



Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2006

VOLUME I Stato dei servizi

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Alessandro Ortis

presidente

Tullio Maria Fanelli

componente

Capitolo 1.**Contesto internazionale e nazionale**

pag. 2

Quadro economico ed energetico nel 2005

pag. 3

Mercato internazionale del petrolio nel 2005 e prospettive per il 2006

pag. 3

Mercato internazionale del gas naturale

pag. 7

Mercato internazionale del carbone

pag. 8

Domanda e offerta di energia in Italia nel 2005

pag. 10

Sicurezza degli approvvigionamenti

pag. 12

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

pag. 17

Prezzi dell'energia elettrica

pag. 18

Prezzi del gas

pag. 23

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

pag. 28

Capitolo 2.**Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico**

pag. 30

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2005

pag. 31

Mercato e concorrenza

pag. 35

Struttura dell'offerta di energia elettrica

pag. 35

Infrastrutture elettriche

pag. 44

Mercato all'ingrosso

pag. 47

Mercato finale libero

pag. 56

Mercato finale vincolato

pag. 60

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

pag. 61

Tariffe del mercato vincolato

pag. 62

Qualità del servizio

pag. 70

Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

pag. 70

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

pag. 73

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

pag. 76

Capitolo 3.

Struttura, prezzi e qualità nel settore del gas

pag. 78

Domanda e offerta di gas naturale nel 2005

pag. 79

Mercato e concorrenza

pag. 82

Struttura dell'offerta di gas

pag. 82

Infrastrutture del gas

pag. 88

Mercato all'ingrosso del gas

pag. 95

Mercato finale al dettaglio

pag. 100

Prezzi e tariffe

pag. 109

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

pag. 109

Prezzi del mercato libero

pag. 113

Condizioni economiche di riferimento

pag. 114

Qualità del servizio

pag. 118

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

pag. 118

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

pag. 124

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna

pag. 127

Tav. 1.1	Bilancio dell'energia in Italia nel 2005	pag. 10
Tav. 1.2	Grado di esposizione a rischi di interruzione degli approvvigionamenti di gas naturale e di elettricità	pag. 14
Tav. 1.3	Bilancio del gas naturale nei paesi dell'ex Urss	pag. 16
Tav. 1.4	Prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze domestiche	pag. 19
Tav. 1.5	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze domestiche	pag. 20
Tav. 1.6	Prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze industriali	pag. 21
Tav. 1.7	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze industriali	pag. 22
Tav. 1.8	Prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze domestiche	pag. 24
Tav. 1.9	Variazioni dei prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze domestiche	pag. 25
Tav. 1.10	Prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze industriali	pag. 26
Tav. 1.11	Variazioni dei prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze industriali	pag. 27
Tav. 1.12	Incidenza fiscale nei prezzi del gas naturale per tipologia di consumo	pag. 27
Tav. 1.13	Piani di allocazione nazionali ed emissioni 2005	pag. 29
Tav. 2.1	Bilancio degli operatori del mercato elettrico nel 2005	pag. 33
Tav. 2.2	Produzione lorda per fonte 1998-2005	pag. 35
Tav. 2.3	Contributo dei primi operatori nazionali alla generazione termoelettrica per fonte	pag. 38
Tav. 2.4	Contributo dei primi operatori nazionali alla generazione per fonte rinnovabile	pag. 39
Tav. 2.5	Ritiri obbligati del GRTN	pag. 39
Tav. 2.6	Dettaglio dei ritiri di energia da fonti assimilate negli anni 2002-2005	pag. 40
Tav. 2.7	Dettaglio degli impianti rinnovabili nuovi in convenzione CIP6 per gli anni 2002-2005	pag. 40
Tav. 2.8	Costi totali dei ritiri obbligati nel 2005	pag. 40
Tav. 2.9	Dettaglio costi e quantità incentivate in CIP6 per fonte	pag. 41
Tav. 2.10	Destinazione della capacità d'importazione 2006	pag. 44
Tav. 2.11	Cessione di porzioni di rete da parte di Enel Distribuzione	pag. 46
Tav. 2.12	Cessione completa dell'attività di distribuzione a Enel	pag. 47
Tav. 2.13	Assegnazione di capacità CIP6 2005-2006	pag. 54
Tav. 2.14	Assegnazione dei diritti CIP6	pag. 55
Tav. 2.15	Mercato potenziale al 31 dicembre 2005	pag. 56
Tav. 2.16	Mercato libero al 31 dicembre 2005	pag. 57
Tav. 2.17	Grado di conoscenza della liberalizzazione	pag. 58
Tav. 2.18	Metodo di conoscenza della liberalizzazione	pag. 58
Tav. 2.19	Comportamento di fronte alla liberalizzazione	pag. 59
Tav. 2.20	Confronto della tariffa media per i servizi di trasmissione e distribuzione al netto delle imposte e delle componenti A per le diverse tipologie contrattuali	pag. 61
Tav. 2.21	Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico gennaio - dicembre 2005	pag. 63
Tav. 2.22	Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente Unico gennaio - dicembre 2005	pag. 63
Tav. 2.23	Contratti differenziali "a due vie" - Seconda e terza asta 2006	pag. 64
Tav. 2.24	Contratti differenziali "a due vie" - Quarta asta 2006	pag. 64
Tav. 2.25	Approvvigionamenti dell'Acquirente Unico previsti per l'anno 2006	pag. 64

