	8,31	269	1,74	1.552
Amg Energia	149.806	4.074	27,20	93	0,62	4.167
Gei Gestione Energetica Impianti	149.563	2.732	18,27	124	0,83	2.856
Edison D.G.	149.225	1.969	13,19	237	1,59	2.206
Dolomiti Reti	148.309	448	3,02	271	1,83	719
Erogasmet	130.521	2.447	18,75	199	1,52	2.646
AS Retigas	120.672	1.259	10,43	211	1,75	1.470
Azienda Municipale Del Gas	120.291	1.560	12,97	33	0,27	1.593
Multiservizi	117.737	1.965	16,69	253	2,15	2.218
Acam Gas	112.112	1.296	11,56	147	1,31	1.443
Molteni	105.006	1.756	16,72	102	0,97	1.858
Aemme Linea Distribuzione	100.457	1.301	12,95	182	1,81	1.483
TOTALE	18.018.311	233.673	12,97	23.378	1,30	257.051

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

La tavola 3.64 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete per l'anno 2013, relative ai grandi distributori. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione gestiti.

I valori aggregati per impresa sono pressoché tutti maggiori dei minimi previsti dagli obblighi di servizio, che presumono rispettivamente il 20% per la rete in bassa pressione e il 30% per la rete in alta e media pressione.

TAV. 3.64Rete ispezionata dai grandi
esercenti nel 2013

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE RETE ^(A)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE RETE ^(A)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	% RETE ISPEZIONATA
Società Italiana per il Gas	26.918	11.605	43,1	20.615	9.338	45,3
2I Rete Gas	33.095	19.794	59,8	23.628	16.046	67,9
A2A Reti Gas	5.688	3.891	68,4	1.856	1.709	92,1
Hera	5.228	3.850	73,6	8.649	5.611	64,9
Napoletana Gas	3.374	1.832	54,3	1.651	966	58,5
Toscana Energia	4.099	1.632	39,8	2.916	1.576	54,1
E.S.TRA.	3.268	3.263	99,8	2.486	2.475	99,6
Azienda Energia e Servizi	1.121	441	39,3	211	61	28,8
Gas Natural Distribuzione	3.447	1.244	36,1	2.774	1.373	49,5
Iren Emilia	2.947	1.969	66,8	2.945	2.558	86,9
Ascopiave	4.302	4.302	100,0	2.259	2.259	100,0
Genova Reti	1.226	895	72,9	428	334	78,1
Acegas Aps	1.691	1.422	84,1	448	413	92,2
Linea Distribuzione	2.187	1.478	67,6	976	618	63,3
Gelsia Reti	1.422	1.357	95,4	344	317	92,2
Acsm Agam	1.195	846	70,8	357	248	69,4
Sgr Reti	1.272	337	26,5	1.422	470	33,1
Agsm Distribuzione	1.098	646	58,9	472	270	57,3
Amga - Azienda Multiservizi	1.817	592	32,6	737	210	28,6
Amg Energia	582	582	100,0	323	323	100,0
Gei Gestione Energetica Impianti	1.737	1.737	100,0	723	723	100,0
Edison D.G.	1.451	1.218	84,0	1.173	942	80,3
Dolomiti Reti	1.489	790	53,0	752	385	51,2
Erogasmet	1.141	1.141	100,0	467	467	100,0
AS Retigas	1.000	520	52,0	1.153	464	40,3
Azienda Municipale Del Gas	459	365	79,5	127	127	100,0
Multiservizi	619	163	26,3	658	207	31,5
Acam Gas	1.126	382	33,9	296	127	42,9
Molteni	367	367	100,0	974	974	100,0
Aemme Linea Distribuzione	785	575	73,3	193	193	99,6
TOTALE	116.149	69.234	59,6	82.013	51.786	63,1

(A) L'estensione della rete è comprensiva di quella degli impianti dei comuni in avviamento, in subentro e persi in corso d'anno. Inoltre, nel calcolo della percentuale della rete ispezionata sono inclusi i dati relativi agli impianti per i quali il distributore si è avvalso della deroga ai sensi dell'art. 12, comma 12.3, della RQDG.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

La tavola 3.65 illustra il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2013.

La tavola 3.66 illustra il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2013.

TAV. 3.65

Individuazione di dispersioni
nelle reti dei grandi esercenti
nel 2013

Lunghezza reti in km

ESERCENTE	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA RETE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	DA RETE ISPEZIONATA	NUMERO DISPERSIONI		
					PER KM DI RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER KM SU SEGNALAZIONE DI TERZI
Società Italiana per il Gas	9,19	47.533	20.943	1.242	0,06	23.834	0,50
2I Rete Gas	14,91	56.723	35.840	477	0,01	22.856	0,40
A2A Reti Gas	6,20	7.544	5.600	1.200	0,21	10.979	1,46
Hera	12,46	13.877	9.461	723	0,08	9.757	0,70
Napoletana Gas	6,67	5.025	2.798	55	0,02	6.313	1,26
Toscana Energia	9,92	7.015	3.208	96	0,03	3.625	0,52
E.S.T.R.A.	12,35	5.754	5.738	139	0,02	2.044	0,36
Azienda Energia e Servizi	2,84	1.332	501	9	0,02	1.730	1,30
Gas Natural Distribuzione	14,23	6.221	2.618	11	0,00	2.585	0,42
Iren Emilia	14,92	5.892	4.528	76	0,02	3.125	0,53
Ascopiave	19,75	6.561	6.561	138	0,02	2.050	0,31
Genova Reti	5,10	1.654	1.229	1.235	1,00	2.097	1,27
Acegas Aps	8,07	2.139	1.836	151	0,08	1.086	0,51
Linea Distribuzione	11,91	3.163	2.096	127	0,06	1.865	0,59
Gelsia Reti	8,53	1.765	1.674	2	0,00	963	0,55
Acsm Agam	8,36	1.553	1.094	18	0,02	676	0,44
Sgr Reti	15,62	2.694	807	3	0,00	964	0,36
Agsm Distribuzione	10,09	1.570	917	41	0,04	892	0,57
Amga - Azienda Multiservizi	16,53	2.554	802	14	0,02	381	0,15
Amg Energia	6,04	905	905	0	-	2.134	2,36
Gei Gestione Energetica Impianti	16,45	2.461	2.461	11	0,00	1.253	0,51
Edison D.G.	17,59	2.624	2.160	51	0,02	1.007	0,38
Dolomiti Reti	15,11	2.241	1.175	10	0,01	200	0,09
Erogasmet	12,32	1.608	1.608	51	0,03	1.091	0,68
AS Retigas	17,84	2.153	984	16	0,02	779	0,36
Azienda Municipale Del Gas	4,87	586	492	7	0,01	527	0,90
Multiservizi	10,85	1.277	370	5	0,01	954	0,75
Acam Gas	12,78	1.421	509	57	0,11	382	0,27
Molteni	12,77	1.341	1.341	16	0,01	672	0,50
Aemme Linea Distribuzione	9,74	978	768	72	0,09	567	0,58
TOTALE	11,01	198.162	121.021	6.053	0,05	107.388	0,54

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

TAV. 3.66

Protezione catodica delle reti
dei grandi esercenti nel 2013
km

ESERCENTE	RETE	RETE DI ACCIAIO	RETE DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE RETE DI ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Società Italiana per il Gas	47.533	34.710	34.607	103	99,7%
2I Rete Gas	56.723	47.298	46.433	865	98,2%
A2A Reti Gas	7.544	4.193	3.863	330	92,1%
Hera	13.877	11.808	11.114	694	94,1%
Napoletana Gas	5.025	3.655	3.541	113	96,9%
Toscana Energia	7.015	5.536	5.336	200	96,4%
E.S.T.R.A.	5.754	4.862	4.859	3	99,9%
Azienda Energia e Servizi	1.332	503	497	6	98,8%
Gas Natural Distribuzione	6.221	4.890	4.890	0	100,0%
Iren Emilia	5.892	5.632	5.432	200	96,4%
Ascopiave	6.561	6.377	6.377	-	100,00%
Genova Reti	1.654	364	213	150	58,6%
Acegas Aps	2.139	673	511	162	76,0%
Linea Distribuzione	3.163	2.789	2.622	167	94,0%
Gelsia Reti	1.765	1.721	1.520	201	88,3%
Acsm Agam	1.553	1.512	1.512	-	100,0%
Sgr Reti	2.694	2.658	2.658	-	100,0%
Agsm Distribuzione	1.570	1.234	1.206	28	97,7%
Amga - Azienda Multiservizi	2.554	2.039	2.038	1	100,0%
Amg Energia	905	317	317	-	100,0%
Gei Gestione Energetica Impianti	2.461	2.388	2.388	-	100,0%
Edison D.G.	2.624	1.585	1.585	-	100,0%
Dolomiti Reti	2.241	2.030	2.030	-	100,0%
Erogasmet	1.608	1.606	1.606	-	100,0%
AS Retigas	2.153	2.023	2.023	-	100,0%
Azienda Municipale Del Gas	586	538	514	24	95,5%
Multiservizi	1.277	1.076	1.020	56	94,8%
Acam Gas	1.421	1.331	977	354	73,4%
Molteni	1.341	1.337	1.297	40	97,0%
Aemme Linea Distribuzione	978	957	957	-	100,0%
TOTALE	198.162	157.641	153.943	3.698	97,7%

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale

Servizio di distribuzione del gas naturale

La regolazione della qualità commerciale prevede, fra l'altro, per un insieme di prestazioni commerciali, un tempo massimo entro cui erogare la prestazione e l'eventuale indennizzo automatico che l'impresa deve corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo stabilito dall'Autorità.

L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili all'impresa di distribuzione e per ogni singola prestazione erogata fuori tempo massimo. Generalmente i livelli specifici di qualità commerciale fanno riferimento alla tipologia di utenza, attraverso il calibro del gruppo di misura, così come gli indennizzi automatici da

corrispondere in caso di mancato rispetto. La disciplina degli indennizzi automatici prevede, inoltre, l'aumento dell'importo base in ragione del ritardo nella esecuzione della prestazione, tranne che per la fascia di puntualità, per la quale non è indicata alcuna escalation.

La tavola 3.67 contiene l'andamento dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso e il numero di rimborsi effettivamente pagati nell'anno. Il 2013 registra un aumento dei casi di mancato rispetto e una diminuzione dei rimborsi pagati. A fronte di 19.745 casi di mancato rispetto di standard specifici, sono stati corrisposti ai clienti finali 18.821 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a circa un milione di euro.

TAV. 3.67

Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale
1997-2013; imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali

ESERCENTE	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	NUMERO DI RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO
CARTA DEI SERVIZI		
1997	14.265	1.237
1998	12.366	707
1999	11.212	1.640
2000	14.635	3.709
2001	16.424	12.086
REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ COMMERCIALE DELL'AUTORITÀ		
2002	14.651	13.368
2003	11.766	8.535
2004	25.826	19.249
2005	34.330	31.189
2006	31.439	35.146
2007	43.741	43.886
2008	19.954	19.265
2009	15.578	15.783
2010	21.172	19.468
2011	25.463	23.846
2012	18.800	19.409
2013	19.745	18.821

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

Passando ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.28), si osserva che la percentuale di mancato rispetto, nella maggior parte dei casi, è diminuita. In particolare la prestazione di invio al venditore del resoconto della verifica del gruppo di misura (240 gg), registrata nel 2013 (pari all'1,30%), è in netta diminuzione rispetto a quella rilevata lo scorso anno (pari al 4,85%).

La prestazione relativa alla fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (la più numerosa) registra un mancato rispetto,

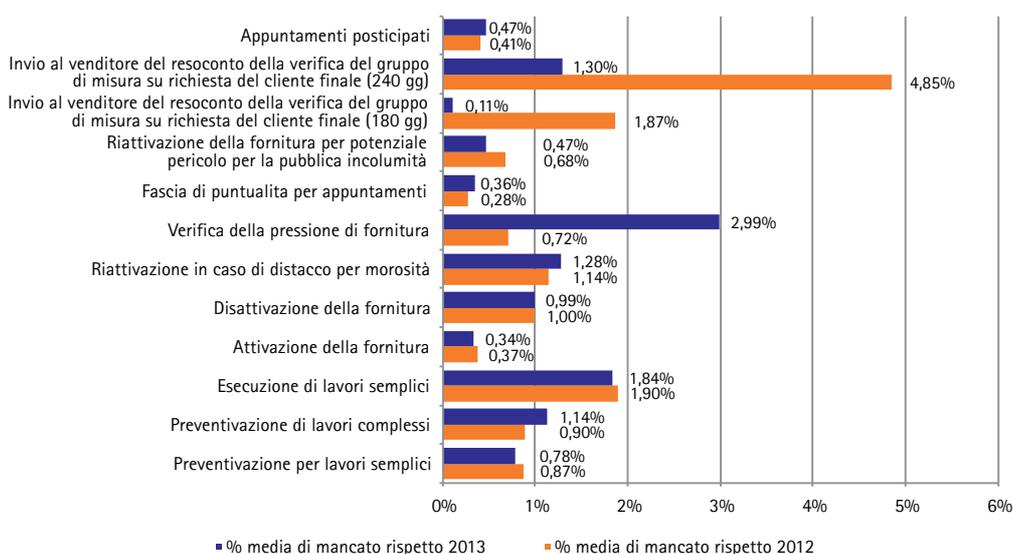
pari allo 0,36%, in aumento se confrontato allo scorso anno. La prestazione meno numerosa, vale a dire la verifica di pressione di fornitura, registra un mancato rispetto pari al 2,99%.

I dati, nel loro complesso, evidenziano un aumento sia dei fuori standard, sia del numero di prestazioni complessivo (pari a 17.180 unità).

L'incidenza delle prestazioni fuori standard rispetto al totale delle prestazioni, pari allo 0,56%, è in aumento rispetto al 2012 (0,53%).

FIG. 3.28

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi)
Anni 2012-2013



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

Con riferimento alla tipologia di utenza più diffusa, ossia i clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato (Fig. 3.29) nel 2013 è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico.

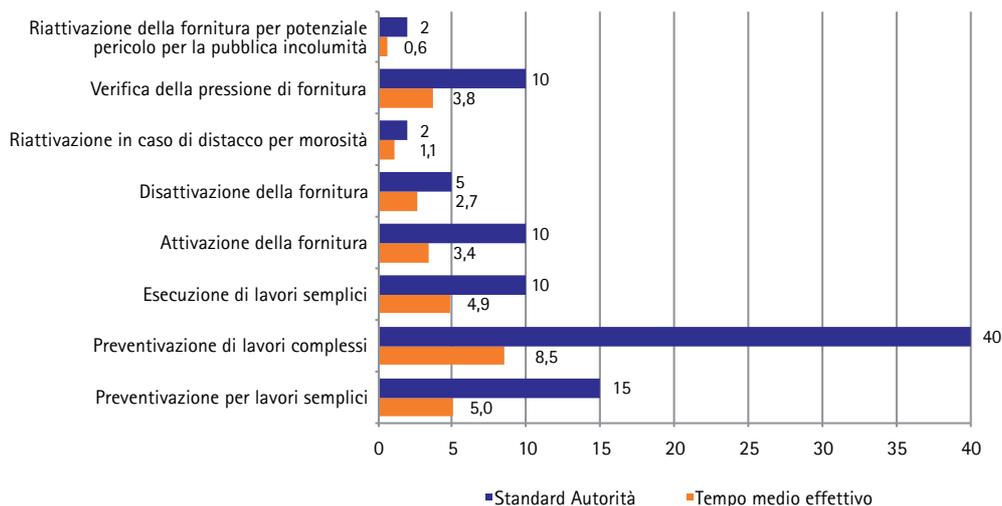
A eccezione delle prestazioni di disattivazione della fornitura e di riattivazione in caso di distacco per morosità, riguardo alle rimanenti prestazioni può essere osservato che i tempi medi si

attestano su valori inferiori alla metà dello standard fissato. La preventivazione di lavori complessi viene erogata in meno di un quarto del tempo fissato (8,5 giorni lavorativi contro i 40 previsti), mentre la prestazione di preventivazione per lavori semplici viene effettuata in un terzo del tempo previsto dalla RQDG (cinque rispetto ai 15 giorni fissati).

Passando alla riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità, essa viene erogata in meno di un giorno feriale in luogo dei due giorni previsti dalla regolazione.

FIG. 3.29

Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6
2013



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

La tavola 3.68 riporta i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6. In particolare mette a confronto gli anni 2012 e 2013. Il numero complessivo di prestazioni è in crescita rispetto al 2012 (è salito di circa 26.000 unità). Le prestazioni che aumentano in termini di richieste del cliente sono: la disattivazione della fornitura, la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, l'attivazione della fornitura. Anche nel 2013 la prestazione più numerosa è quella relativa agli appuntamenti posticipati (1.589.398): da sola rappresenta il 46% del totale delle prestazioni erogate. Segue l'attivazione della fornitura, registrando il 20%.

Mettendo a confronto i due anni, 2012 e 2013, può essere osservata una generale diminuzione dei tempi medi. Infatti, la maggior parte delle prestazioni viene erogata in un tempo nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità. Il dato è coerente a quanto osservato per la figura 3.28, ovvero una diminuzione nella maggior parte dei casi della percentuale di mancato rispetto. Il numero di indennizzi corrisposti nel 2013 è in lieve aumento rispetto al 2012. La prestazione che determina il maggior numero di indennizzi automatici è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (pari a 4.838). Seguono per numerosità gli indennizzi automatici erogati per il mancato rispetto dello standard, fissato a cinque giorni lavorativi, per la disattivazione della fornitura (pari a 4.752).