Tav. 2.26	Coperture sulla volatilità dei prezzi <i>strike</i> dell'Acquirente Unico previsti per l'anno 2006	pag. 65
Tav. 2.27	Indici mensili Istat dei prezzi dell'energia elettrica	pag. 66
Tav. 2.28	Interruzioni per cliente in bassa tensione	pag. 72
Tav. 2.29	Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale	pag. 74
Tav. 2.30	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione (domestici e non domestici)	pag. 75
Tav. 2.31	Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico	pag. 77
Tav. 2.32	Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico	pag. 77
Tav. 2.33	Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio elettrico	pag. 77
Tav. 3.1	Bilancio del gas naturale 2005	pag. 80
Tav. 3.2	Produzione di gas naturale in Italia nel 2005	pag. 82
Tav. 3.3	Misure adottate per l'emergenza 2006	pag. 86
Tav. 3.4	Potenziamento dei gasdotti esistenti	pag. 89
Tav. 3.5	Nuovi gasdotti in progetto	pag. 89
Tav. 3.6	Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia	pag. 90
Tav. 3.7	Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2006-2007 al 2011-2012	pag. 91
Tav. 3.8	Disponibilità di stoccaggio in Italia	pag. 92
Tav. 3.9	Conferimenti di capacità di stoccaggio relativi al servizio di modulazione ciclica	pag. 92
Tav. 3.10	Istanze di concessione di stoccaggio al marzo 2006	pag. 92
Tav. 3.11	Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al 31 marzo 2006	pag. 94
Tav. 3.12	Gas naturale distribuito per regione	pag. 95
Tav. 3.13	Attività dei grossisti nel periodo 2002 - 2005	pag. 96
Tav. 3.14	Vendite dei maggiori grossisti nel 2005	pag. 97
Tav. 3.15	Attività dei venditori nel periodo 2002-2005	pag. 100
Tav. 3.16	Vendite dei maggiori venditori nel 2005	pag. 101
Tav. 3.17	Situazione cambi di fornitore al 1° giugno 2005	pag. 105
Tav. 3.18	Grado di conoscenza della liberalizzazione	pag. 108
Tav. 3.19	Metodo di conoscenza della liberalizzazione	pag. 108
Tav. 3.20	Comportamento di fronte alla liberalizzazione	pag. 109
Tav. 3.21	Tariffe di trasporto e dispacciamento	pag. 110
Tav. 3.22	Tariffa di rigassificazione per il servizio continuativo per l'utilizzo del terminale di Panigaglia di Gnl Italia	pag. 112
Tav. 3.23	Tariffa di rigassificazione per il servizio su base <i>spot</i> per l'utilizzo del terminale di Panigaglia di Gnl Italia	pag. 112
Tav. 3.24	Corrispettivi unici di stoccaggio facenti parte della tariffa	pag. 112
Tav. 3.25	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale	pag. 112
Tav. 3.26	Indici mensili Istat dei prezzi del gas	pag. 114
Tav. 3.27	Imposte sul gas	pag. 117
Tav. 3.28	Dispersioni suddivise per tipologia	pag. 119

Tav. 3.29	Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2005	pag. 120
Tav. 3.30	Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2005	pag. 121
Tav. 3.31	Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2005	pag. 122
Tav. 3.32	Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2005	pag. 123
Tav. 3.33	Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale	pag. 124
Tav. 3.34	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6	pag. 125
Tav. 3.35	Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori	pag. 127
Tav. 3.36	Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori di gas in funzione della dimensione del distributore	pag. 127
Tav. 3.37	Ripartizione dei distributori in funzione della data di avvio dell'attuazione della delibera n. 40/04	pag. 128
Tav. 3.38	Soddisfazione complessiva per il servizio gas	pag. 129
Tav. 3.39	Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio gas	pag. 129

Fig. 1.1	Andamento del prezzo e dei consumi mondiali di petrolio	pag. 4
Fig. 1.2	Andamento dei prezzi del greggio e dei principali prodotti petroliferi per la generazione termoelettrica	pag. 4
Fig. 1.3	Prezzo del petrolio e capacità inutilizzata nei paesi OPEC	pag. 5
Fig. 1.4	Curve dei prezzi dei contratti future sul Brent (IPE/ICE)	pag. 6
Fig. 1.5	Andamento del consumo di gas naturale	pag. 7
Fig. 1.6	Prezzo medio all'ingrosso del gas naturale in Europa	pag. 8
Fig. 1.7	Consumo mondiale di carbone per area geografica	pag. 9
Fig. 1.8	Prezzo del carbone sui mercati internazionali	pag. 9
Fig. 1.9	Intensità energetica del PIL	pag. 11
Fig. 1.10	Elasticità dell'energia al PIL	pag. 12
Fig. 1.11	Temperature medie e calo delle forniture di gas dalla Russia tra gennaio e marzo 2006	pag. 15
Fig. 1.12	Andamento dei prezzi dell'energia elettrica in Europa	pag. 18
Fig. 1.13	Andamento dei prezzi del gas in Europa	pag. 24
Fig. 2.1	Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda	pag. 36
Fig. 2.2	Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi	pag. 37
Fig. 2.3	Contributo dei principali operatori alla produzione di energia elettrica destinata al consumo	pag. 37
Fig. 2.4	Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2004 e nel 2005	pag. 42
Fig. 2.5	Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2004 e nel 2005	pag. 43
Fig. 2.6	Numero di operatori in vendita e in acquisto sul MGP	pag. 48
Fig. 2.7	Sbilanciamenti a programma	pag. 48
Fig. 2.8	Offerte integrative del GRTN/Terna	pag. 49
Fig. 2.9	Scambi sulla piattaforma di aggiustamento bilaterale	pag. 49
Fig. 2.10	Andamento del PUN	pag. 50
Fig. 2.11	Valore delle transazioni sul MGP	pag. 50
Fig. 2.12	Liquidità e volumi scambiati sul MGP	pag. 51
Fig. 2.13	Rendita da congestione	pag. 51
Fig. 2.14	Andamento di prezzi e quantità sul MA	pag. 52
Fig. 2.15	Prezzo medio sul mercato per il servizio di dispacciamento ex ante	pag. 53
Fig. 2.16	Quantità sul mercato per il servizio di dispacciamento ex ante	pag. 53
Fig. 2.17	Mercato vincolato per tipologia di utente	pag. 60
Fig. 2.18	Consumi finali per tipologia di mercato	pag. 61
Fig. 2.19	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica nei principali paesi europei	pag. 66
Fig. 2.20	Tariffa elettrica media nazionale al netto delle imposte: andamento negli ultimi due anni	pag. 67
Fig. 2.21	Andamento della tariffa elettrica media nazionale e del prezzo del petrolio (Brent dated)	pag. 67
Fig. 2.22	Tariffa elettrica media nazionale al lordo delle imposte	pag. 68
Fig. 2.23	Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione	pag. 70
Fig. 2.24	Numero delle interruzioni lunghe e brevi per cliente in bassa tensione	pag. 71
Fig. 2.25	Numero delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	pag. 71
Fig. 2.26	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale per utente in bassa tensione	pag. 74

Fig. 2.27	Confronto tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti in bassa tensione	pag. 75
Fig. 2.28	Rispetto effettivo dei tempi di risposta e reclami dei clienti finali in bassa tensione (domestici e non domestici)	pag. 76
Fig. 3.1	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1950	pag. 82
Fig. 3.2	Immissioni in rete nel 2005	pag. 83
Fig. 3.3	Importazioni di gas nel 2005 secondo la provenienza	pag. 83
Fig. 3.4	Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2005, secondo la durata intera	pag. 84
Fig. 3.5	Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2005, secondo la durata residua	pag. 84
Fig. 3.6	Svaso del sistema degli stoccaggi nell'inverno 2005-2006	pag. 87
Fig. 3.7	Copertura della domanda di gas nell'inverno 2005-2006	pag. 87
Fig. 3.8	Transazioni nei punti di entrata della rete nazionale nel periodo ottobre 2003 - marzo 2006	pag. 98
Fig. 3.9	Transazioni lato Italia nel periodo ottobre 2003 - marzo 2006	pag. 98
Fig. 3.10	Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero e PSV	pag. 99
Fig. 3.11	Frequenza dei volumi scambiati presso il PSV nel periodo ottobre 2003 - marzo 2006	pag. 99
Fig. 3.12	Variazioni dei prezzi del gas nei principali paesi europei	pag. 115
Fig. 3.13	Composizione della tariffa media nazionale di riferimento del gas naturale negli ultimi due anni	pag. 116
Fig. 3.14	Composizione percentuale della tariffa media nazionale di riferimento del gas naturale al 1° aprile 2006	pag. 116
Fig. 3.15	Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2005	pag. 118
Fig. 3.16	Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione	pag. 119
Fig. 3.17	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale	pag. 124
Fig. 3.18	Confronto tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per tutte le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino a G6	pag. 125
Fig. 3.19	Risposta a reclami dei clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6	pag. 126

•	La liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica secondo l'indagine Energy 2005	pag. 58
•	Emergenza gas 2006: i fatti principali	pag. 85
•	Mercato della vendita di gas naturale ai clienti finali nel 2004	pag. 102
•	La liberalizzazione nel settore del gas secondo l'indagine Energy 2005	pag. 107

1.