TAV. 3.68

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6
2012-2013

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	194.609	5,30	1.728
Preventivazione di lavori complessi	40 giorni lavorativi	6.953	9,51	30
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	143.132	5,19	2.459
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	681.679	4,20	2.204
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	474.175	2,74	3.810
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	137.363	1,18	1.737
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	342	4,16	2
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.554.980	-	4.855
Riattivazione della fornitura dopo il distacco per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	20.570	0,65	146
Appuntamenti posticipati	2 ore	201.161	-	785
TOTALE 2012	-	3.414.964		17.756
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	183.780	5,05	1.457
Preventivazione di lavori complessi	40 giorni lavorativi	6.354	8,50	44
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	130.770	4,87	2.062
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	681.886	3,45	2.179
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	515.563	2,68	4.752
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	136.266	1,12	1.641
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	190	3,75	3
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.589.398	-	4.838
Riattivazione della fornitura dopo il distacco per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	19.746	0,61	92
Appuntamenti posticipati	2 ore	176.990	-	703
TOTALE 2013	-	3.440.943		17.771

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

La tavola 3.69 contiene i dati inerenti alla richiesta dei dati tecnici. La regolazione ha previsto dei livelli specifici relativi alla messa a disposizione, da parte dell'impresa distributtrice, dei dati tecnici richiesti dai venditori, distinguendo tra quelli acquisibili con la lettura del gruppo di misura e altri dati tecnici. Si può osservare un miglioramento dei tempi medi effettivi sia in termini di rispetto degli standard fissati dall'Autorità, sia come performance 2013 rispetto al 2012. In modo consequenziale si rileva una diminuzione degli indennizzi automatici riconosciuti.

I dati inerenti al numero di richieste, al numero di indennizzi corrisposti ai venditori e al relativo ammontare, nonché al tempo medio effettivo, con riferimento agli anni 2011 e 2012 si riferiscono a tutti i clienti finali alimentati in bassa pressione. Mettendo a confronto i due anni, si osserva che il numero complessivo di richieste è diminuito. Gli indennizzi hanno registrato una

significativa riduzione in ragione del rispetto dello standard fissato dall'Autorità. Infatti, la richiesta dei dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura nel 2013 viene mediamente erogata in meno della metà del tempo fissato dallo standard (3,89 giorni lavorativi a fronte di dieci giorni), mentre la richiesta di altri dati tecnici viene evasa mediamente in 6,86 giorni lavorativi rispetto ai 15 fissati con lo standard dell'Autorità.

In aggiunta, entrambe le prestazioni vengono effettuate in un tempo nettamente inferiore a quanto registrato nel 2012 e nel 2011. Il tempo medio della richiesta dei dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura è diminuito drasticamente, passando da 15,6 nel 2011 a 5,86 nel 2012 a 3,89 giorni lavorativi nel 2013, così come il tempo medio della richiesta di altri dati tecnici è passato da 18,4 nel 2011 a 9,8 nel 2012 a 6,86 giorni lavorativi nel 2013.

TAV. 3.69

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori

Standard e tempo medio effettivo in giorni lavorativi; ammontare in €

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI	AMMONTARE INDENNIZZI AUTOMATICI	TEMPO MEDIO EFFETTIVO
Richiesta dei dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura	10 giorni lavorativi	26.069	2.099	83.900	5,86
Richiesta di altri dati tecnici	15 giorni lavorativi	31.900	2.317	114.270	9,80
TOTALE 2012	-	57.969	4.416	198.170	-
Richiesta dei dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura	10 giorni lavorativi	23.375	73	3.270	3,89
Richiesta di altri dati tecnici	10 giorni lavorativi	28.771	344	21.360	6,86
TOTALE 2013	-	52.146	417	24.630	-

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna

Nel periodo 1 ottobre 2012 - 30 settembre 2013, nono anno di attuazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40, il numero di impianti di utenza nuovi accertati diminuisce di circa il 13,8 % rispetto a quelli registrati nell'anno termico precedente.

Le tavole 3.70 e 3.71 danno conto degli accertamenti effettuati. La prima contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica.

La tavola 3.71 suddivide, invece, gli accertamenti effettuati per tipologia dimensionale delle imprese distributrici.

Vengono messe in evidenza le richieste con accertamento positivo, le richieste con accertamento negativo, gli impianti con accertamento impedito e gli impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

TAV. 3.70

Accertamenti documentali della sicurezza degli impianti di utenza relativi all'anno termico 2012-2013, suddivisi per tipologia di impianto

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON ACCERTAMENTO IMPEDITO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 34,8 kW	205.090	3.342	1.201	3.150
> 34,8 kW e ≤ 116 kW	33.545	739	132	789
> 116 kW	4.672	137	33	111
TOTALE	243.307	4.218	1.366	4.050

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

DIMENSIONE IMPRESA DI DISTRIBUZIONE ^(A)	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON ACCERTAMENTO IMPEDITO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grande	192.901	3.091	1.349	2.632
Media	38.422	880	5	1.163
Piccola	11.984	247	12	255
TOTALE	243.307	4.218	1.366	4.050

(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: $10.000 \leq$ clienti < 100.000 ; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.71

Accertamenti documentali della sicurezza degli impianti di utenza relativi all'anno termico 2012-2013, suddivisi per dimensione dell'impresa distributrice

Nei grafici delle figure 3.30, 3.31 e 3.32 è riportato, per tipologia di impianto di utenza, il trend degli accertamenti documentali effettuati nel periodo compreso tra l'1 ottobre 2004 e il 30 settembre 2013.

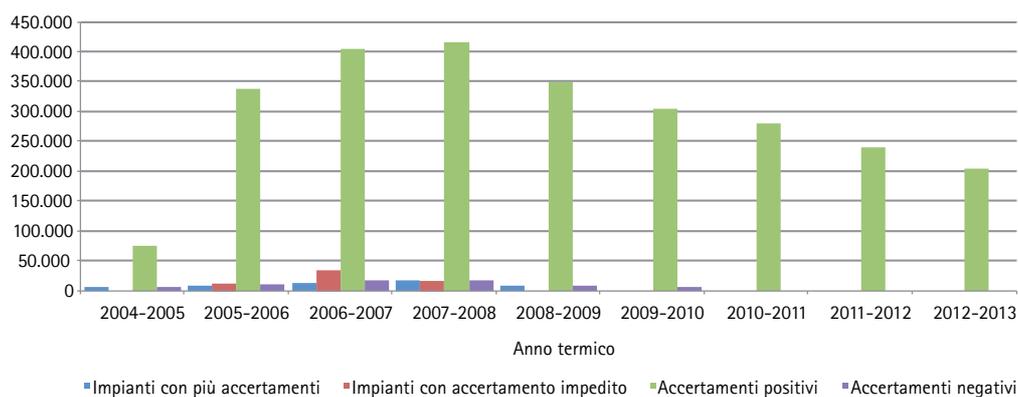


FIG. 3.30

Accertamenti di sicurezza degli impianti di utenza gas con portata termica minore o uguale a 34,8 kW

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

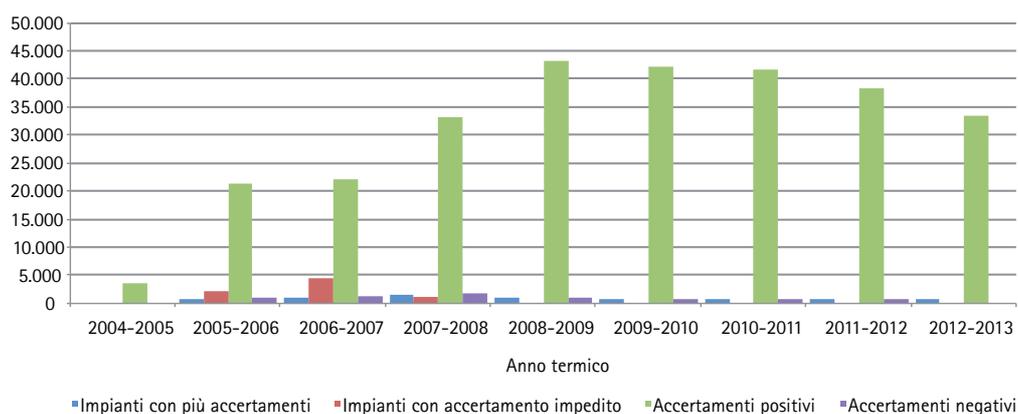


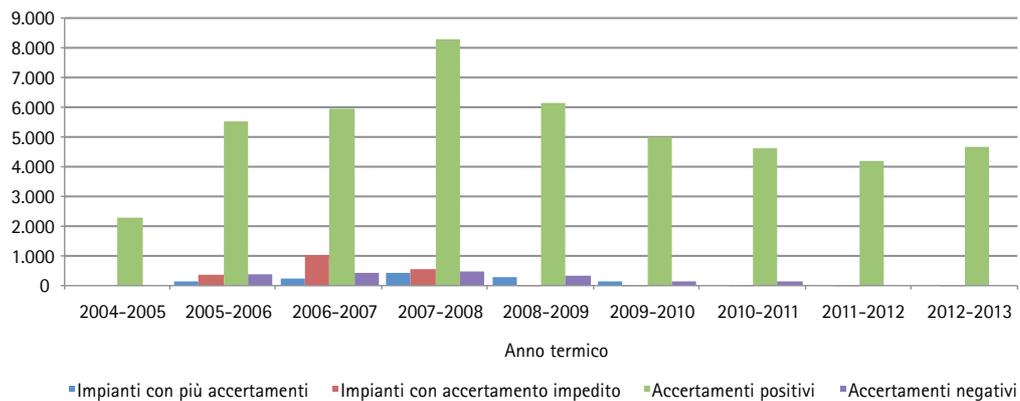
FIG. 3.31

Accertamenti di sicurezza degli impianti di utenza gas con portata termica compresa tra 34,8 e 116 kW

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 3.32

Accertamenti di sicurezza degli impianti di utenza gas con portata termica superiore a 116 kW



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

4.

Stato dei servizi idrici

Ambiti territoriali ottimali

Legislazione regionale di riordino degli assetti dei servizi idrici

Il processo di riordino degli assetti istituzionali territoriali e locali dei servizi idrici prosegue da molto tempo e senza sosta. In linea generale, nonostante siano trascorsi alcuni anni dall'approvazione del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che ha riformato il settore della gestione delle risorse idriche, l'assetto istituzionale del settore medesimo, che appare ancora molto frammentato, è tuttora in fase di definizione.

Nel corso del 2013 è, infatti, proseguita l'attività legislativa delle Regioni finalizzata all'attribuzione delle funzioni esercitate dalle Autorità¹ d'Ambito territoriale ottimale (AATO), in seguito alla soppressione delle stesse, disposta a far data dal 31 dicembre 2012² dal decreto legge 25 gennaio 2010, n. 2, come convertito nella legge 26 marzo 2010, n. 42, in ragione di esigenze di semplificazione e contenimento della spesa.

Nella tavola 4.1 è riportato il nuovo quadro degli assetti istituzionali territoriali e locali, che si è delineato anche a seguito della recente emanazione delle leggi della Regione Umbria, della Regione Lazio e della Regione Liguria.

Con la legge regionale 17 maggio 2013, n. 11, infatti, la Regione Umbria ha soppresso i tre Ambiti territoriali integrati (ATI) e, contestualmente, ha previsto la costituzione di un unico Ambito territoriale ottimale (ATO) e dell'Autorità umbra per rifiuti e idrico (AURI), soggetto tecnico di regolazione del servizio idrico integrato e del servizio di gestione integrata dei rifiuti, che si configura come una forma speciale di cooperazione tra i Comuni. L'AURI ha personalità giuridica di diritto pubblico, autonomia amministrativa, regolamentare, organizzativa e contabile.

La Regione Liguria, con la legge regionale 24 febbraio 2014, n. 1 (*Norme in materia di individuazione degli ambiti ottimali per l'esercizio delle funzioni relative al servizio idrico integrato e alla gestione integrata dei rifiuti*), ha provveduto a individuare sul suo territorio cinque ATO, uno per ogni provincia, a eccezione della provincia di Savona per la quale sono stati previsti due ATO. La legge assegna alla Giunta regionale, acquisito il parere della Commissione consiliare competente, il potere di modificare la delimitazione degli ATO per migliorare la gestione del servizio

¹ Si rammenta che, in precedenza, la AATO era definita dall'ormai abrogato art. 148 del decreto legislativo n. 152/06, come la struttura, dotata di personalità giuridica, cui gli enti locali partecipavano obbligatoriamente, e cui era trasferito l'esercizio delle funzioni a essi spettanti in materia di gestione delle risorse idriche. Nelle AATO si realizzava, quindi, la cooperazione degli enti locali in materia di servizio idrico integrato, identificandosi quali organi cui questi ultimi trasferivano l'esercizio di competenze. In generale, a seguito del processo di legiferazione seguito alla soppressione della norma citata, salvo taluni casi in cui le Regioni hanno preferito avocare a sé le funzioni già esercitate dalle AATO, ha prevalso la continuità rispetto all'assetto preesistente, con la scelta di riattribuire l'esercizio delle funzioni di organizzazione, affidamento e controllo a organismi di governo che ne erano già titolari, e con la conseguente conferma, nella maggioranza dei casi, della delimitazione previgente degli ATO.

² Il termine originariamente disposto dal legislatore (un anno dall'entrata in vigore della legge in cui tale previsione è stata inserita, ovvero l'1 gennaio 2011) è stato, successivamente, prorogato al 31 dicembre 2011 – dal combinato disposto dell'art. 1, commi 1 e 2, del decreto legge 29 dicembre 2010, n. 225, come convertito dalla legge 26 febbraio 2011, n. 10, e dell'art. 1, comma 1, del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 25 marzo 2011, relativo al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare – e, da ultimo, al 31 dicembre 2012, dall'art. 13, comma 2, del decreto legge 29 dicembre 2011, n. 216, come convertito con la legge 24 febbraio 2012, n. 14.

idrico integrato, assicurandone comunque lo svolgimento secondo criteri di efficienza, efficacia ed economicità, nel rispetto della tutela dell'ambiente e, in particolare, dei seguenti principi:

- «unità del bacino idrografico o dei bacini idrografici contigui osservando il disposto di cui all'articolo 147 del D.Lgs. 152/2006 e successive modificazioni ed integrazioni;
- unitarietà della gestione e, comunque, superamento della frammentazione verticale delle gestioni;
- adeguatezza delle dimensioni gestionali».

Ancor più di recente, con la pubblicazione sul *Bollettino Ufficiale* della Regione Lazio dell'8 aprile 2014, n. 28, della legge regionale

4 aprile 2014, n. 5, *Tutele, governo e gestione pubblica delle acque*, la Regione Lazio ha attribuito alle Autorità di bacino idrografico, che verranno definite dalla Regione stessa con successivo provvedimento, il potere di controllare la gestione e l'erogazione del servizio idrico integrato.

Attualmente, dunque, la maggioranza delle Regioni italiane (15 su 19 Regioni considerate)³ ha completato il processo di delimitazione dei soggetti cui sono state attribuite le funzioni delle soppresse AATO. Le restanti quattro Regioni (Sicilia, Sardegna, Basilicata e Campania), invece, nelle more del completamento del richiamato processo, hanno provveduto a nominare *pro tempore* appositi Commissari straordinari o comunque a individuare specifici regimi transitori.

TAV. 4.1

Leggi regionali per la riattribuzione delle funzioni delle AATO

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE	ORGANO DI GOVERNO ^(A)	NUOVA DELIMITAZIONE ATO PREVISIONE DEL PROVVEDIMENTO REGIONALE	NUMERO	NUMERO ATO PREVIGENTE
Piemonte	Legge regionale n. 7/12	Gli enti locali esercitano le funzioni di organizzazione del servizio idrico integrato secondo le disposizioni della legge regionale n. 13/97, modificata dalla legge regionale n. 8/05, sulla base delle convenzioni stipulate in attuazione della legge regionale n. 13/97.	Il territorio è suddiviso in tanti ATO coincidenti con i precedenti.	6	6
Valle d'Aosta	Legge regionale n. 27/99, come integrata con la legge regionale n. 21/12	Bacino imbrifero montano.	Un solo ATO coincidente con il precedente.	1	1
Liguria	Legge regionale n. 24/14	Province, con ruolo "forte" delle Conferenze dei sindaci (queste ultime rendono parere obbligatorio e vincolante sui Piani d'ambito, sulle forme di gestione e affidamento per la gestione unitaria dei servizi, sulla determinazione della tariffa).	Il territorio è suddiviso in tanti ATO coincidenti con i precedenti.	5	4
Lombardia	Legge regionale n. 21/10	Province + Comune di Milano (tramite Ufficio d'ambito, istituito in ciascun ATO in forma di azienda speciale).	Il territorio è suddiviso in 13 ATO rispetto ai 12 preesistenti, a causa dell'istituzione della Provincia di Monza e Brianza, in precedenza inclusa in quella di Milano.	13	12

³ Il Trentino Alto Adige non viene contemplato in tale indagine, non avendo mai legiferato in materia di AATO per gli effetti della sentenza n. 412 del 7 dicembre 1994 della Corte Costituzionale.