Contesto
internazionale
e nazionale

Quadro economico ed energetico nel 2005

Mercato internazionale del petrolio nel 2005 e prospettive per il 2006

Nel 2005, secondo le stime della Banca mondiale, l'attività economica mondiale è cresciuta del 4,4% rispetto al 2004, evidenziando un modesto rallentamento rispetto alla crescita significativa registrata nell'anno precedente (5%). In tale contesto i prezzi delle materie prime, denominati in dollari, sono saliti a ritmi sostenuti: sull'aumento, complessivamente pari al 31%, hanno inciso in modo particolare i prezzi delle *commodity* energetiche che sono cresciuti del 43%. Al netto dei combustibili i prezzi delle materie di base sono aumentati del 6%.

Sui mercati petroliferi internazionali l'espansione della domanda di greggio e di prodotti derivati, a fronte di un'offerta che presenta ancora forti rigidità strutturali, ha mantenuto le quotazioni su livelli storicamente elevati e ha contribuito ad aumentarne la variabilità. Il prezzo medio delle importazioni di petrolio dei paesi OCSE nel 2005 si è attestato in media annua sui 55 \$/barile, mettendo a segno un aumento di oltre il 50% rispetto al 2004. Il prezzo del petrolio ha poi proseguito la sua crescita nei primi mesi del 2006, raggiungendo i massimi storici dei primi anni Ottanta che, ai prezzi di oggi, corrisponderebbero a circa 76 \$/barile.

Nel 2005, in generale, i prezzi dei prodotti petroliferi sui mercati europei si sono mossi in linea con la dinamica del prezzo del greggio *Brent dated* che rappresenta il *benchmark* di prezzo per l'Europa e l'Africa. Particolarmente sostenuta è stata la crescita del prezzo dell'olio combustibile BTZ che ha messo a segno un incre-

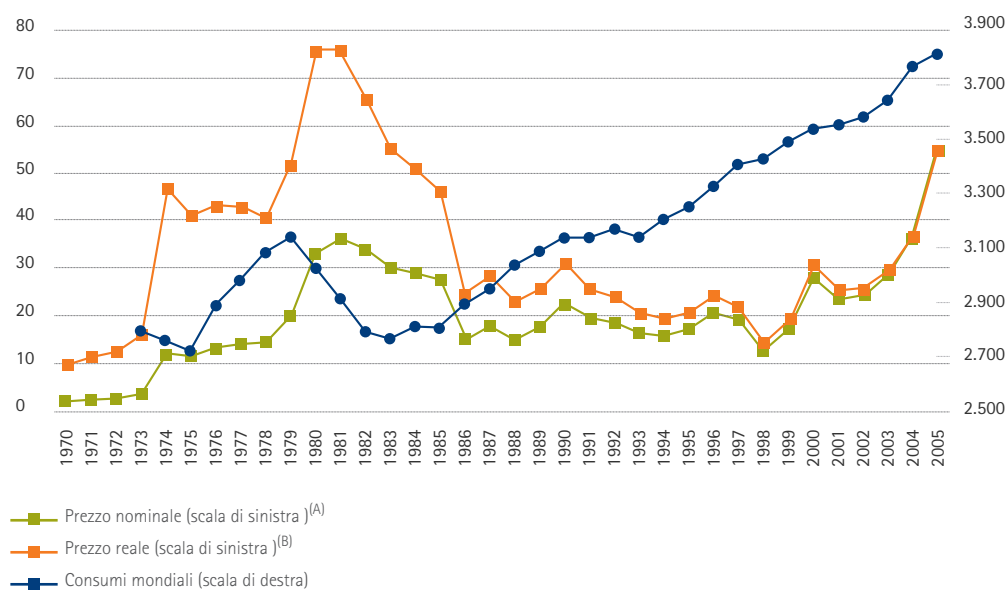
mento del 50% rispetto al 2004, in dollari, a fronte di una crescita del 42% del Brent. Sull'andamento del prezzo del BTZ hanno influito sia fattori congiunturali sia fattori strutturali. Tra i primi sono da annoverare gli effetti degli uragani che hanno colpito la regione del Golfo del Messico, dove hanno causato ingenti danni alla già scarsa capacità di raffinazione. La riduzione di quest'ultima ha creato scarsità di prodotti finiti con il conseguente aumento delle corrispondenti quotazioni. Il fenomeno si è accentuato anche per effetto del contemporaneo rialzo del prezzo del gas (ingenti danni sono stati arrecati dagli uragani anche alle infrastrutture del gas) che ha spinto i produttori di elettricità a bruciare olio combustibile al posto del gas negli impianti di generazione. La forbice tra prezzi dei prodotti petroliferi e prezzi dei greggi è quindi aumentata considerevolmente a settembre per poi ridursi nei mesi successivi anche grazie al recupero della capacità di raffinazione statunitense. In un'ottica di medio periodo vale anche la pena sottolineare come il rapporto tra prezzo dell'olio combustibile e prezzo del greggio, storicamente oscillante intorno allo 0,7, a partire dalla primavera 2004 sia sceso sensibilmente per lo spostamento della domanda verso prodotti più leggeri e a basso contenuto di zolfo, tornando verso la media di lungo periodo solo alla fine dell'estate 2005 (Fig. 1.2).