TAV. 4.1 - SEGUE

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE	ORGANO DI GOVERNO ^(A)	NUOVA DELIMITAZIONE ATO PREVISIONE DEL PROVVEDIMENTO REGIONALE	NUMERO	NUMERO ATO PREVIGENTE
Veneto	Legge regionale n. 17/12	Consigli di bacino, enti di cooperazione tra i Comuni per la programmazione e l'organizzazione del servizio idrico integrato, più un coordinamento dei Consigli di bacino composto dai Presidenti della Giunta regionale e dei Consigli di bacino.	Il territorio è suddiviso in tanti ATO coincidenti con i precedenti.	8	8
Friuli Venezia Giulia	Legge regionale n. 22/10, come modificata con la legge regionale n. 26/12	Consulte d'ambito, organi di cooperazione tra Province e Comuni per la programmazione e l'organizzazione del servizio idrico integrato.	Il territorio è suddiviso in tanti ATO coincidenti con i precedenti.	4	4
Emilia Romagna	Legge regionale n. 23/11	Agenzia territoriale dell'Emilia Romagna per i servizi idrici e rifiuti (ATERSIR), cui partecipano obbligatoriamente tutti i Comuni e le Province della regione.	Un solo ATO.	1	9
Toscana	Legge regionale n. 69/11	Comuni, che esercitano le relative funzioni obbligatoriamente tramite l'Autorità idrica toscana (AIT), ente rappresentativo di tutti i Comuni appartenenti all'ATO	Un solo ATO comprendente l'intera circoscrizione territoriale regionale (con esclusione dei territori dei comuni di Marradi, Firenzuola e 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. 11/13	Costituzione dell'Autorità umbra per i rifiuti e l'idrico.	Il territorio è suddiviso in un unico ATO rispetto ai tre ATI previgenti.	1	3
Marche	Legge regionale n. 30/11	Assemblea di Ambito, forma associativa tra Comuni e Province ricadenti in ciascun ATO, costituita mediante convenzione obbligatoria ai sensi dell'art. 30 del decreto legislativo n. 267/00.	Il territorio è suddiviso in tanti ATO coincidenti con i precedenti	5	5
Lazio	Legge regionale n. 5/14	Autorità di bacino idrografico. La legge prevede l'abolizione dei vecchi ATO e l'individuazione dei nuovi bacini idrografici.	Gli ambiti di bacino idrografici sostituiranno gli ATO.	5	5
	Legge regionale n. 9/11, come modificata con la legge regionale n. 34/12	ERSI (Ente regionale per il SII), con ruolo "forte" delle Assemblee dei sindaci (queste ultime rendono parere obbligatorio e vincolante nell'ambito delle competenze materiali e territoriali degli enti locali).	Un solo ATO.	1	6

Leggi regionali per la riattribuzione delle funzioni delle AATO

TAV. 4.1 - SEGUE

Leggi regionali per la
riattribuzione delle funzioni
delle AATO

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE	ORGANO DI GOVERNO ^(A)	NUOVA DELIMITAZIONE ATO PREVISIONE DEL PROVVEDIMENTO REGIONALE	NUMERO	NUMERO ATO PREVIGENTE
Molise	Legge regionale n. 8/09	Regione, coadiuvata dal Comitato di ambito per il SII (organo rappresentativo degli enti locali, con funzioni propositive e consultive).	Un solo ATO coincidente con il precedente.	1	1
Campania	Delibera di giunta regionale n. 813/12	Commissari straordinari, nelle more della definizione della disciplina a regime.	Il territorio è suddiviso in tanti ATO coincidenti con i precedenti.	4	4
Puglia	Legge regionale n. 9/11	Autorità idrica pugliese (AIP), soggetto rappresentativo dei Comuni pugliesi.	Un solo ATO coincidente con il precedente.	1	1
Basilicata	Legge regionale n. 33/10, art. 26 (come modificata dalla legge regionale n. 26/11)	Conferenza interistituzionale idrica (Convenzione obbligatoria fra le Amministrazioni comunali alla quale aderiscono gli Enti provinciali e la Regione). Nelle more della piena operatività di tale Conferenza interistituzionale, le funzioni sono attribuite a un Commissario nominato dal Presidente della Giunta regionale.	Un solo ATO coincidente con il precedente.	1	1
Calabria	Legge regionale n. 34/10	Regione Calabria.	Un solo ATO.	1	5
Sicilia	Legge regionale n. 2/13	Le AATO sono state poste in liquidazione e sono stati nominati appositi Commissari straordinari in attesa che, con successiva legge regionale da emanarsi entro sei mesi, le relative funzioni siano trasferite ai Comuni, che le eserciteranno in forma singola o associata.	Il territorio è suddiviso in tanti ATO coincidenti con i precedenti.	9	9
Sardegna	Delibera della Giunta regionale n. 4/13	Nelle more del completamento del processo di riordino delle funzioni in materia di servizio idrico integrato, è nominato un Commissario straordinario.	Un solo ATO coincidente con il precedente.	1	1
Interregionale	ATO del Lemene tra Veneto e Friuli Venezia Giulia (da ultimo, delibera della Giunta regionale Veneto n. 2395/11).			1	1
ITALIA				70	92

(A) Per "organo di governo" si intende, ai fini della presente tavola, il soggetto al quale la legge regionale ha espressamente attribuito le funzioni precedentemente assegnate alle soppresse AATO.

Fonte: Elaborazione AEEGSI.

Come risulta dalla tavola 4.1, l'allocazione delle funzioni in precedenza attribuite alle soppresse AATO appare fortemente differenziata sul territorio; inoltre, da un primo esame delle competenze dei nuovi soggetti insediati, emerge come risulti ancora assai eterogenea la ripartizione di compiti e funzioni decisionali tra i diversi enti interessati nell'ambito di ciascun

contesto regionale (Regioni, Province, Comuni). Per esempio, in alcuni casi l'ente individuato dalla legislazione regionale a seguito della soppressione delle AATO è affiancato, nelle più rilevanti determinazioni in materia tariffaria e di predisposizione dei Piani d'ambito, dalle Conferenze dei sindaci. In altri contesti, poi, sono previste specifiche funzioni consultive o decisorie, che

completano quelle degli Enti d'ambito, direttamente in capo ai Comuni, alle Province o alle Regioni.

Dalla verifica preliminare degli assetti territoriali e locali che si è illustrata, a fronte di evidenti eterogeneità nei modelli

organizzativi riscontrati, sembra delinarsi, da un lato, la positiva tendenza a costituire ATO di dimensioni coincidenti con il territorio regionale, dall'altro, si conferma l'eccessiva complessità degli iter deliberativi previsti.

Caratteristiche dimensionali degli Ambiti territoriali ottimali

I recenti provvedimenti regionali per la riattribuzione delle funzioni delle AATO – come evidenziato nel precedente paragrafo – hanno, nella maggior parte dei casi, confermato la previgente delimitazione territoriale degli ATO. Si segnalano le distinzioni riscontrate per l'Emilia Romagna, la Toscana, l'Abruzzo, la Calabria e l'Umbria, le quali hanno optato per l'ATO unico regionale, con una conseguente razionalizzazione degli Ambiti sulla base dei quali organizzare il servizio idrico (Tav. 4.2).

Per la Lombardia (13), il Friuli Venezia Giulia (quattro), le Marche (cinque), il Lazio (cinque), la Sicilia (nove) è stata mantenuta una ripartizione degli ATO coincidente con il territorio provinciale. La Liguria ha optato per la costituzione di cinque ATO, rispetto ai quattro precedenti coincidenti con le province, con la previsione di due ATO per la provincia di Savona.

Chi si attendeva una convergenza verso modelli dotati di caratteri di uniformità sul territorio nazionale, accelerata dall'avvio di una regolazione statale indipendente, deve invece prendere atto dell'emergere di divaricazioni crescenti tra le diverse situazioni regionali: alcune Regioni, dopo aver consolidato una organizzazione

per ATO, sono passate alla aggregazione di compiti e funzioni su scala regionale; altre hanno confermato questa soluzione, adottata sin dall'inizio; altre ancora hanno mantenuto l'organizzazione per ATO. Ma le distinzioni crescenti non si limitano al dato formale: nel primo sottoinsieme rientrano sia casi di enti di livello regionale pienamente attivi (Emilia Romagna e Toscana), sia commissariamenti (Abruzzo), sia soluzioni organizzative la cui efficacia pare ancora in via di conseguimento (Calabria); nel secondo sottoinsieme, vi sono significative differenze con riferimento alla piena operatività che si ravvisa in Puglia e in Basilicata, mentre appare ancora un obiettivo in Sardegna e si rilevano le criticità del Molise, costantemente inerte; nel terzo sottoinsieme, accanto ai casi di efficacia operativa riscontrabili in Piemonte, in Veneto e in Friuli Venezia Giulia, si segnalano le complessità organizzative e decisionali della Lombardia, della Liguria e del Lazio, fino a giungere ai casi di diffuse criticità operative riscontrate in Campania e in Sicilia.

La produzione di dati e statistiche ufficiali sul settore idrico, come emergerà nei successivi paragrafi, risente delle criticità organizzative appena descritte.

TAV. 4.2

Numero e caratteristiche degli ATO

REGIONE	NUMERO PROVINCE	NUMERO ATO PREVIGENTI	NUMERO NUOVA DELIMITAZIONE ATO EX LR	POPOLAZIONE MEDIA ATO PREVIGENTI (ABITANTI)	POPOLAZIONE MEDIA ATO DI RECENTE DELIMITAZIONE (ABITANTI)	SUPERFICIE MEDIA PER ATO PREVIGENTI (km ²)	SUPERFICIE MEDIA ATO DI RECENTE DELIMITAZIONE (km ²)
Piemonte	8	6	6	702.446	702.446	4.234	4.234
Valle d'Aosta	1	1	1	119.548	119.548	3.263	3.263
Lombardia	12	12	13	752.713	694.812	1.989	1.836
Trentino Alto Adige	-	-	-	-	-	-	-
Veneto	7	8	8	565.962	565.962	2.300	2.300
Friuli Venezia Giulia	4	4	4	295.941	295.941	1.965	1.965
Liguria	4	4	5	392.946	314.357	1.355	1.084
Emilia 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	1	275.275	825.825	2.819	8.457
Marche	5	5	5	294.116	294.116	1.939	1.939
Lazio	5	5	5	1.022.483	1.022.483	3.447	3.447
Abruzzo	4	6	1	210.399	1.262.392	1.794	10.763
Molise	2	1	1	320.601	320.601	4.438	4.438
Campania	5	4	4	1.425.483	1.425.483	3.398	3.398
Puglia	6	1	1	4.079.033	4.079.033	19.358	19.358
Basilicata	2	1	1	597.768	597.768	9.995	9.995
Calabria	5	5	1	402.293	2.011.466	3.016	15.081
Sicilia	9	9	9	552.110	552.110	2.857	2.857
Sardegna	8	1	1	1.631.880	1.631.880	24.090	24.090
ITALIA	108	91 ^(A)	69 ^(A)	615.997	812.402	3.162	4.170

(A) Al numero di ATO – il dato nella tavola è disaggregato a livello regionale – si aggiunge l'ATO interregionale del Lemene.

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati leggi regionali e Piani d'ambito.

L'analisi delle variabili dimensionali degli ATO definiti dalle previgenti disposizioni, mette in luce un'elevata eterogeneità sul territorio nazionale. Con riguardo alla popolazione residente servita, a fronte di un valore medio per ATO di circa 616.000 abitanti residenti (distribuiti su un territorio di circa 3.000 km²), si rilevavano ATO con oltre un milione di abitanti (in particolare, l'ATO unico Puglia conta oltre quattro milioni di residenti) e altri con popolazione al di sotto delle

300.000 unità (dato medio riscontrato per il Friuli Venezia Giulia, le Marche, la Valle d'Aosta, l'Abruzzo e l'Umbria prima che queste ultime due regioni disponessero la delimitazione unica regionale).

In seguito alla ridefinizione degli ATO, a livello nazionale, il numero medio di abitanti per ATO aumenta da circa 616.000 a circa 812.000 unità, con un incremento della relativa estensione territoriale media di oltre 1.000 km².

Aspetti tecnici e dimensionali delle gestioni

Panel delle gestioni di riferimento: dati generali

Nel corso del 2013 e nei primi mesi del 2014, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha effettuato due ampie raccolte dati sul settore idrico integrato.

La prima, avviata ai sensi della delibera 27 dicembre 2013, 643/2013/R/idr, e delle successive determinazioni 28 febbraio 2014, 2/2014 – DSID, e 7 marzo 2014, 7/2014 – DSID, ha consentito di rilevare, oltre ai dati di bilancio, ulteriori informazioni necessarie all'approvazione delle tariffe 2014 e 2015, ivi inclusi:

- il Programma degli interventi;
- il Piano economico-finanziario che esplicita il Vincolo ai ricavi e il moltiplicatore tariffario Θ che ciascun gestore dovrà applicare negli anni 2014 e 2015;
- la convenzione di gestione, contenente le modifiche necessarie a recepire le regole tariffarie da ultimo introdotte.

La scadenza per la consegna dei dati era prevista per il 31 marzo 2014. Alla data del 26 maggio 2014, hanno inviato i dati 41 Enti d'ambito che hanno fornito informazioni su 180 gestori complessivi, pur se le informazioni tariffarie complete sono state inviate per il sottinsieme di 135 gestioni di diretta competenza.

La seconda raccolta dati, di tipo più tecnico, avviata ai sensi delle delibere 21 novembre 2013, 536/2013/E/idr, e 27 marzo 2014, 142/2014/R/idr, nonché della determina 7 aprile 2014, 5/2014 –

DSID, è volta ad acquisire informazioni relative al grado di copertura del servizio idrico integrato sul territorio nazionale e all'efficienza del servizio stesso, con particolare attenzione al servizio di misura, oltre che le informazioni inerenti alla qualità del servizio idrico, alla mappatura degli assetti e dell'organizzazione del settore, anche al fine di declinare gli schemi di convenzione tipo.

Alla raccolta dati, che si è conclusa il 12 maggio 2014, hanno risposto 13 Enti d'ambito per un totale di 32 gestori⁴. Poiché la scadenza di tale raccolta è appena trascorsa nel momento in cui si scrive, non è stato ancora possibile validare ed esaminare tutti i nuovi contributi ricevuti; inoltre, da un lato, 35 Enti d'ambito hanno richiesto la proroga per rivedere e validare i dati trasmessi dai gestori, dall'altro, numerosi gestori hanno richiesto la possibilità di effettuare direttamente l'invio, a causa della mancata trasmissione dei dati da loro forniti all'Ente d'ambito. Peraltro, appare doveroso segnalare che, trattandosi del primo tentativo di sistematizzare un complesso di dati settoriali che non è mai stato stabilmente rilevato su scala nazionale, è emersa l'esigenza di approfondire alcune definizioni e una serie di dettagli.

In questo capitolo, pertanto, non potendo costruire un campione rappresentativo dei dati tecnici rilevati con la seconda raccolta dati, si illustrano i primi esiti della raccolta dati tariffaria relativi a un panel di gestori che, si precisa, pur non costituendo l'universo né delle gestioni, né dei rispondenti alla raccolta dati dell'Autorità, può essere

⁴ Alla data del 30 maggio 2014 sono pervenuti i dati di 38 Enti d'ambito; altri sette Enti d'ambito hanno richiesto la proroga.

considerato abbastanza rappresentativo della situazione nazionale. Si osserva, inoltre, che alcuni dei dati pervenuti sembrano contenere incoerenze intrinseche che, qualora non corrette da integrazioni e modifiche successive, potranno formare oggetto di un'interlocuzione specifica, finalizzata ai necessari chiarimenti e approfondimenti. In questa sede, comunque, ci si è limitati a illustrare alcuni dati generali che riflettono le caratteristiche del servizio, che meno dovrebbero essere interessati da processi di revisione/aggiustamento.

Si precisa che, nel seguito, si intendono come "gestori" tutti i soggetti che, «in virtù di qualunque forma di titolo autorizzativo, gestiscono il servizio sul territorio, inclusi i Comuni che li gestiscono in economia» (vedi art. 2, punto 2.1, della delibera 2 agosto 2012, 347/2012/R/idr). A diversi titoli autorizzativi, dunque, nelle tavole che seguono corrispondono diverse gestioni⁵.

Di conseguenza, sulla base della definizione data, si precisa che i soggetti giuridici gestori del panel di riferimento sono 128 e che alcuni di essi operano in più regioni e/o in più ATO. Pertanto, nelle tavole che seguono sono stati elaborati i dati di 131 gestioni.

La tavola 4.3 riporta la distribuzione geografica del panel di gestori esaminato e la popolazione servita; inoltre, esplicita il grado di copertura del panel per quanto riguarda il numero di comuni e la popolazione⁶ residente servita.

Come risulta dalla tavola 4.3, i dati possono essere considerati una buona proxy dei dati nazionali, in quanto i gestori di riferimento servono complessivamente il 66%⁷ della popolazione e circa il 56% dei comuni. Si rileva, tuttavia, che alcuni Enti d'ambito non hanno ancora fornito i dati richiesti, come, per esempio, quello della Val d'Aosta, dell'ATO interregionale Lemene, del Molise e della Calabria. Con riferimento, invece, alla regione Abruzzo, l'esclusione dal panel è dovuta al fatto che l'invio delle informazioni tariffarie, all'atto della

stesura della presente *Relazione Annuale*, non era ancora definitivo. Alcune regioni come, per esempio, la Lombardia e la Sicilia, presentano un grado di copertura in termini di popolazione residente servita inferiore al 50%, per contro altre regioni, come il Piemonte, le Marche, l'Umbria, nonché quelle in cui l'Ente d'ambito attualmente operativo è unico a livello regionale (Emilia Romagna, Sardegna e Puglia), presentano un grado di copertura rispetto alla popolazione residente servita pari a oltre il 90%.