I prezzi *spot* del greggio verso la fine del 2005, dopo le forti tensioni registrate nei mesi di luglio e agosto, hanno subito un ridi-

FIG. 1.1

Andamento del prezzo e dei consumi mondiali di petrolio

Prezzo in \$/barile e consumi in milioni di tonnellate



A) Prezzo medio *cif* delle importazioni di petrolio dei paesi OCSE.

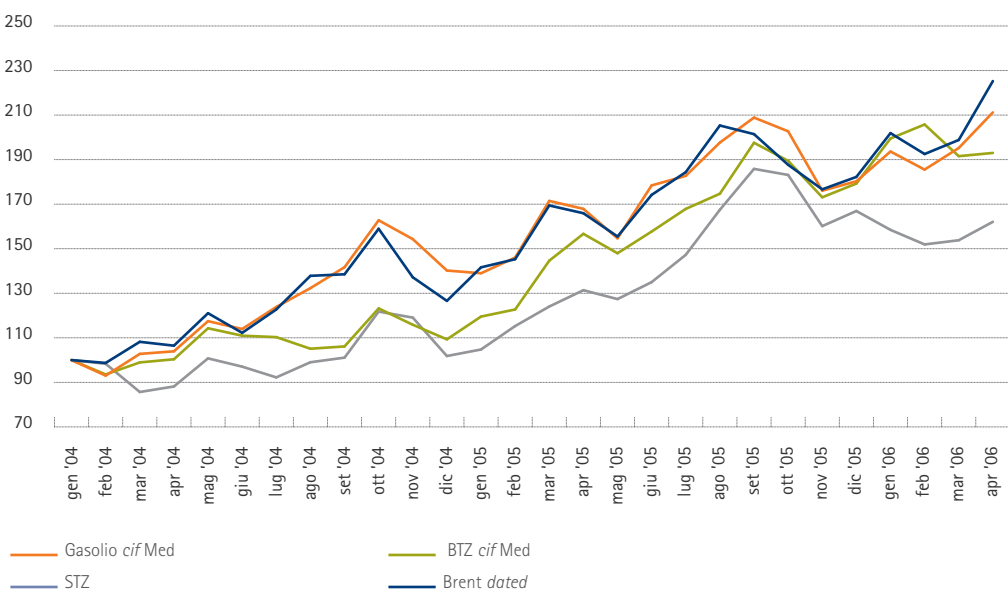
B) Prezzo medio *cif* delle importazioni di petrolio dei paesi OCSE deflazionato con l'indice medio dei prezzi al consumo dei paesi industrializzati ed espresso in dollari 2005.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Unione petrolifera.

FIG. 1.2

Andamento dei prezzi del greggio e dei principali prodotti petroliferi per la generazione termoelettrica

Numeri indice, gennaio 2004=100



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Platts.

mensionamento sia per effetto della pressione esercitata dai fondamentali sia per le temperature superiori ai valori medi stagionali, soprattutto in Europa e nel Nord America, che hanno caratterizzato i mesi di ottobre e novembre, contribuendo a contenere la domanda dei prodotti da riscaldamento. Nei primi mesi del 2006 le tensioni geopolitiche, innescate dalla questione nucleare iraniana e dalle ripetute interruzioni della produzione nigeriana causate

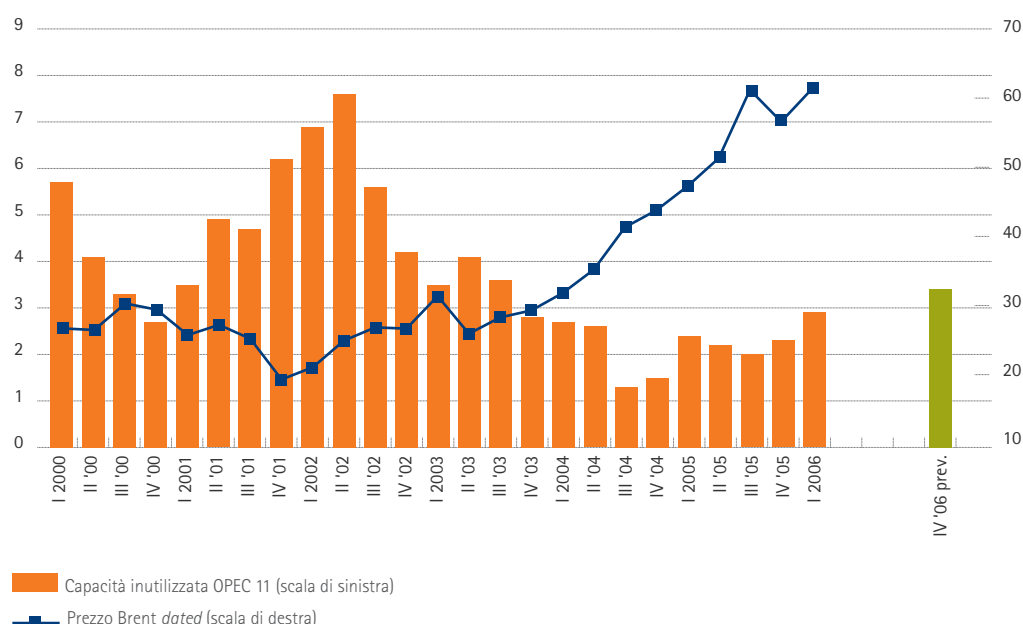
dai sabotaggi agli oleodotti del delta del Niger, hanno spinto nuovamente i prezzi del petrolio sugli elevati livelli raggiunti a fine agosto dello scorso anno.