Una prima caratteristica che emerge è quella dell'eterogeneità dei soggetti inclusi nel panel, che riflette la disomogeneità delle gestioni esistenti sul territorio nazionale. Nella tavola 4.4 vengono riportati la popolazione residente e il numero di comuni serviti dai gestori, suddivisi per tipologia di servizio fornito (distinguendo tra servizi di acquedotto, fognatura e depurazione). Il dato medio suggerisce dimensioni gestionali ridotte, in termini sia di popolazione (circa 300.000 abitanti serviti per gestore), sia di comuni (intorno ai 40 comuni serviti per operatore), pur riassumendo dati di gestioni ampie (fino a quattro milioni di popolazione residente servita e 359 comuni).

A corredo delle informazioni tecniche, la tavola 4.4 riporta il dettaglio per servizio del grado di copertura del panel in termini di popolazione residente pari a circa il 65% per il servizio di acquedotto, a circa il 57% per il servizio di fognatura e a circa il 50% per il servizio di depurazione, con percentuali di copertura più contenute in termini di comuni serviti, a eccezione del servizio di depurazione.

Da notare, tuttavia, che i dati, in particolare quelli relativi alla depurazione e alla fognatura, potrebbero risentire di una copertura infrastrutturale del servizio che non ha una diffusione omogenea sul territorio nazionale.

⁵ Per esempio, se il soggetto giuridico "A" opera in due ATO diversi, a tale soggetto giuridico corrispondono due gestioni.

⁶ Si noti che un grado di copertura del 100% potrebbe non coincidere esattamente con una completa copertura del panel di riferimento, dal momento che i gestori potrebbero aver indicato una popolazione residente servita non perfettamente confrontabile con i più recenti dati Istat considerati, che sono riferiti al censimento 2011.

⁷ Si precisa che il grado di copertura potrebbe risultare leggermente sovrastimato, in quanto potrebbe verificarsi che, per esempio, in un medesimo comune, due soggetti differenti gestiscano due diversi servizi (acquedotto l'uno, fognatura l'altro); in questo caso, essendo i dati relativi al numero di comuni e alla popolazione servita, riportati da entrambi i gestori, si verificherebbe una duplicazione degli stessi. Tuttavia, a un primo controllo non esaustivo, non sembra che tale caso si verifichi.

TAV. 4.3

Distribuzione geografica del panel di gestori di riferimento

REGIONE	NUMERO GESTORI DEL PANEL	POPOLAZIONE RESIDENTE SERVITA (ABITANTI)	GRADO DI COPERTURA DEL PANEL SU POPOLAZIONE	NUMERO COMUNI SERVITI	GRADO DI COPERTURA DEL PANEL SU COMUNI
Piemonte	27	4.285.483	98,2%	1.087	90,1%
Valle d'Aosta	-	-	-	-	-
Lombardia	16	4.202.223	43,3%	594	38,5%
Trentino Alto Adige	-	-	-	-	-
Veneto	14	3.461.867	71,3%	455	78,4%
Friuli Venezia Giulia	9	1.066.492	87,5%	201	92,6%
Liguria	5	818.696	52,1%	56	23,8%
Emilia Romagna	7	4.315.302	99,4%	328	96,5%
Toscana	7	2.268.032	61,8%	231	82,5%
Umbria	3	884.268	100,0%	92	100,0%
Marche	14	1.411.892	91,6%	193	81,8%
Lazio	8	4.640.693	84,3%	206	54,5%
Abruzzo	-	-	-	-	-
Molise	-	-	-	-	-
Campania	3	3.365.595	58,4%	115	20,9%
Puglia	1	4.020.077	99,2%	238	92,2%
Basilicata	1	484.436	83,8%	131	100,0%
Calabria	-	-	-	-	-
Sicilia	15	2.424.156	48,5%	198	50,8%
Sardegna	1	1.596.242	97,4%	359	95,2%
TOTALE	131	39.245.454	66,0%	4.484	55,6%

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati gestori del panel.

TAV. 4.4

Statistiche descrittive delle gestioni del panel

	POPOLAZIONE RESIDENTE SERVITA (ABITANTI)			ABITANTI EQUIVALENTI SERVITI (A.E.)	COMUNI SERVITI		
	ACQ	FOG	DEP		DEP	ACQ	FOG
Dato medio per gestore	319.378	290.345	294.999	399.275	36	38	40
MIN	597	372	433	1.021	1	1	1
MAX	4.020.077	3.954.405	3.957.033	4.704.089	359	344	317
Deviazione standard campione	624.456	590.764	614.696	826.681	55	55	58
Grado di copertura del panel	64,5%	56,7%	49,6%		53,2%	54,5%	49,9%

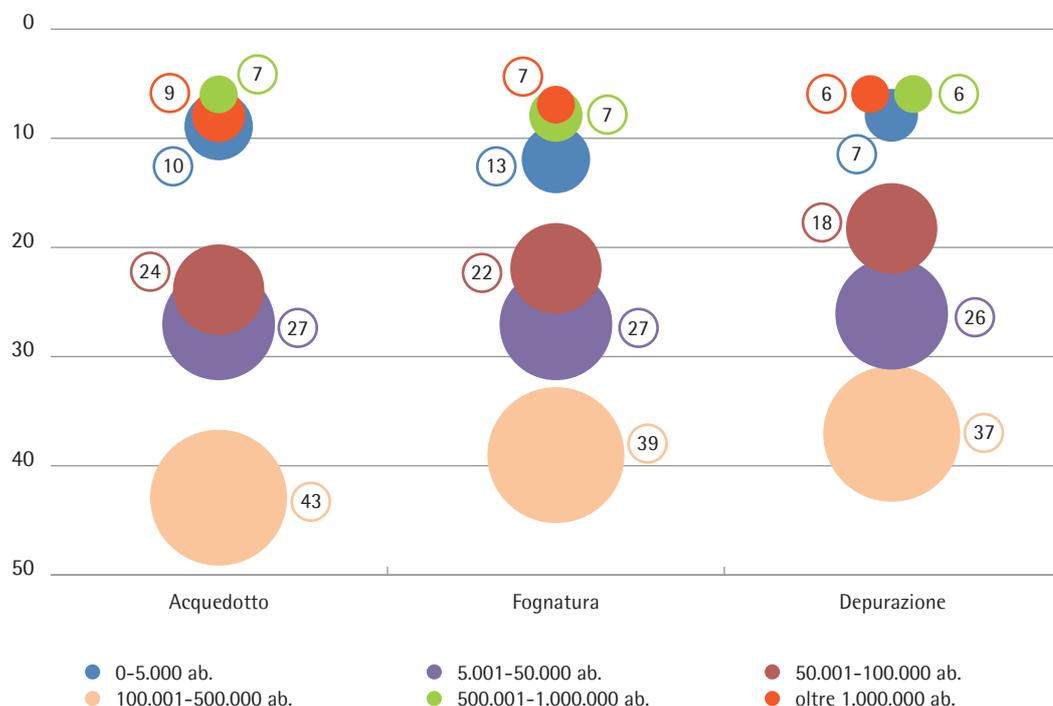
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati gestori del panel.

Nella figura 4.1 sono rappresentati i gestori del panel per classi di popolazione residente servita, con la dimensione delle sfere che indica il numero di gestori che rientrano nella corrispondente classe di popolazione servita. Dal grafico emerge che circa la metà dei gestori del panel serve oltre 100.000 abitanti e che, tra questi, nove gestori per i servizi di acquedotto, sette per il servizio di fognatura e sei per il servizio di depurazione servono

più di un milione di abitanti. Tuttavia, non si ritiene che la numerosità dei piccoli operatori sia confrontabile con quella di gestori di dimensione media o grande: il numero di gestori di piccole dimensioni rappresentato si ritiene molto inferiore alla loro effettiva presenza nel comparto e sembra suggerire alcune difficoltà operative nel procedere agli adempimenti previsti con le raccolte dati.

FIG. 4.1

Gestori del panel per classi di popolazione residente servita



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati gestori del panel.

Considerazioni analoghe possono essere fatte sulla dimensione delle gestioni, misurata in termini di comuni serviti. Come risulta dalla figura 4.2, la maggior parte dei gestori del panel serve tra gli 11 e i 30 comuni, e soltanto dieci soggetti, per tutti i servizi considerati, sono di dimensioni relativamente grandi, gestendo, singolarmente, oltre 100 comuni.

Approfondendo l'analisi su quest'ultima categoria, è interessante notare che la lista dei soggetti che gestiscono più di 100 comuni è composta dalle medesime società per i tre servizi del comparto, rappresentando casi di attuazione, su scala significativa, dei criteri organizzativi recati dalla riforma introdotta con la legge Galli e confermati dal decreto legislativo n. 152/06.

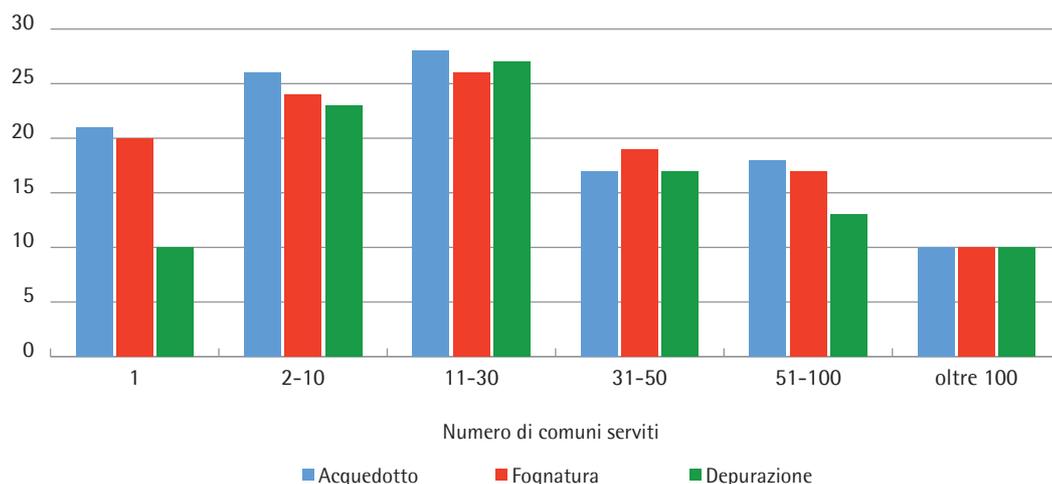


FIG. 4.2

Gestori del panel per classi di comuni serviti

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati gestori del panel.

Nella figura 4.3 il campione di riferimento è descritto in considerazione dei valori medi dei ricavi della vendita del servizio idrico (desunti dalla voce di conto economico "A1) Ricavi delle vendite e delle prestazioni") per classi dimensionali di impresa. Dette classi sono state individuate come segue:

- top, comprendenti gestori con ricavi superiori a 87 milioni di euro;
- grandi, comprendenti gestori con ricavi compresi tra 87 e 38 milioni di euro;

- medie, comprendenti gestori con ricavi compresi tra 38 e maggiori di 12 milioni di euro;
- piccole, comprendenti gestori con ricavi minori o uguali a 12 milioni di euro.

Il valore medio del ricavo di vendita degli operatori del panel è pari a 36,2 milioni di euro. Tuttavia, circa la metà dei gestori di riferimento è di piccole dimensioni e presenta un ricavo inferiore a 12 milioni di euro. Solo dieci soggetti hanno, invece, ricavi superiori a 87,0 milioni di euro.

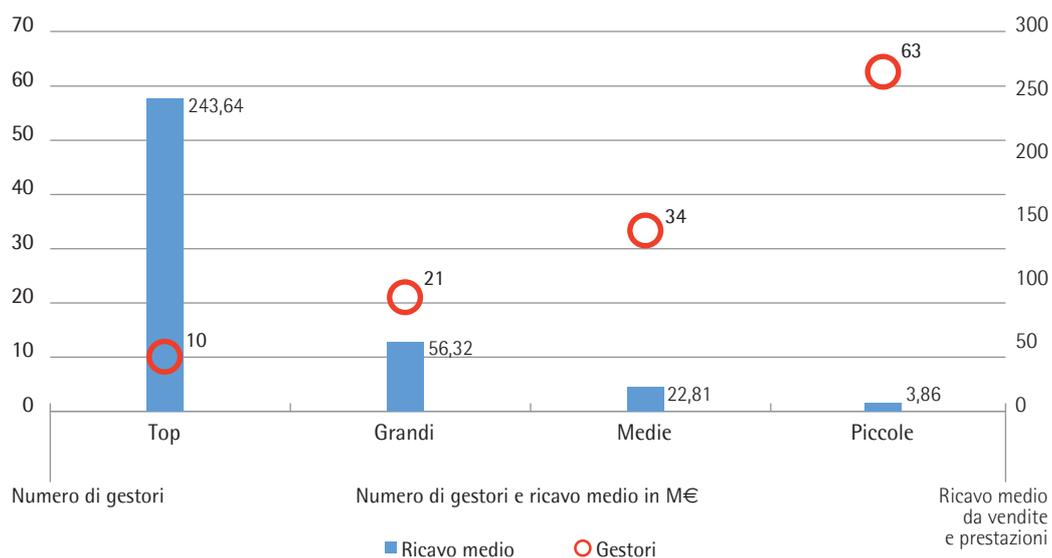


FIG. 4.3

Gestori del panel per classe dimensionale di impresa
Numero di gestori e ricavo medio in M€

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati gestori del panel.

Acquedotto

Con riferimento specifico al servizio di acquedotto, la tavola 4.5 sintetizza le principali grandezze tecniche e dimensionali del panel, evidenziando il dato medio, il valore minimo, quello massimo, la deviazione standard, la popolazione totale servita e il numero totale dei comuni serviti.

Il campione analizzato può essere considerato rappresentativo del dato nazionale, in quanto i gestori del panel servono circa 38,3 milioni di abitanti, per un totale di circa 4.300 comuni.

Oltre alle grandezze già commentate nel paragrafo precedente, si

evidenzia una notevole eterogeneità anche per gli altri parametri considerati (popolazione fluttuante, lunghezza rete, utenti totali, volumi di acqua fatturati).

Si osserva, inoltre, la differenza tra numero di utenti e popolazione servita (residente e fluttuante), che deriva sia dalla presenza di utenze non domestiche, sia dalla numerosità dei nuclei familiari, sia, infine, dalla circostanza che l'utenza domestica non coincide sempre con l'unità abitativa laddove il condominio abbia stipulato un unico contratto con il gestore.

TAV. 4.5

Servizio acquedotto: grandezze tecniche e dimensionali del panel

ANNO 2012	TOTALE	DATO MEDIO PER GESTORE	MIN	MAX	DEVIAZIONE STANDARD
Popolazione residente servita (ab.)	38.318.406	322.003	597	4.020.077	626.431
Popolazione fluttuante (ab.)	7.453.307	62.633	0	941.529	132.792
Comuni serviti (n.)	4.291	36	1	359	55
Superficie servita (km ²)	171.441	1.441	3	21.446	2.958
Lunghezza rete (km)	303.645	2.552	17	29.348	4.149
Numero utenti totali	12.551.840	105.478	40	1.060.345	172.090
Volume di acqua fatturato (m ³)	3.338.322.125	28.053.127	34.239	360.770.552	57.267.427

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati leggi regionali e Piani d'ambito.

La tavola 4.6 riporta le medesime grandezze medie della tavola precedente, suddivise per regione, con indicazione del grado di copertura del panel in termini di popolazione residente servita. Quest'ultimo si differenzia fortemente tra regioni, passando da

casi di copertura pressoché completa (Emilia Romagna, Umbria, Puglia)⁸ o superiore al 90% della popolazione residente (Marche, Sardegna, Piemonte), a regioni in cui la copertura è pari a zero (Valle d'Aosta, Basilicata, Molise, Abruzzo e Calabria).

⁸ Si noti che un grado di copertura del 100% potrebbe non coincidere esattamente con una completa copertura del panel di riferimento, dal momento che i gestori potrebbero aver indicato una popolazione residente servita non perfettamente confrontabile con il più recente dato Istat considerato.

TAV. 4.6

REGIONE	POPOLAZIONE RESIDENTE SERVITA (AB.)	POPOLAZIONE FLUTTUANTE (AB.)	COMUNI SERVITI (N.)	SUPERFICIE SERVITA (km ²)	LUNGHEZZA RETE (km)	NUMERO UTENTI TOTALI	VOLUME DI ACQUA FATTURATO (m ³)	GRADO DI COPERTURA DEL PANEL
Piemonte	169.638	24.820	43	859	1.711	47.870	14.807.767	97,2%
Valle d'Aosta	-	-	-	-	-	-	-	-
Lombardia	297.304	76.791	41	526	1.422	66.684	33.746.892	42,9%
Trentino Alto Adige	-	-	-	-	-	-	-	-
Veneto	247.276	42.035	33	878	2.872	116.297	20.533.290	71,3%
Friuli Venezia Giulia	118.499	31.991	22	803	1.314	54.579	11.600.058	87,5%
Liguria	163.739	53.172	11	332	717	27.871	15.701.949	52,1%
Emilia Romagna	718.650	75.103	54	3.502	8.000	279.506	55.934.791	99,3%
Toscana	324.005	121.406	33	2.687	4.294	162.190	24.610.637	61,8%
Umbria	294.756	22.763	31	2.819	4.054	149.370	18.122.668	100,0%
Marche	100.849	30.145	14	555	1.594	51.433	7.494.752	91,6%
Lazio	773.121	102.021	34	1.682	3.636	181.689	73.366.406	84,3%
Abruzzo	-	-	-	-	-	-	-	-
Molise	-	-	-	-	-	-	-	-
Campania	1.121.865	48.626	38	1.823	2.050	188.020	121.791.196	58,4%
Puglia	4.020.077	941.529	238	18.450	22.237	946.041	271.037.020	99,2%
Basilicata	-	-	-	-	-	-	-	-
Calabria	-	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia	147.958	43.223	12	707	792	53.850	11.432.198	41,4%
Sardegna	1.596.242	520.032	359	21.446	11.516	828.106	121.457.594	97,4%

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati leggi regionali e Piani d'ambito.

Servizio di acquedotto: grandezze tecniche e dimensionali del panel, ripartite per regione (valori medi per gestore)

Fognatura

Anche con riferimento al servizio di fognatura, il campione analizzato può essere considerato rappresentativo del dato nazionale, in quanto i gestori del panel servono circa 34 milioni di abitanti per un totale di 4.398 comuni.

Per quasi tutte le grandezze considerate nel precedente paragrafo "Acquedotto", si osservano dati medi per gestore lievemente più contenuti rispetto a quelli rilevati per il servizio di acquedotto (Tav.

4.7) e, anche in questo caso, permangono forti eterogeneità delle gestioni sul territorio nazionale per tutti i parametri.

La tavola 4.8 evidenzia, per il servizio di fognatura, le medesime peculiarità regionali già sottolineate per il servizio di acquedotto, pur in presenza di un minor grado complessivo di copertura del campione (circa 57%) in termini di popolazione residente servita, dovuto anche alla minor diffusione sul territorio del servizio di fognatura.

TAV. 4.7

Servizio di fognatura:
grandezze tecniche e
dimensionali del panel

ANNO 2012	TOTALE	DATO MEDIO PER GESTORE	MIN	MAX	DEVIAZIONE STANDARD
Popolazione residente servita (ab.)	33.680.062	290.345	372	3.954.405	590.764
Popolazione fluttuante (ab.)	7.131.516	61.479	0	862.088	129.404
Comuni serviti (n.)	4.398	38	1	344	55
Superficie servita (km ²)	180.890	1.559	1	21.566	3.095
Lunghezza rete (km)	158.001	1.362	10	16.256	2.353

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati leggi regionali e Piani d'ambito.

TAV. 4.8

Servizio di fognatura:
grandezze tecniche e
dimensionali del panel,
ripartite per regione
(valori medi per gestore)

REGIONE	POPOLAZIONE RESIDENTE SERVITA (AB.)	POPOLAZIONE FLUTTUANTE (AB.)	COMUNI SERVITI (N.)	SUPERFICIE SERVITA (km ²)	LUNGHEZZA RETE (km)	GRADO DI COPERTURA DEL PANEL
Piemonte	163.983	23.966	43	1.106	685	93,9%
Valle d'Aosta	-	-	-	-	-	-
Lombardia	274.172	63.349	39	509	977	45,2%
Trentino Alto Adige	-	-	-	-	-	-
Veneto	207.651	42.953	35	922	1.468	55,6%
Friuli Venezia Giulia	101.324	30.877	22	797	733	74,8%
Liguria	176.813	52.968	13	384	454	45,0%
Emilia Romagna	552.287	65.003	47	3.034	3.583	89,0%
Toscana	289.788	113.118	33	2.678	1.724	55,2%
Umbria	263.705	20.563	31	2.736	1.886	89,5%
Marche	96.672	31.650	15	578	624	81,5%
Lazio	529.586	74.571	26	1.257	1.588	77,0%
Abruzzo	-	-	-	-	-	-
Molise	-	-	-	-	-	-
Campania	608.026	25.959	44	621	1.783	21,1%
Puglia	3.954.405	862.088	228	17.840	14.805	97,6%
Basilicata	484.436	96.887	131	8.405	3.508	83,8%
Calabria	-	-	-	-	-	-
Sicilia	188.469	77.893	16	1.197	738	30,1%
Sardegna	1.533.394	520.032	344	21.566	6.338	93,5%

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati gestori del panel.

Depurazione

Pur rilevandosi anche per il servizio di depurazione un'elevata variabilità tra i valori massimi e minimi che caratterizzano il panel di riferimento (Tav. 4.9), si evidenzia che la dimensione del bacino servito dai gestori del comparto, in termini di popolazione, è inferiore a quella del servizio di acquedotto, essendo comunque pari a circa 29,5 milioni di abitanti (vs. 39,2 milioni di abitanti), per un totale di 4.026 comuni serviti.

Risulta essere più contenuta anche la dimensione media dei gestori del panel in termini di popolazione residente servita (295.000 abitanti vs. 319.000), mentre cresce con riferimento alla superficie media servita (1.650 km² vs. 1.431) e alla numerosità media dei comuni serviti (40 vs. 36).

Il dato sulla potenzialità degli impianti di depurazione in esercizio (misurato in termini di abitanti equivalenti) evidenzia un sottodimensionamento delle infrastrutture di depurazione (il cui fabbisogno è tecnicamente misurato in termini di totale carico inquinante delle acque reflue urbane) di oltre il 18% (494.000 vs. 399.000 abitanti equivalenti).

Osservando la tavola 4.10, è possibile rilevare il citato fenomeno di sottodimensionamento degli impianti di depurazione, che, con riferimento al panel considerato, risulta rilevante in talune regioni del Paese (Veneto, Lazio, Campania e Sicilia).

Considerando l'insieme della filiera del servizio idrico integrato, i dati riportati – pur essendo ancora a un livello di approfondimento preliminare rispetto a quello che l'Autorità intende conseguire con il nuovo sistema di raccolte dati – supportano la conclusione che alcune fasi della filiera sembrano ancora necessitare di completamenti infrastrutturali. Infatti, non sono pochi gli operatori che dichiarano di gestire con la rete fognaria un numero di comuni maggiore di quello che coprono con la depurazione, e non sono state comunicate, al riguardo, informazioni relative all'espletamento di tale servizio da parte di altri soggetti. Considerazioni analoghe possono essere formulate anche riguardo agli scostamenti tra acquedotto e fognatura, sebbene siano frequenti le situazioni di gestione in economia delle condutture fognarie (e sia nota la loro refrattarietà a fornire dati).

TAV. 4.9

Servizio di depurazione: grandezze tecniche e dimensionali del panel

ANNO 2012	TOTALE	DATO MEDIO PER GESTORE	MIN	MAX	DEVIAZIONE STANDARD
Popolazione residente servita (ab.)	29.499.858	294.999	433	3.957.033	614.696
Popolazione fluttuante (ab.)	6.883.139	68.831	0	914.520	143.292
Comuni serviti (n.)	4.026	40	1	317	58
Superficie servita (km ²)	165.020	1.650	8	19.306	3.181
Totale carico inquinante acque reflue urbane (a.e.)	49.416.067	494.161	1.390	6.024.468	1.013.237
Abitanti equivalenti serviti (a.e.)	39.927.511	399.275	1.021	4.704.089	826.681

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati leggi regionali e Piani d'ambito.

TAV. 4.10

Servizio di depurazione: grandezze tecniche e dimensionali del panel, ripartite per regione

REGIONE	POPOLAZIONE RESIDENTE SERVITA (AB.)	POPOLAZIONE FLUTTUANTE (AB.)	COMUNI SERVITI (N.)	SUPERFICIE SERVITA (km ²)	TOTALE CARICO INQUINANTE ACQUE REFLUE URBANE (a.e.)	ABITANTI EQUIVALENTI SERVITI (a.e.)	ABITANTI EQUIVALENTI NON SERVITI DA DEPURAZIONE (%)	GRADO DI COPERTURA DEL PANEL
Piemonte	168.308	24.621	45	1.052	264.319	249.839	5,5%	92,6%
Valle d'Aosta	-	-	-	-	-	-	-	-
Lombardia	359.404	88.981	54	588	493.107	490.724	0,5%	40,7%
Trentino Alto Adige	-	-	-	-	-	-	-	-
Veneto	204.025	42.454	36	923	409.224	222.058	45,7%	54,6%
Friuli Venezia Giulia	106.403	34.059	25	895	171.983	166.013	3,5%	69,8%
Liguria	227.842	70.298	16	509	339.402	283.727	16,4%	43,5%
Emilia Romagna	543.942	64.773	47	3.034	958.132	837.374	12,6%	87,7%
Toscana	208.815	126.437	29	2.642	407.511	328.665	19,3%	34,1%
Umbria	242.333	18.906	31	2.705	526.531	476.276	9,5%	82,2%
Marche	81.998	31.927	12	469	120.927	100.649	16,8%	58,5%
Lazio	950.810	143.929	31	1.758	1.655.113	1.056.213	36,2%	69,1%
Abruzzo	-	-	-	-	-	-	-	-
Molise	-	-	-	-	-	-	-	-
Campania	23.445	3.891	9	179	98.190	26.401	73,1%	0,4%
Puglia	3.957.033	914.520	252	19.199	6.024.468	4.704.089	21,9%	97,6%
Basilicata	445.681	89.136	119	7.739	532.880	490.250	8,0%	77,1%
Calabria	-	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia	155.101	61.806	14	1.258	303.383	168.484	44,5%	21,7%
Sardegna	1.315.380	642.319	317	19.306	2.472.809	2.472.809	0,0%	80,2%

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati leggi regionali e Piani d'ambito.

Costo e consumi dell'energia elettrica

Risulta interessante approfondire il tema del costo e del consumo dell'energia elettrica, che rappresenta uno dei fattori produttivi più importanti nell'ambito della fornitura del servizio idrico integrato. Nella tavola 4.11 sono riepilogati i principali dati di consumo e di costo dell'energia elettrica dichiarati dai gestori del panel, ripartiti per regione. In particolare, sono evidenziati il consumo

complessivo e medio per abitante (espressi in kilowattora). Alla data di stesura della presente *Relazione Annuale*, non si dispone né dei dati di consumo disaggregati per la potenza impegnata e per il tipo di servizio, né dei punti di prelievo, richiesti con la raccolta dei dati tecnici cui la maggioranza degli Enti d'ambito non ha ancora dato riscontro.

Si evidenzia come il consumo dell'energia elettrica sia molto variegato in conseguenza delle caratteristiche del territorio, in termini sia di concentrazione della popolazione, sia, soprattutto, di modalità di approvvigionamento idrico.

Poiché la maggior parte dell'energia elettrica, come sottolineato anche nella *Relazione Annuale* 2013, è utilizzata per gli impianti

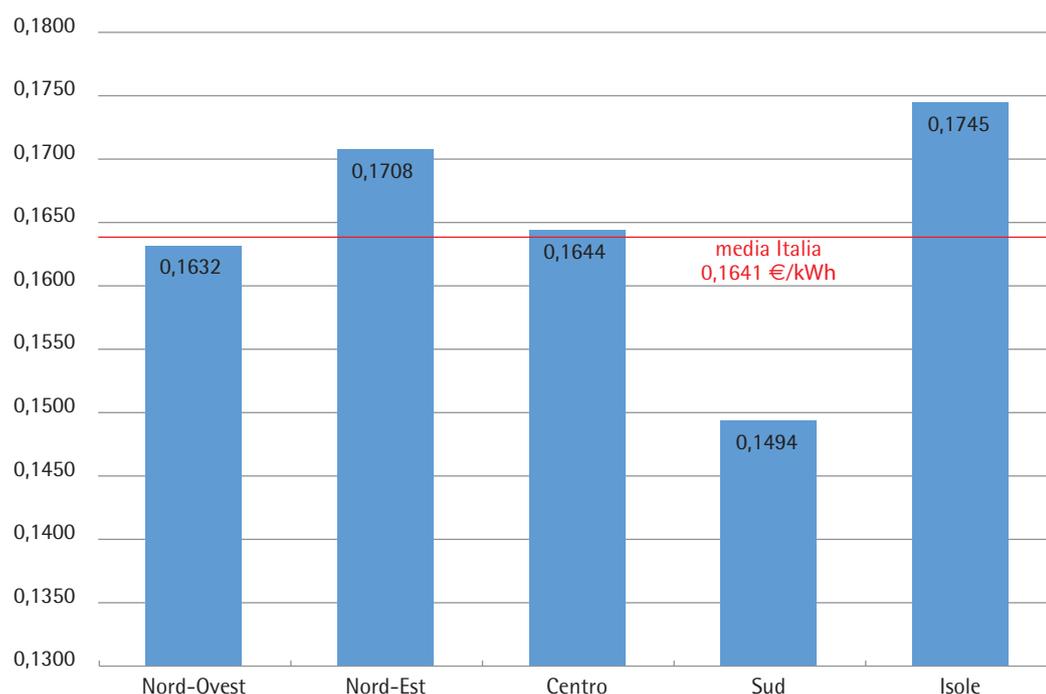
di depurazione, notoriamente energivori, la presenza di bassi livelli di consumo *pro capite* sembra confermare lo scarso sviluppo del servizio di depurazione che caratterizza le regioni del Sud Italia, dove il consumo medio è pari a 101 kWh per abitante, inferiore rispetto alla media italiana, che è pari a circa 118 kWh per abitante.

AREA GEOGRAFICA	CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA (kWh)	CONSUMO MEDIO (kWh/ABITANTE)	COSTO MEDIO EE (€/kWh)	GESTORI DEL PANEL	POPOLAZIONE RESIDENTE SERVITA (AB.)	GRADO DI COPERTURA DEL PANEL SU POPOLAZIONE
Nord-Ovest	1.136.452.928	122,12	0,1632	48	9.306.402	59,0%
Nord-Est	1.036.508.840	117,20	0,1708	30	8.843.661	77,3%
Centro	1.149.954.366	124,93	0,1644	32	9.204.885	79,3%
Sud	798.267.231	101,43	0,1494	5	7.870.108	56,3%
Isole	509.053.399	126,62	0,1745	16	4.020.398	60,5%
ITALIA	4.630.236.765	117,98	0,1641	131	39.245.454	66,0%

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati gestori del panel.

Il costo medio dell'energia elettrica appare abbastanza omogeneo, come risulta dalla figura 4.4, a eccezione del Sud, che sembrerebbe caratterizzarsi per un costo nettamente inferiore rispetto alle altre

zone d'Italia. Anche in questo caso, come per altre situazioni descritte nei precedenti paragrafi, si tratta di una risultanza che richiede ulteriori verifiche da parte dell'Autorità.



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati gestori del panel.

TAV. 4.11

Consumi e costo dell'energia elettrica a livello regionale – Dettaglio per zone

FIG. 4.4

Costo medio di fornitura dell'energia elettrica – Dettaglio per zone
€/kWh

Evoluzione della domanda di acqua per usi domestici

Proseguendo l'analisi illustrata nella *Relazione Annuale 2013*, si è proceduto a esaminare la domanda di acqua per usi domestici⁹ sulla base dei dati relativi ai capoluoghi di provincia dal 2000 al 2012, raccolti dall'Istat nel quadro di una più ampia indagine sui fattori ambientali. L'analisi evidenzia una riduzione del consumo *pro capite*, misurato in termini di metri cubi all'anno, del 17,8% (con un tasso di crescita medio annuale del -1,6%), passando dai 76,3 m³/ab. del 2000 ai 62,7 m³/ab. del 2012 (Tav. 4.12). Nel periodo

considerato, il saldo nei consumi è negativo in tutte le regioni italiane; ciononostante, emerge una discreta variabilità territoriale, con contrazioni che vanno da un minimo dell'1% in Sicilia a un massimo del 27,7% in Piemonte. Si conferma, dunque, un trend di cambiamento nelle abitudini di consumo che può essere ricondotto, da un lato, alla maggiore efficienza degli elettrodomestici che utilizzano la risorsa idrica e, dall'altro, alla maggiore sensibilità delle famiglie nei confronti del valore economico della risorsa idrica.