Sul fronte dell'offerta i segnali di espansione della capacità produttiva dei paesi OPEC, che dagli attuali 32,6 mb/g dovrebbe raggiungere i 33,5 mb/g entro la fine del 2006, prefigurano un allentamento delle tensioni nel medio periodo (Fig. 1.3).

FIG. 1.3

Prezzo del petrolio e capacità inutilizzata nei paesi OPEC

Prezzo in \$/barile
e capacità in Mb/g



Fonte: Elaborazione AEEG su dati AIE.

La domanda mondiale di prodotti petroliferi resta tuttavia sostenuta, soprattutto sui mercati asiatici, e le recenti proiezioni dell'Agenzia internazionale per l'energia (AIE) indicano una crescita attesa dell'1,5% (pari a un incremento di 1,3 mb/g) per il 2006 rispetto al 2005. Complessivamente, quindi, la domanda mondiale di petrolio dovrebbe attestarsi nel 2006 su un valore prossimo a 85 mb/g.

Nonostante un quadro basato sui fondamentali del mercato petrolifero che per il 2006 è più favorevole di quanto non fosse nel 2005, i prezzi dei contratti *future* delle *commodity* energetiche indicano ancora valori molto elevati per i prossimi anni. In particolare, la forte reattività delle quotazioni a lungo termine dei greggi all'andamento dei corrispondenti prezzi *spot*, emersa negli ultimi due anni, è un indicatore indiretto delle difficoltà del mercato a

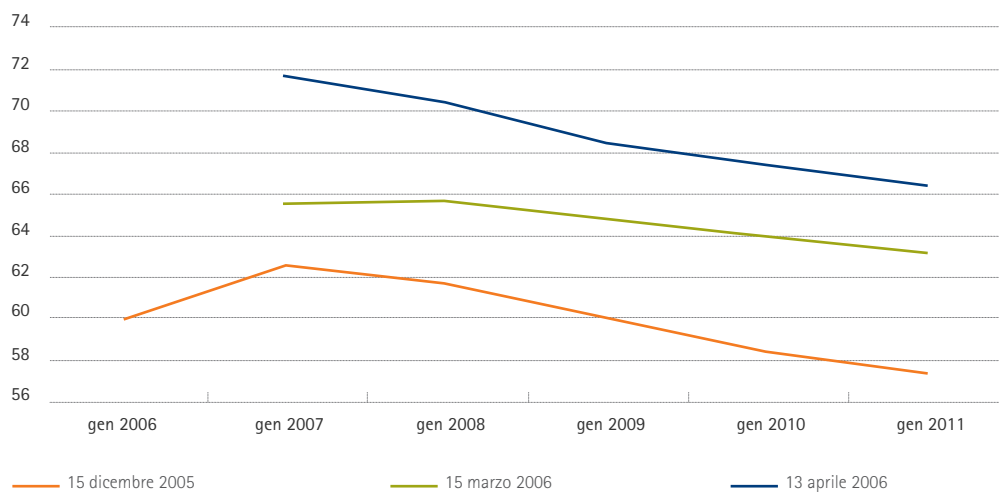
formulare aspettative condivise circa il nuovo livello di equilibrio del prezzo del petrolio.

Nel breve periodo la maggior parte degli analisti prevede livelli di prezzo ancora elevati per il petrolio e sottolinea i rischi dell'offerta connessi con le tensioni geopolitiche che caratterizzano molti paesi OPEC, nonché con la mancata ripresa della produzione nei paesi produttori non OPEC.

Nel medio termine i timori sono focalizzati sulle strategie di investimento delle società petrolifere da più parti accusate di non aver reagito tempestivamente ai prezzi elevati degli ultimi tre anni, oltre che di aver privilegiato sia il pagamento di ricchi dividendi ai propri azionisti sia l'acquisto delle proprie azioni come difesa da possibili acquisizioni ostili. L'indagine biennale condotta da *Lehman Brothers* e *Citigroup* presso 316 società petrolifere ha evi-

FIG. 1.4

Curve dei prezzi
dei contratti *future* sul
Brent (IPE/ICE)
\$/barile



Fonte: Elaborazione AEEG su dati IPE/ICE.

denziato, nel 2005, una crescita nominale degli investimenti nelle attività *upstream* pari al 20% rispetto all'anno precedente, la quale potrebbe proseguire nel 2006 con un tasso atteso intorno al 14-15%. Tali incrementi, per quanto positivi, appaiono tuttavia del tutto inadeguati a determinare un effetto significativo sui prezzi dei mercati petroliferi. Infatti, in termini reali, questa spesa avrà un impatto minore rispetto al passato, sia perché i nuovi giacimenti hanno una dimensione mediamente più piccola di quelli già attivi, sia a causa dei maggiori costi connessi con la mancanza di personale qualificato e di macchinari per le attività estrattive, che rappresenta l'eredità del periodo a cavallo tra gli anni Ottanta e Novanta del *contrashock* petrolifero.