TAV. 4.12

Trend dei consumi pro capite nel decennio 2000-2012
m³/abitante

REGIONE	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 ^(A)	VAR. 2012-2000	TASSO DI CRESCITA 2000-2012
Piemonte	98,9	100,9	93,5	87,9	83,4	82,3	83,3	78,9	77,0	75,5	71,7	72,1	71,5	-27,7%	-2,7%
Valle d'Aosta	82,1	86,0	87,7	89,0	80,2	71,9	72,8	68,8	64,0	64,2	65,7	67,6	61,7	-24,8%	-2,3%
Lombardia	86,5	86,8	86,1	83,4	78,9	78,5	79,1	78,7	79,9	79,9	78,0	78,0	75,0	-13,2%	-1,2%
Trentino Alto Adige	72,6	71,2	69,4	72,7	69,7	70,2	64,9	61,3	59,6	59,1	59,6	59,0	57,0	-21,5%	-2,0%
Veneto	69,3	67,9	70,5	73,9	67,2	66,6	65,1	62,7	62,2	61,7	62,2	60,6	57,9	-16,4%	-1,5%
Friuli Venezia Giulia	72,7	74,5	73,7	72,6	70,1	68,2	67,5	66,8	62,8	63,6	63,2	67,2	61,2	-15,9%	-1,4%
Liguria	82,2	83,7	78,9	77,2	73,7	70,0	70,5	69,5	66,9	65,7	62,6	59,5	61,6	-25,1%	-2,4%
Emilia Romagna	67,2	67,5	68,4	67,3	68,4	65,3	64,2	64,1	61,1	60,8	56,9	55,6	53,9	-19,9%	-1,8%
Toscana	61,3	62,4	60,6	60,0	59,0	57,0	56,4	55,2	55,8	54,7	53,6	51,0	54,3	-11,5%	-1,0%
Umbria	59,5	64,8	63,2	61,0	59,1	58,6	59,4	57,9	56,3	54,4	52,6	52,1	51,9	-12,8%	-1,1%
Marche	65,9	66,0	63,0	62,4	64,4	62,0	62,4	60,9	57,7	56,2	55,6	55,2	54,5	-17,3%	-1,6%
Lazio	95,2	97,4	94,0	90,3	90,4	89,7	87,2	85,0	84,2	83,5	83,3	71,7	70,9	-25,5%	-2,4%
Abruzzo	76,9	78,6	77,2	78,2	79,2	77,2	75,1	74,3	74,8	66,9 ^(B)	63,6	64,9	66,0	-14,1%	-1,3%
Molise	53,6	54,0	54,7	52,1	52,6	53,9	52,7	51,9	54,2	51,6	53,6	55,6	49,2	-8,2%	-0,7%
Campania	72,4	72,1	71,5	71,2	69,2	70,9	72,4	63,2	62,4	61,1	60,5	59,5	57,7	-20,4%	-1,9%
Puglia	58,4	58,4	58,7	55,4	54,8	54,0	53,9	52,7	52,3	52,2	52,1	51,6	51,5	-11,9%	-1,1%

⁹ Si rammenta che, come riportato nel *Rapporto sulle performance ambientali: Italia 2013 - OECD*, gli usi domestici rappresentano il 19% della domanda totale della risorsa, l'uso irriguo il 50%, quello industriale il 17%, mentre il restante 14% è impiegato nella produzione di energia.

TAV. 4.12 - SEGUE

REGIONE	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 ^(A)	VAR. 2012-2000	TASSO DI CRESCITA 2000-2012
Basilicata	68,6	68,2	66,4	63,5	59,6	58,0	56,4	53,6	52,3	50,7	50,6	56,0	49,9	-27,3%	-2,6%
Calabria	70,2	70,4	66,2	65,6	66,0	69,0	67,7	67,1	68,0	71,3	69,7	70,9	64,5	-8,1%	-0,7%
Sicilia	62,9	64,3	62,2	63,0	64,5	65,6	65,3	64,7	64,7	64,2	64,3	63,4	62,3	-1,0%	-0,1%
Sardegna	57,8	60,5	55,1	57,1	59,6	57,7	57,3	55,9	56,4	57,8	57,7	57,3	54,1	-6,5%	-0,6%
ITALIA	76,3	77,2	75,3	73,8	72,3	71,5	71,0	68,9	68,2	67,6	66,3	63,9	62,7	-17,8%	-1,6%

(A) I dati 2012 sono provvisori perché non ancora validati pienamente dall'Istat.

(B) Il dato 2009 dell'Abruzzo esclude la provincia dell'Aquila, i cui consumi sono stati fortemente influenzati dal terremoto dell'aprile 2009.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat di consumi di acqua *pro capite* e popolazione residente nei capoluoghi di provincia.

Tale contrazione si rende evidente anche graficamente, attraverso le figure 4.5 e 4.6, elaborate aggregando i capoluoghi per area geografica (Nord-Est, Nord-Ovest, Centro, Sud, Isole).

Si può constatare che lo spread tra il valore massimo e quello minimo del 2000 (27,7 m³/ab.) si riduce gradualmente fino al 2012 (11 m³/ab.), più che dimezzandosi grazie alla forte riduzione dei consumi *pro capite* che ha caratterizzato le regioni del Nord-Ovest e quelle del Centro. Tuttavia, al Nord-Ovest la domanda *pro capite* della risorsa si mantiene stabilmente al di sopra di quella rilevata in altre zone; invece, il Centro, anch'esso con consumi al di sopra dei valori medi nazionali, mostra una riduzione repentina nel 2011, dovuta, in larga misura, alla variazione del metodo di computo adottato dalle

aziende erogatrici dei servizi idrici che operano nelle città di Roma e Viterbo (metodo che contempla la fatturazione dei soli consumi effettivi a partire dall'1 gennaio 2011, adottato probabilmente a seguito di efficienze realizzate nel servizio di misura e fatturazione). Si segnala, poi, che nelle realtà dove si tende a rilevare una dinamica dei consumi sostanzialmente stabile, l'effettiva causa potrebbe risiedere, più che nelle abitudini degli utenti, nei limiti dei sistemi di misurazione impiegati.

Nelle Isole, per contro, il consumo *pro capite* resta pressoché invariato, con una riduzione di appena il 2,3% in 13 anni, da attribuire principalmente alla Sardegna. Nel 2012, la zona geografica con il livello di consumo più contenuto risulta essere il Nord-Est.

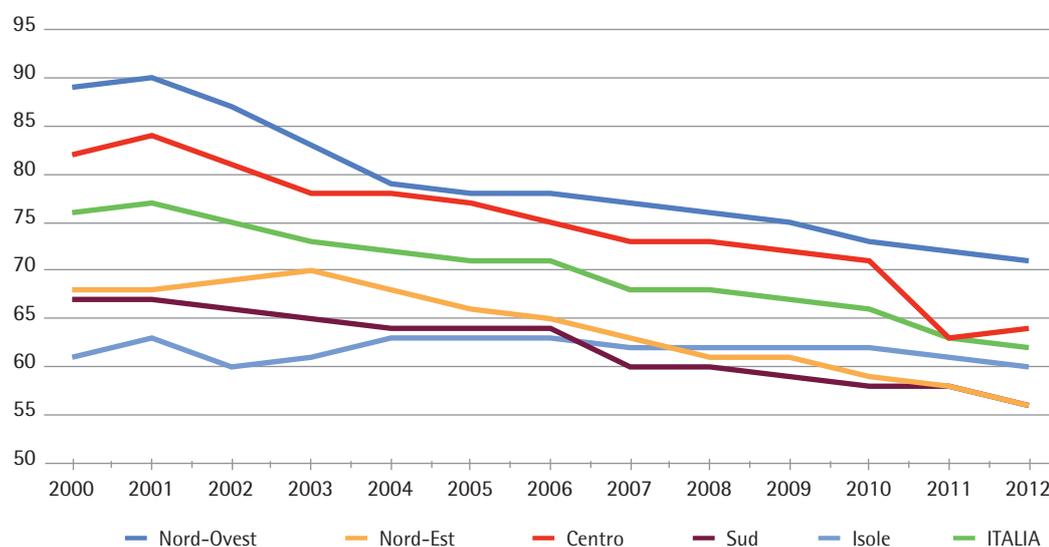


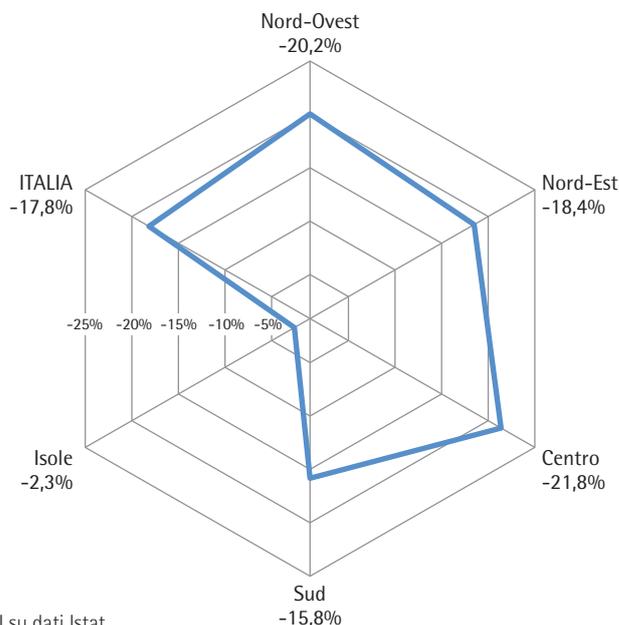
FIG. 4.5

Dinamica dei consumi domestici per area geografica tra il 2000 e il 2012
m³/abitante

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat.

FIG. 4.6

Variatione dei consumi pro capite tra il 2000 e il 2012



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat.

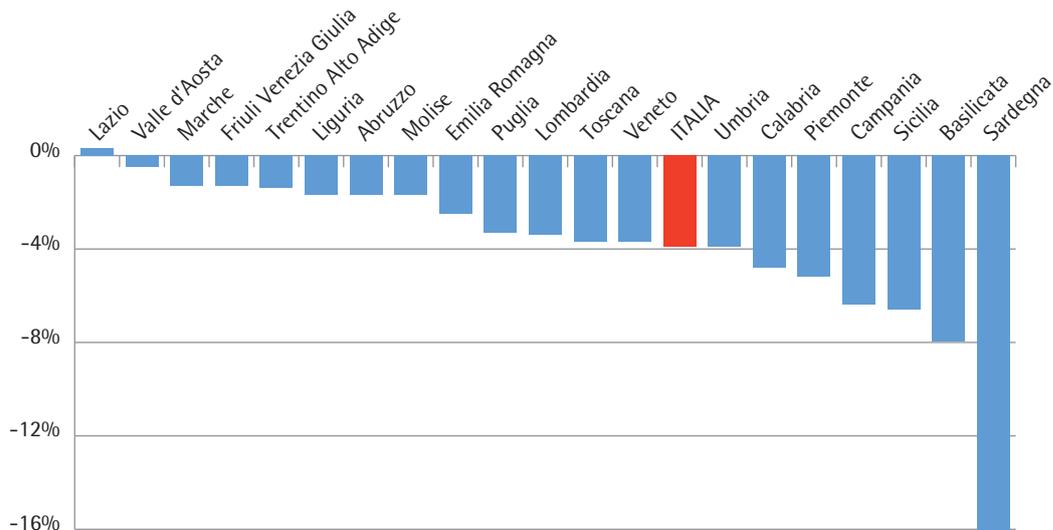
La ridotta diminuzione dei consumi *pro capite* nelle Isole è, con ogni probabilità, da ricollegare all'incrementata qualità del servizio dovuta a interventi sulle infrastrutture che hanno permesso di limitare razionamenti, interruzioni e disservizi. Come reso evidente dalla figura 4.7, infatti, Sicilia e Sardegna sono tra le regioni che maggiormente hanno evidenziato una diminuzione

percentuale nella segnalazione di irregolarità nell'erogazione dell'acqua nel periodo 2005-2013¹⁰ (rispettivamente -6,6% e -16,1%). Anche in questo caso, a fronte di una media nazionale del -3,9%, si registra un decremento generalizzato a livello regionale, eccezion fatta per il Lazio, che mostra un incremento, seppur minimo, delle irregolarità (0,3%).

FIG. 4.7

Famiglie che denunciano irregolarità nell'erogazione dell'acqua

Variazione 2005-2013



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat - Irregolarità nella distribuzione dell'acqua - Aspetti della vita quotidiana.

¹⁰ Si precisa che in questo caso, a differenza dell'analisi proposta nella tavola 4.12, oltre che nelle figure 4.5 e 4.6, il dato Istat regionale non è riferito ai soli capoluoghi di provincia.

Investimenti e tariffe

Attuazione delle regole transitorie sui costi riconosciuti

Come meglio dettagliato nella parte della *Relazione Annuale* relativa all'attività svolta (vol. II), alla fine del 2012, con la delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr, l'Autorità ha definito un metodo tariffario transitorio (MTT) per la determinazione delle tariffe del servizio idrico integrato negli anni 2012 e 2013¹¹.

Nel mese di febbraio 2013, l'Autorità ha, quindi, completato il set di strumenti per la regolazione tariffaria attraverso la definizione dei criteri per l'aggiornamento dei piani economico-finanziari (delibera 21 febbraio 2013, 73/2013/R/idr), nonché delle regole di computo tariffario per le gestioni che erano in regime CIPE (metodo MTC di cui alla delibera 28 febbraio 2013, 88/2013/R/idr), proseguendo nel contempo l'attività finalizzata all'acquisizione delle grandezze tecniche ed economiche del settore, necessarie per realizzare un iniziale quadro conoscitivo del settore stesso, indispensabile per la definizione delle nuove regole.

Al fine di comprendere a pieno gli esiti delle approvazioni tariffarie di seguito descritte, risulta utile, in questa sede, ricordarne l'iter di cui alle delibere 585/2012/R/idr e 88/2013/R/idr: gli Enti d'ambito e gli altri soggetti competenti erano tenuti a predisporre le tariffe per gli anni 2012 e 2013 sulla base della nuova metodologia, con procedura partecipata dal gestore interessato, e a trasmettere all'Autorità, entro il 31 marzo 2013 (termine poi differito, su espressa richiesta dei medesimi Enti

d'ambito, al 30 aprile 2013), le proprie istanze di aggiornamento tariffario ai fini della relativa approvazione.

A seguito dell'incompletezza dei calcoli tariffari ricevuti e del correlato set di atti e documenti, ai sensi delle delibere 585/2012/R/idr e 88/2013/R/idr, si sono resi necessari specifici approfondimenti istruttori, indispensabili per l'approvazione tariffaria. Pertanto, con la delibera 20 giugno 2013, 271/2013/R/idr, l'Autorità ha esplicitato la natura sistematica degli adempimenti richiesti alle ATO e ai soggetti competenti, chiarendo la relazione tra Programma degli interventi, elaborazioni tariffarie, programmazione economico-finanziaria e predisposizione dei corrispettivi da applicare all'utenza. Su queste basi, è stato avviato un procedimento finalizzato alla raccolta di tutti gli atti e di tutte le informazioni necessarie per procedere all'approvazione tariffaria. Contestualmente, è iniziata l'azione verso le realtà inottemperanti alla normativa.

Proposte tariffarie 2012 e 2013 approvate dall'Autorità e determinazioni d'ufficio

Alla luce della sopra richiamata procedura, alla data del 30 aprile 2014 risultano aver presentato proposta di aggiornamento tariffario all'Autorità, ai fini della relativa approvazione, i seguenti soggetti competenti:

¹¹ Si veda anche la delibera 88/2013/R/idr, *Approvazione del metodo tariffario transitorio per le gestioni ex-CIPE (MTC) per la determinazione delle tariffe per gli anni 2012 e 2013 - Modifiche e integrazioni alla delibera 585/2012/R/idr*.

- 74 Enti d'ambito (relativi ai vecchi confini territoriali che prevedevano 92 ATO totali), con riferimento a 137 gestori per i quali vengono seguite le regole di computo tariffario recate dall'MTT, di cui alla delibera 585/2012/R/idr. Detti gestori servono 45.684.447 abitanti (pari al 78% della popolazione nazionale al netto di quella residente nelle regioni non soggette all'applicazione delle regole tariffarie), residenti in 5.499 comuni;
- 968 soggetti competenti alla predisposizione tariffaria (diversi dagli Enti d'ambito), con riferimento ad altrettante gestioni ex CIPE, per una popolazione servita complessivamente pari a 9.614.065 abitanti residenti in 1.481 comuni. Per dette gestioni vengono seguiti i criteri di calcolo recati dall'MTC, di cui alla delibera 88/2013/R/idr.

Dunque l'invio di dati, atti e informazioni (talvolta carenti e incompleti), trasmessi all'Autorità ai fini delle determinazioni tariffarie per gli anni 2012 e 2013, ha riguardato nel complesso 1.105 gestioni, per una popolazione servita di 55.298.512 abitanti¹². Nel corso del 2013 e nei primi mesi del 2014, l'Autorità ha proceduto con le istruttorie per l'approvazione delle tariffe relative al periodo transitorio 2012-2013, identificando:

- a) i soggetti per i quali valutare la coerenza tra la propria proposta tariffaria e gli obiettivi specifici prescelti, ai sensi del comma 6.5 della delibera 585/2012/R/idr e del comma 4.5 della delibera 88/2013/R/idr;
- b) i soggetti inottemperanti all'obbligo di comunicazione dei dati (per i quali, ricorrendo le casistiche¹³ di cui al comma 2.7 della delibera 347/2012/R/idr, le tariffe sono state determinate d'ufficio, ponendo il moltiplicatore tariffario pari a 0,9, ai sensi del comma 6.7 della delibera 585/2012/R/idr e del comma 4.7 della delibera 88/2013/R/idr);

- c) i soggetti da escludere dall'aggiornamento tariffario ai sensi dell'art. 3¹⁴ della delibera 585/2012/R/idr e dell'art. 2 della delibera 88/2013/R/idr, ponendo il moltiplicatore tariffario pari a 1.

In particolare, le determinazioni tariffarie approvate dall'Autorità, che hanno riguardato 536 gestioni, hanno avuto il seguente esito:

- per 76 gestioni ex MTT, che erogano il servizio a 30.324.507 abitanti, è stato approvato un aumento tariffario, rispetto ai dati del 2012, pari in media al 3,4%, dato compreso tra tre casi limite di riduzione dello 0,6% e dieci casi di incremento coincidente con il massimo consentito dal comma 7.1 della delibera 585/2012/R/idr (caso a) sopra menzionato);
- per due fornitori all'ingrosso di servizi idrici ex MTT è stato approvato un aumento tariffario, rispetto ai dati del 2012, pari in media al 4,6% (caso a) sopra menzionato);
- per 13 gestioni ex-CIPE (MTC), che servono 1.673.989 abitanti, è stato approvato un aumento tariffario, rispetto ai dati del 2012, pari in media al 2,4% (dato compreso tra un caso limite di diminuzione dell'8,4% e un incremento massimo del 6,4%) (caso a) sopra menzionato);
- per 194 gestioni ex-CIPE (MTC) è stata deliberata, per il 2013, una riduzione del 10%, interessando una popolazione di 729.888 abitanti (caso b) sopra menzionato);
- per 251 gestioni ex-CIPE (MTC) l'Autorità ha stabilito l'invarianza dei corrispettivi nell'ultimo biennio, coinvolgendo 1.423.034 abitanti residenti (caso c) sopra menzionato).

Considerando il complesso delle decisioni tariffarie adottate dall'Autorità, il valore medio degli incrementi tariffari (riferiti, nel loro insieme, a 34.151.418 abitanti residenti in 3.883 comuni) si attesta al 2,7% rispetto ai dati del 2012 (Tav. 4.13).

¹² Si ricorda che dall'applicazione delle regole tariffarie transitorie sono escluse la Valle d'Aosta e le Province autonome di Trento e Bolzano.

¹³ Il comma 2.7 della delibera 347/2012/R/idr prevede che la tariffa sarà determinata d'ufficio nei casi in cui:

- il gestore non fornisca, in tutto o in parte, i dati richiesti, nel formato indicato dall'Autorità;
- il gestore non fornisca, in tutto o in parte, le fonti contabili obbligatorie che certificano gli elementi di costo e investimento indicati;
- il gestore non fornisca la modulistica richiesta o la fornisca non corredata dalla sottoscrizione del legale rappresentante;
- risulti che il gestore ha indicato elementi di costo o di investimento superiori a quelli indicati nelle fonti contabili obbligatorie.

¹⁴ Ai sensi dell'art. 3 sono esclusi dall'aggiornamento tariffario:

- i gestori del servizio idrico integrato il cui titolo a esercire il servizio è stato dichiarato invalido con sentenza passata in giudicato, ovvero ritirato o annullato in via amministrativa; sono altresì escluse le gestioni sul cui titolo a esercire il servizio è pendente un contenzioso giurisdizionale e in cui sia stata emanata dall'autorità giudiziaria una misura cautelare sospensiva o limitativa del titolo stesso, per tutta la durata dell'efficacia della misura medesima, ovvero in cui sia stata emanata dall'autorità giudiziaria una sentenza, che abbia accertato l'invalidità del titolo medesimo;
- le gestioni che, a fronte dell'avvenuto affidamento del servizio idrico integrato al gestore d'ambito, non hanno effettuato, alla data del 31 dicembre 2012, la prevista consegna degli impianti;
- le gestioni che, alla data del 31 luglio 2012, non avevano adottato la Carta dei servizi, nonché le gestioni che, alla medesima data, in violazione della normativa applicabile, applicavano alle utenze domestiche la fatturazione di un consumo minimo impegnato, limitatamente agli ambiti tariffari in cui veniva fatturato tale consumo minimo impegnato.

TAV. 4.13

Variazioni tariffarie a seguito del complesso dei provvedimenti adottati dall'Autorità

	MEDIA		MIN		MAX	
	VARIAZIONE TARIFFARIA	GESTIONI (n.)	VARIAZIONE TARIFFARIA	GESTIONI (n.)	VARIAZIONE TARIFFARIA	GESTIONI (n.)
Gestioni con Teta coerente con il Piano economico-finanziario (ex MTT)	3,4%	76	-0,6%	3	6,5%	10
Teta grossisti (ex MTT)	4,6%	2	3,9%	1	5,4%	1
Gestioni ex CIPE con Teta approvato (ex MTC)	2,4%	13	-8,4%	1	6,4%	1
Teta d'Ufficio (ex MTC)	-5,6%	445	-10,0%	194	0,0%	251
TOTALE GESTIONI	2,7%	536	-10,0%	194	6,5%	10

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

A fronte di un incremento tariffario complessivo del 2,7%, il valore medio del moltiplicatore tariffario deliberato dall'Autorità si attesta a 1,024 per l'anno 2012 e a 1,057 per l'anno 2013.

La distribuzione geografica delle gestioni e della popolazione interessata dai menzionati atti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità è dettagliata nelle successive tavole 4.14 e 4.15, nonché nelle figure 4.8 e 4.9.

TAV. 4.14

Gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità

REGIONE	APPROVAZIONI EX MTT		APPROVAZIONI EX MTC			TOTALE
	TETA COERENTE CON PEF	TETA GROSSISTI	TETA APPROVATI PER GESTIONI EX CIPE	TETA 0,9	TETA 1	
Abruzzo	2	-	-	3	14	19
Basilicata	1	-	-	-	-	1
Calabria	-	-	-	-	1	1
Campania	-	-	3	70	22	95
Emilia Romagna	12	2	-	-	2	16
Friuli Venezia Giulia	4	-	-	-	-	4
Interregionale Lemene	2	-	-	-	-	2
Lazio	2	-	1	54	9	66
Liguria	1	-	2	12	2	17
Lombardia	10	-	6	30	133	179
Marche	7	-	-	-	2	9
Molise	-	-	1	1	17	19
Piemonte	15	-	-	4	23	42
Puglia	1	-	-	-	-	1
Sicilia	1	-	-	19	26	46

TAV. 4.14 - SEGUE

Gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità

REGIONE	APPROVAZIONI EX MTT		APPROVAZIONI EX MTC		TOTALE
	TETA COERENTE CON PEF	TETA GROSSISTI	TETA APPROVATI PER GESTIONI EX CIPE	TETA 0,9 TETA 1	
Toscana	7	-	-	1	8
Umbria	3	-	-	-	3
Veneto	8	-	-	-	8
TOTALE	76	2	13	194	251

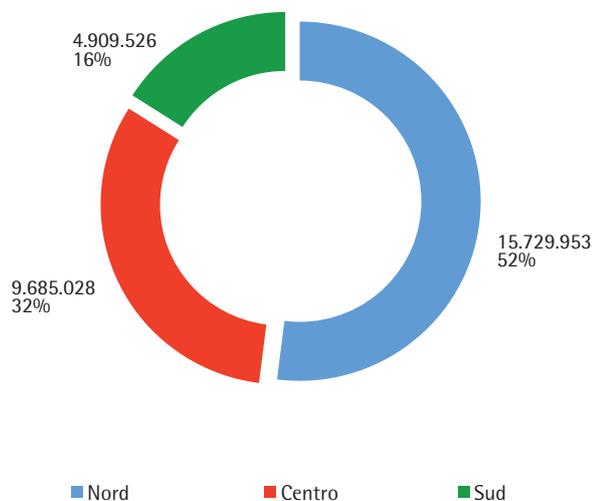
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

TAV. 4.15

Popolazione interessata dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità
Abitanti

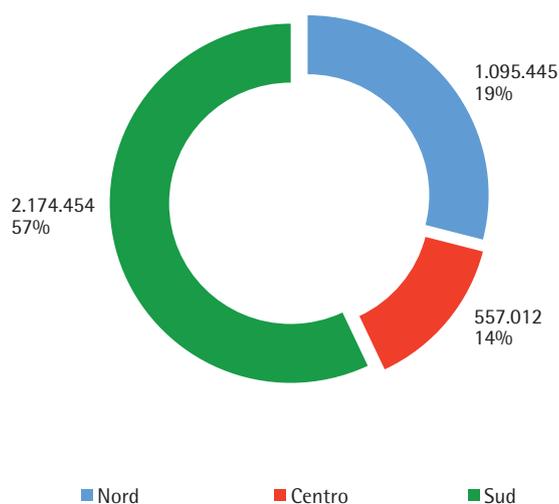
REGIONE	APPROVAZIONI EX MTT		APPROVAZIONI EX MTC		TOTALE
	TETA COERENTE CON PEF	TETA APPROVATI PER GESTIONI EX CIPE	TETA 0,9	TETA 1	
Abruzzo	542.822	-	5.588	66.959	615.369
Basilicata	587.517	-	-	-	587.517
Calabria	-	-	-	1.410	1.410
Campania	-	1.112.263	222.407	91.695	1.426.365
Emilia Romagna	3.086.099	-	-	4.650	3.090.749
Friuli Venezia Giulia	662.386	-	-	-	662.386
Interregionale Lemene	154.800	-	-	-	154.800
Lazio	3.842.990	15.469	222.414	153.074	4.233.947
Liguria	882.128	153.760	45.903	18.809	1.100.600
Lombardia	5.552.390	359.997	85.489	401.235	6.399.111
Marche	853.078	-	-	19.901	872.979
Molise	-	32.500	1.475	38.438	72.413
Piemonte	3.478.857	-	5.729	19.873	3.504.459
Puglia	4.060.595	-	-	-	4.060.595
Sicilia	261.414	-	139.689	606.990	1.008.093
Toscana	3.543.661	-	1.194	-	3.544.855
Umbria	902.477	-	-	-	902.477
Veneto	1.913.293	-	-	-	1.913.293
TOTALE	30.324.507	1.673.989	729.888	1.423.034	34.151.418

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

**FIG. 4.8**

Distribuzione geografica dei Teta approvati dall'Autorità ex MTT
Abitanti

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

**FIG. 4.9**

Distribuzione geografica dei Teta approvati e determinati d'ufficio dall'Autorità ex MTC
Abitanti

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

Gli aggiornamenti tariffari sopra menzionati sono stati approvati in esito a una valutazione di coerenza tra la proposta tariffaria ricevuta dal soggetto competente e gli interventi, risultanti dagli atti e dai documenti trasmessi, ritenuti prioritari per il raggiungimento degli obiettivi, nazionali ed europei, di qualità ambientale e della risorsa, quali, per esempio:

- interventi destinati alla tutela della risorsa idrica e al superamento delle procedure di infrazione relative alle direttive comunitarie, con particolare riferimento alla

- realizzazione di opere per il miglioramento dei sistemi di collettamento fognario e alla implementazione delle capacità di depurazione degli impianti esistenti;
- opere di interconnessione dell'acquedotto e interventi di salvaguardia delle fonti di approvvigionamento;
- interventi su serbatoi, captazioni e grandi adduttrici;
- ricerca e riduzione delle perdite di rete;
- ammodernamento del parco contatori;
- interventi finalizzati all'emergenza idrica;
- estensione della rete di telecontrollo, al fine di regolare e monitorare il funzionamento degli impianti, di governare

l'efficienza energetica degli stessi, in particolare di quelli fognari e depurativi, e, nel caso della rete acquedottistica, di monitorare e migliorare le prestazioni della rete.

Come visto in precedenza (Tav. 4.13), con riferimento alle gestioni ex MTT, l'Autorità ha approvato un incremento tariffario medio del 3,4%, applicato a 30.324.507 abitanti,

ritenuto coerente con gli investimenti programmati dagli Enti d'ambito per il 2013 e quantificati, al netto dei contributi a fondo perduto, in 1.282.663.084 € (ossia 42,3 € *pro capite*, come evidenziato nella tavola 4.16), con un incremento del 4,3% rispetto agli interventi pianificati per l'anno precedente.

TAV. 4.16

Investimenti sottostanti all'aggiornamento dei Piani economico-finanziari per le gestioni ex MTT

	UNITÀ DI MISURA	2012	2013
Investimenti al lordo dei contributi	€	1.519.961.814	1.527.531.662
Contributi	€	291.605.719	244.868.578
Investimenti al netto dei contributi	€	1.229.718.990	1.282.663.084
Investimenti netti <i>pro capite</i>	€/ab.	40,55	42,30

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

Al riguardo, con riferimento alla voce "Investimenti netti *pro capite*", si ritiene utile precisare che il valore medio della spesa per il 2012 potrebbe risultare, a livello nazionale, inferiore a quello riportato nella tavola 4.16, a seguito dell'aggiunta dei valori corrispondenti alle gestioni non approvate, a quelle penalizzate e a quelle escluse dall'aggiornamento tariffario. Infatti, a titolo esemplificativo, si segnala che i dati trasmessi ai fini del nuovo ciclo di approvazioni tariffarie (riferiti a un panel di gestori diverso da quello interessato dalle approvazioni tariffarie per gli anni 2012 e 2013) portano a quantificare un valore degli investimenti realizzati nel 2012, comprensivo dei contributi pubblici, pari a 34,06 € *pro capite*.

Proposte tariffarie 2012 e 2013 in fase di verifica

L'insieme delle gestioni che non sono state interessate da puntuali atti di approvazione delle tariffe per gli anni 2012 e 2013 da parte dell'Autorità presenta situazioni differenziate, riconducibili a:

- casi in cui gli Enti d'ambito o gli altri soggetti competenti hanno adottato delibere che prevedono incrementi dei costi superiori alla soglia massima consentita dalla regolazione, restando soggetti alle istruttorie già in corso, ai sensi del comma 7.1 della delibera 585/2012/R/idr e del comma 5.1 della delibera 88/2013/R/idr, finalizzate ad accertare la validità dei dati forniti

e l'efficienza del servizio di misura;

- casi in cui sono state presentate determinazioni tariffarie per gli anni 2012 e 2013 che rispettano il previsto limite alla variazione del moltiplicatore tariffario, ma per i quali si sono rilevati problemi specifici e sono conseguentemente in corso verifiche ispettive (in tre realtà gestionali) e approfondimenti ulteriori;
- casi in cui gli Enti d'ambito o gli altri soggetti competenti hanno trasmesso informazioni, ma non hanno adottato alcun atto formale idoneo ad avviare il processo di determinazione delle tariffe per il biennio transitorio;
- casi in cui a una carenza di atti deliberativi e di indirizzo che formalizzino gli obiettivi della collettività interessata, si sommano rilevanti carenze riguardanti i dati e le informazioni trasmesse.

Con particolare riferimento alle 137 gestioni ricadenti nell'ambito di applicazione dell'MTT (78 delle quali sono state interessate dai provvedimenti di approvazione dell'Autorità di cui si è detto), risulta che (Tav. 4.17):

- per 48 gestioni (9.341.978 abitanti serviti) i relativi soggetti competenti hanno predisposto moltiplicatori tariffari superiori al *cap* di cui al comma 7.1 della delibera 585/2012/R/idr;
- per nove gestioni (5.358.434 abitanti serviti) le relative proposte

di aggiornamento tariffario non sono state ritenute approvabili per ragioni riconducibili a problemi specifici;

- per due gestioni gli approfondimenti istruttori hanno trovato positiva conclusione soltanto di recente.

	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE SERVITA (AB.)	NUMERO COMUNI SERVITI
Totale ϑ deliberati dall'Autorità	78	30.324.507	3.266
ϑ sopra <i>cap</i>	48	9.341.978	1.359
ϑ non approvabili per problemi specifici	9	5.358.434	775
ϑ approvabili	2	659.529	99
TOTALE	137	45.684.447	5.499

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

Per quanto riguarda le 968 gestioni ricadenti nell'ambito di applicazione dell'MTC (458 delle quali sono state interessate da provvedimenti di approvazione dell'Autorità o da determinazioni d'ufficio), risulta che (Tav. 4.18):

- per 58 gestioni (1.535.499 abitanti serviti) sono stati predisposti moltiplicatori tariffari superiori al *cap* di cui

al comma 5.1 della delibera 88/2013/R/idr;

- per 414 gestioni (2.767.838 abitanti serviti) gli atti, i dati e le informazioni fornite risultano incompleti e carenti;
- per 38 gestioni (1.483.817 abitanti serviti) le relative proposte di aggiornamento tariffario non sono state ritenute approvabili per ragioni riconducibili a problemi specifici.

	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE SERVITA (AB.)	NUMERO COMUNI SERVITI
Totale ϑ deliberati dall'Autorità	458	3.826.911	583
ϑ sopra <i>cap</i>	58	1.535.499	210
ϑ non approvabili per problemi specifici	38	1.483.817	120
Invi di documentazione insufficiente	414	2.767.838	568
TOTALE	968	9.614.065	1.481

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

Considerando le risultanze parziali delle istruttorie in corso, a livello nazionale (con riferimento a una popolazione di 58.277.464 abitanti) è prospettabile un incremento tariffario del 3,7% rispetto ai dati del 2012, corrispondente a un valore medio del moltiplicatore tariffario pari a 1,036 per il 2012 e a 1,076 per il 2013.

Proposte tariffarie 2014-2015

Con la delibera 643/2013/R/idr, l'Autorità ha adottato il

Metodo tariffario idrico (MTI) per gli anni 2014 e 2015.

Si tratta di un metodo che è stato basato su quattro tipi di schemi regolatori (Tav. 4.19) che gli Enti d'ambito o gli altri soggetti competenti decidono di selezionare ai fini del computo tariffario, in ragione del fabbisogno di investimenti per i prossimi quattro anni (in rapporto al valore delle infrastrutture esistenti) e dei costi operativi necessari al raggiungimento degli obiettivi specifici, individuati per il territorio di competenza.