A parziale spiegazione del comportamento delle società petrolifere, che sono comunque tra i primi beneficiari dell'alto livello dei prezzi, vi è la nuova ondata di nazionalizzazioni realizzata nei principali paesi produttori. Tale fenomeno ha accentuato la distorsione determinata dallo squilibrato rapporto diretto tra società petrolifere e Stati sovrani. In particolare il limitato accesso consentito dai paesi produttori alle aree di estrazione a minor costo, se da una parte spinge le società petrolifere verso zone a minor rischio geopolitico, dall'altra tende a circoscrivere l'entità del loro impegno economico, per il timore che, nel lungo termine, questi investimenti possano essere spiazzati dalle produzioni a basso costo degli Stati produttori.

Per rimuovere ogni ragionevole giustificazione all'insufficiente livello di investimenti delle società petrolifere, gli Stati consumatori, e in primo luogo l'Unione europea, potrebbero considerare di assumere direttamente tale rischio di spiazzamento degli investi-

menti attraverso la stipula di contratti a lungo termine per nuove produzioni in aree politicamente stabili. Sebbene l'intervallo di tempo che mediamente intercorre tra la fase di esplorazione iniziale e la produzione a regime sia di circa 5 anni, questi nuovi investimenti potrebbero dare un segnale importante al mercato, con effetti favorevoli sui prezzi anche nell'immediato.

Ai fini di un allentamento delle tensioni sui prezzi nel breve periodo potrebbero essere efficaci anche interventi sul fronte della domanda. Un'eventuale determinazione comune di importanti paesi consumatori – e ancora una volta in primo luogo dell'Unione europea – nel correlare la propria domanda interna con i prezzi petroliferi avrebbe indubbi riflessi sul livello degli stessi. Ciò in quanto una modesta variazione della domanda influenzerebbe fortemente la capacità produttiva inutilizzata che in questi ultimi anni si è ridotta in misura notevole innescando tensioni sui prezzi.

Altre iniziative sul fronte della politica economica, seppure di minore impatto, sono comunque possibili. Il rapporto di aprile 2006 del Fondo monetario internazionale auspica, per esempio, l'adozione di misure volte ad allineare i diversi trattamenti fiscali previsti sugli usi finali dei prodotti petroliferi. Infatti mentre negli Stati Uniti, dove si concentra un quarto del consumo mondiale di petrolio, le imposte sulla benzina sono ancora relativamente basse e in molti paesi in via di sviluppo (con particolare riferimento a quanti sono anche produttori di petrolio) esistono varie forme di sussidi diretti o indiretti al consumo di benzina, gasolio e kerosene, in numerosi paesi europei la tassazione è particolarmente elevata in quanto finalizzata al contenimento dei consumi e alla riduzione dell'impatto sull'ambiente.

Mercato internazionale del gas naturale

La domanda di gas naturale nei paesi OCSE è stimata in aumento dello 0,7% nel 2005 rispetto al 2004. Il dato complessivo nasconde andamenti divergenti tra le principali aree geografiche; mentre in Europa il rialzo dovrebbe collocarsi sopra il 3%, nell'America settentrionale si stima un calo dell'1,3%. A livello mondiale, secondo alcune stime preliminari la domanda di gas dovrebbe essere cresciuta del 2,1%. I paesi non OCSE (Fig. 1.5) contribuiscono alla metà del consumo complessivo.

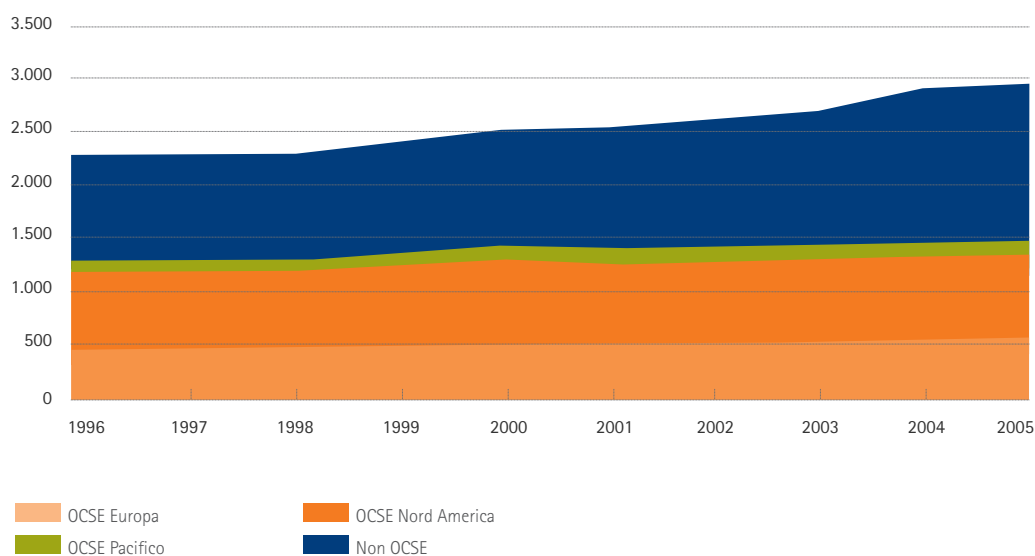
Sul fronte dell'offerta si ricorda come in Europa le importazioni nette siano aumentate nell'ultimo decennio a un ritmo doppio rispetto allo sviluppo della domanda; di conseguenza il peso del saldo con l'estero sul consumo è salito dal 33% del 1996 al 42% del 2005. Nell'aggregato dei paesi OCSE lo stesso indicatore è aumentato nel tempo passando dal 17% del 1996 al 23% del 2005. L'indagine condotta dalla Direzione Generale Concorrenza della Commissione europea nel corso del 2005 ha evidenziato come i prezzi all'ingrosso del gas naturale, nei contratti di fornitura a lungo termine per l'Europa, siano ancora in larga misura indicizzati ai