TAV. 4.17

Proposte tariffarie MTT:
dati di sintesi

TAV. 4.18

Proposte tariffarie MTC:
dati di sintesi

TAV. 4.19

Matrice di schemi regolatori

		Nessuna variazione di obiettivi o attività del gestore	Presenza di variazioni negli obiettivi o nelle attività del gestore
Investimenti	$\frac{\sum_{2014}^{2017} IP_t^{exp}}{RAB_{MTT}} \leq 0,5$	Quadrante I	Quadrante II
	$\frac{\sum_{2014}^{2017} IP_t^{exp}}{RAB_{MTT}} > 0,5$	Quadrante III	Quadrante IV

Fonte: Delibera 643/2013/R/idr.

In particolare, l'MTI prevede che i soggetti competenti, dopo aver definito gli obiettivi specifici, cui associare un fabbisogno di spesa per investimenti individuato secondo esigenze oggettive e indifferibili, selezionino le regole di determinazione tariffaria applicabili al tipo di schema regolatorio corrispondente al quadrante prescelto, adottando contestualmente il proprio "specifico schema regolatorio", composto dai seguenti atti:

- il Programma degli interventi, con esplicitazione degli obiettivi e dei connessi interventi che si rende necessario realizzare, puntualmente definiti per il periodo 2014-2017;
- il Piano economico-finanziario, con esplicitazione del Vincolo ai ricavi e del moltiplicatore tariffario Φ ;
- la convenzione di gestione, contenente gli aggiornamenti necessari a recepire la disciplina introdotta.

La richiamata delibera 643/2013/R/idr fissa al 31 marzo 2014 il termine entro cui i soggetti competenti sono tenuti a trasmettere

all'Autorità, ai fini dell'approvazione tariffaria per gli anni 2014 e 2015, gli atti e i dati previsti¹⁵.

Da una prima analisi della documentazione ricevuta e recepita nel database dell'Autorità – cui seguiranno i dovuti approfondimenti istruttori, anche con l'eventuale invio di richieste di chiarimento specifiche – all'inizio del mese di maggio 2014 risulta che (Tav. 4.20)¹⁶:

- 31 Enti d'ambito (su 77 iscritti all'anagrafica dell'Autorità) sembrano aver ottemperato ai citati obblighi di predisposizione tariffaria, nelle forme e modalità previste, ivi compresa la trasmissione degli atti deliberativi di predisposizione tariffaria, ovvero di approvazione dell'aggiornamento del Piano economico-finanziario. Le proposte tariffarie pervenute riguardano 89 gestioni, che erogano il servizio a 26.392.843 abitanti;
- con riferimento a due Enti d'ambito, per i quali sta per essere avviata apposita istruttoria, è stata presentata, da parte dei rispettivi due gestori, istanza di aggiornamento tariffario ai sensi del comma 5.5 della delibera 643/2013/R/idr.

¹⁵ Si rammenta che, ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità, i soggetti competenti sono tenuti a trasmettere lo specifico schema regolatorio inviando:

- il Programma degli interventi;
- il Piano economico-finanziario, esplicitando il Vincolo ai ricavi e il moltiplicatore tariffario Φ che ciascun gestore dovrà applicare negli anni 2014 e 2015;
- una relazione di accompagnamento che ripercorra la metodologia applicata;
- l'atto o gli atti deliberativi di predisposizione tariffaria, ovvero di approvazione dell'aggiornamento del Piano economico-finanziario;
- l'aggiornamento dei dati necessari secondo le previste modalità.

¹⁶ Sono escluse le informazioni prodotte da:

- quattro Enti d'ambito che hanno inviato (con riferimento a sei gestori) un set documentale incompleto, in un caso carente della prevista delibera di approvazione della proposta tariffaria, negli altri tre casi privo di Programma degli interventi, Piano economico-finanziario, relazione di accompagnamento e relativi atti di approvazione (si è avuto l'invio dei soli dati tecnici, economici e patrimoniali).
- Sei Enti d'ambito che non hanno trasmesso la relativa proposta tariffaria in tempo utile alla redazione della presente trattazione.

TAV. 4.20

REGIONE	ENTI D'AMBITO ISCRITTI IN ANAGRAFICA AEEGSI	ENTI D'AMBITO INTERESSATI DA PROPOSTA TARIFFE 2014-2015	GESTIONI INTERESSATE DA PROPOSTE TARIFFE 2014-2015	POPOLAZIONE INTERESSATA DA PROPOSTE TARIFFE 2014-2015
Abruzzo	6 ^(A)	-	-	-
Basilicata	1	1	1	549.134
Calabria	1	-	-	-
Campania	4	1	1	1.437.380
Emilia Romagna	1	1	16	4.316.282
Friuli Venezia Giulia	4	3	5	582.353
Interregionale Lemene	1	-	-	-
Lazio ^(B)	5	2	2	4.088.806
Liguria	5	1	1	882.128
Lombardia	13	2	3	3.222.057
Marche	5	3	11	1.049.018
Molise	1	-	-	-
Piemonte	6	6	26	4.283.475
Puglia ^(B)	1	1	1	4.021.160
Sardegna	1	1	1	1.596.242
Sicilia	9	2	2	613.467
Toscana	1	1	7	3.656.644
Umbria	3 ^(A)	3	3	905.340
Valle d'Aosta	1	-	-	-
Veneto	8	5	11	2.692.517
TOTALE	77	33	91	33.896.003

Proposte tariffarie trasmesse all'Autorità per gli anni 2014 e 2015 (gestioni e popolazione coinvolta)

(A) Enti d'ambito iscritti nell'anagrafica. Come visto in precedenza, le leggi regionali di Abruzzo e Umbria prevedono la costituzione di un ATO unico (in luogo dei precedenti sei ATO per l'Abruzzo e tre ATI per l'Umbria); tuttavia i rispettivi Enti d'ambito a oggi non risultano ancora operativi.

(B) Regione per la quale sono incluse le prime istanze dei gestori ricevute e in fase di analisi.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati forniti dagli Enti d'ambito.

Analisi delle decisioni degli Enti d'ambito

Seguendo l'impostazione assunta dall'MTI, con gli atti e i provvedimenti adottati dagli Enti d'ambito e dai soggetti competenti è possibile trarre alcune prime indicazioni sulle eventuali linee evolutive del settore idrico.

Con riferimento ai 91 gestori in considerazione, risulta che (Tav. 4.21):

- per 39 gestioni le amministrazioni competenti¹⁷ hanno individuato esigenze di investimento contenute rispetto a quanto realizzato in passato ($\frac{\sum_{2014}^{2017} IP_t^{exp}}{RAB_{MTT}} \leq 0,5$) collocandosi nel Quadrante I (35 gestori) o nel Quadrante II (quattro gestori), a seconda dell'invarianza o meno degli obiettivi specifici e/o del perimetro di attività svolta. In tal caso, il limite massimo alla variazione del moltiplicatore tariffario ϑ , rispetto all'anno precedente, è fissato pari al 6,5%¹⁸;

¹⁷ In due casi si tratta di istanze dei gestori.

¹⁸ Il comma 9.3, dell'Allegato A della delibera 643/2013/R/idr, prevede, nei Quadranti I e II, il seguente limite al moltiplicatore tariffario:

$$\frac{\vartheta^a}{\vartheta^{a-1}} \leq (1 + rpi + K)$$

- per 52 gestioni le amministrazioni competenti hanno programmato un elevato fabbisogno di investimenti nei prossimi quattro anni rispetto alla valorizzazione delle immobilizzazioni pregresse ($\frac{\sum_{2014}^{2017} IP_t^{exp}}{RAB_{MTT}} > 0,5$), collocandosi nel Quadrante III (45 gestori) o nel Quadrante IV (sette gestori), a parità o meno di obiettivi specifici e di territorio servito/servizi offerti. In tal caso, il limite massimo alla variazione del moltiplicatore tariffario ϑ , rispetto all'anno

precedente, è stabilito pari al 9,0%¹⁹.

Oltre alla correttezza e alla veridicità dei dati e delle informazioni trasmesse, l'Autorità verificherà che detti incrementi risultino coerenti con gli obiettivi stabiliti da ciascun soggetto competente, nonché con la quantificazione del conseguente fabbisogno di investimenti, come risultante dal Programma degli interventi, quale parte integrante della proposta tariffaria medesima.

TAV. 4.21

Dati di sintesi sulle predisposizioni tariffarie 2014-2015

Totale soggetti competenti	33
Totale popolazione (abitanti)	33.896.003
Totale gestioni	91
di cui:	
in Quadrante I	35
in Quadrante II	4
in Quadrante III	45
in Quadrante IV	7

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati forniti dagli Enti d'ambito.

In particolare, pur con le differenze territoriali evidenziate nella tavola 4.22, si registra:

- per 9.575.336 abitanti (serviti dai 39 gestori per i quali si applicano le regole di calcolo di cui ai Quadranti I e II, figura 4.10) un contenuto fabbisogno di investimenti (rispetto

alla RAB esistente), quantificato in 1.373.675.967 € per il prossimo quadriennio;

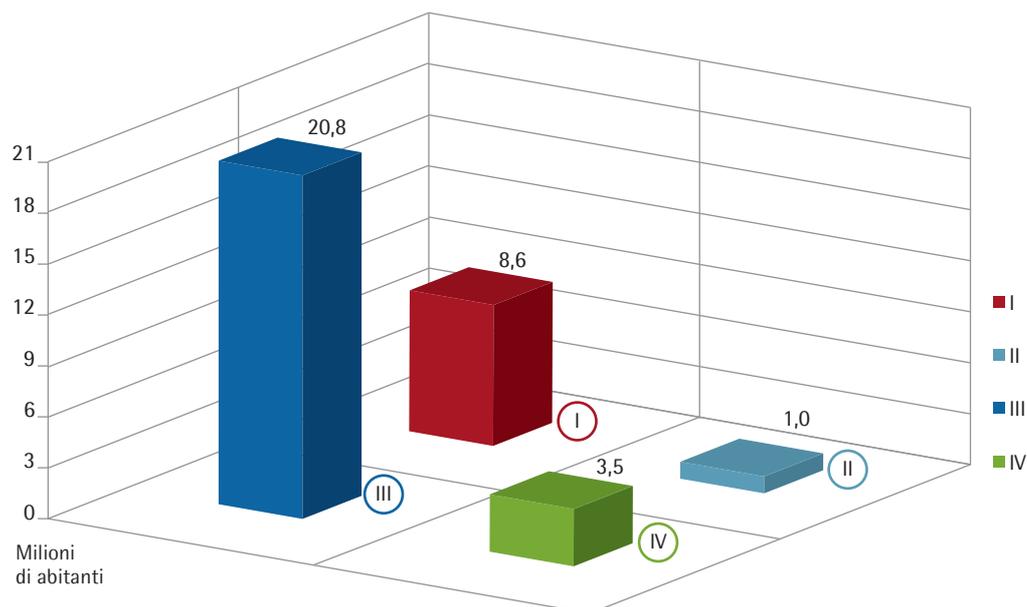
- per 24.320.667 abitanti (serviti dai 52 gestori per i quali si applicano le regole di calcolo di cui ai Quadranti III e IV, figura 4.10) un rilevante fabbisogno di investimenti (rispetto alla RAB esistente), quantificato in 3.027.638.001 € per i prossimi quattro anni.

¹⁹ Il comma 9.3, dell'Allegato A della delibera 643/2013/R/idr, prevede, nei Quadranti III e IV, il seguente limite al moltiplicatore tariffario: $\frac{\vartheta^a}{\vartheta^{a-1}} \leq [1 + rpi + (1+\gamma) \times K]$ dove $rpi=1,5\%$, $K=5\%$ e $\gamma = 0,5$.

$$\frac{\vartheta^a}{\vartheta^{a-1}} \leq [1 + rpi + (1+\gamma) \times K]$$

FIG. 4.10

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



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati forniti dagli Enti d'ambito.

AREA GEOGRAFICA	QUADRANTE I E II			QUADRANTE III E IV		
	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	INVESTIMENTI NEI PROSSIMI QUATTRO ANNI (€)	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	INVESTIMENTI NEI PROSSIMI QUATTRO ANNI (€)
Nord-Ovest	10	3.801.422	518.455.757	20	4.586.238	630.003.676
Nord-Est	21	5.070.313	789.607.831	11	2.520.839	446.771.737
Centro	8	703.601	65.612.379	15	8.996.207	1.251.704.647
Sud	-	-	-	3	6.007.674	542.197.881
Isole	-	-	-	3	2.209.709	156.960.060
TOTALE CAMPIONE	39	9.575.336	1.373.675.967	52	24.320.667	3.027.638.001

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati forniti dagli Enti d'ambito.

TAV. 4.22

Fabbisogno di investimenti per area geografica sottostante le predisposizioni tariffarie 2014-2015, suddiviso per quadrante d'appartenenza

Le prime indicazioni che sono state brevemente schematizzate in questo paragrafo sembrano confermare i presupposti che hanno orientato l'Autorità nell'adozione della nuova regolazione idrica: la rilevante esigenza di investimenti, rispetto allo stock di infrastrutture realizzato in passato, e incluso nel *Regulatory Asset Base* del settore, ha condotto una parte significativa di Enti d'ambito, ampiamente maggioritaria per popolazione interessata, a predisporre schemi regolatori che prevedano un'importante spesa per investimenti.

Istanze inviate dai gestori

La procedura di approvazione dell'MTI (comma 5.5 della delibera 643/2013/R/idr e seguenti) prevede la possibilità per i gestori, in caso di inerzia degli Enti d'ambito, di trasmettere istanza di aggiornamento tariffario recante lo schema regolatorio, redatto conformemente ai criteri previsti dal provvedimento, e di darne comunicazione all'Autorità.

In tali casi, è previsto che l'Autorità diffida gli Enti d'ambito o gli altri soggetti competenti ad adempiere entro i successivi 30 giorni.

Decorso tale termine, l'istanza si intende accolta ai sensi dell'art. 20 della legge 7 agosto 1990, n. 241, ed è sottoposta all'Autorità ai fini della sua valutazione e approvazione.

Alla fine del mese di maggio, l'Autorità ha ricevuto 118 istanze di aggiornamento tariffario ai sensi del comma 5.5 della delibera 643/2013/R/idr, suddivise territorialmente come illustrato nella tavola 4.23.

TAV. 4.23

Istanze di aggiornamento tariffario	AREA GEOGRAFICA	NUMERO GESTORI ISTANTI	NUMERO GESTORI ISTANTI RIMANENTI
	Centro	21	11
	Isole	21	19
	Nord-Est	2	1
	Nord-Ovest	61	53
	Sud	13	13
	TOTALE COMPLESSIVO	118	97

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati forniti dagli Enti d'ambito.

È possibile evidenziare, tuttavia, che per 21 delle 118 gestioni sopra dette, il relativo Ente d'ambito ha successivamente

provveduto a inviare le relazioni e le necessarie delibere di predisposizione tariffaria.

Prime approvazioni tariffarie 2014 e 2015

A partire dal 16 maggio 2014, l'Autorità ha iniziato il processo di approvazione, a seguito di istruttoria, delle tariffe per le annualità 2014-2015 ai sensi dell'MTI.

Alla data del 30 maggio 2014 sono state approvate le tariffe per cinque gestioni, operanti in quattro ATO; inoltre, la proposta tariffaria relativa a una ulteriore gestione è stata sottoposta al Collegio dell'Autorità per l'approvazione (Tav. 4.24).

TAV. 4.24

Proposte tariffarie ex MTI approvate dall'Autorità	AREA GEOGRAFICA	QUADRANTE I E II				QUADRANTE III E IV					
		NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE (AB.)	INCREMENTO TARIFFARIO MEDIO ANNUO		INVESTIMENTI NEI PROSSIMI QUATTRO ANNI (€)	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE (AB.)	INCREMENTO TARIFFARIO MEDIO ANNUO		INVESTIMENTI NEI PROSSIMI QUATTRO ANNI (€)
				2014	2015				2014	2015	
Nord-Ovest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Nord-Est	2	256.727	4,8%	2,6%	24.231.508	1	94.572	6,8%	4,9%	27.614.000	
Centro	1	232.892	6,4%	4,5%	20.666.462	2	672.448	4,6%	5,8%	64.881.854	
Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Isole	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTALE CAMPIONE	3	489.619	5,6%	3,5%	44.897.970	3	767.020	4,8%	5,7%	92.495.854	

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati forniti dagli Enti d'ambito.

Restituzione e remunerazione del capitale investito – Alcuni dati

Con riferimento all'ammontare di remunerazione del capitale relativo al periodo 21 luglio – 31 dicembre 2011 da restituire agli utenti, l'Autorità ha stabilito che lo stesso dovesse essere elaborato dagli Enti d'ambito seguendo dei precisi criteri fissati dall'Autorità, nel rispetto del principio del *full cost recovery* e in continuità con le regole tariffarie già previste per il periodo transitorio 2012-2013.

Gli importi quantificati dagli Enti d'ambito e verificati dall'Autorità determinano un ammontare del rimborso, da corrispondere a

13.920.306 utenti domestici, mediamente pari a 3,90 €/utente (con un valore massimo pari a 41,41 €/utente, determinato dalla AATO della Provincia di Genova).

Inoltre, per gli Enti d'ambito che non hanno trasmesso all'Autorità né la richiesta di quantificazione, né altre informazioni utili – anche a seguito dell'intimazione loro inviata – si è proceduto a quantificare forfettariamente la quota che ogni gestore presente sul territorio del relativo ATO è tenuto a restituire a ciascun consumatore finale, ponendo la medesima pari a 4,92 €/utente.

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

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
Direzione Osservatorio, Vigilanza e Controlli
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