prezzi del petrolio (greggi e prodotti derivati), ancorché il legame sia in parte mitigato dall'esistenza di *ceiling clause* sui prezzi di tali *commodity*. In tal modo i prezzi pagati dagli acquirenti non riflettono, se non in misura marginale, i mutamenti delle condizioni di domanda e offerta nei mercati del gas. Questo fenomeno è accentuato dall'esistenza di medie mobili sui valori delle quotazioni dei combustibili, utilizzate nei meccanismi di indicizzazione del prezzo del gas, che possono diluire nel tempo le risposte ai segnali di prezzo. I prezzi del gas che si formano invece nelle borse europee di Belgio, Regno Unito e Paesi Bassi (rispettivamente Zeebrugge, NBP e Bunde TTF) sono caratterizzati sia da una maggiore volatilità sia dall'andamento stagionale della domanda. Tuttavia, sulla base del campione utilizzato nell'indagine europea sopra citata, solo il 10% circa dei contratti di fornitura a lungo termine prevalenti in Europa nel 2004 era indicizzato a questi prezzi.

Nel 2005 il prezzo del gas naturale in dollari alla frontiera europea è aumentato mediamente del 49% rispetto al 2004; negli *hub* europei l'incremento medio è stato pari al 56%. Nel periodo invernale 2005-

FIG. 1.5

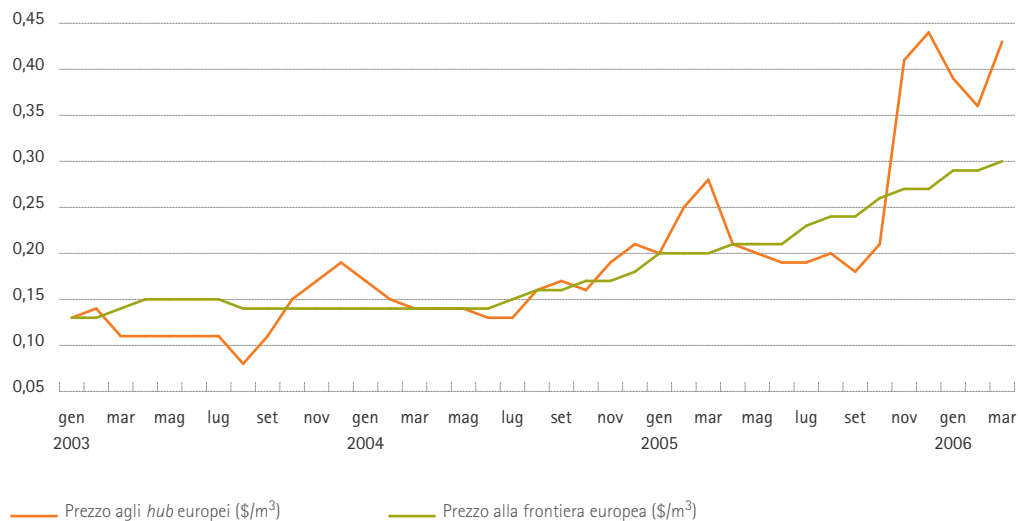
Andamento del consumo di gas naturale
G(m³)



Fonte: Elaborazione AEEG su dati AIE, Enerdata e Cedigaz.

FIG. 1.6

Prezzo medio all'ingrosso del gas naturale in Europa \$/m³



Fonte: Elaborazione AEEG su dati *World Gas Intelligence* e *Argus Gas Connections*.

2006 (da novembre a febbraio) il prezzo medio nelle borse europee è quasi raddoppiato rispetto all'inverno precedente, segnalando carenze sul lato dell'offerta a fronte di temperature stagionali particolarmente rigide in tutta Europa. Non sono mancati movimenti speculativi al rialzo che hanno accentuato le tensioni sui prezzi nei mercati *forward*, trasferitesi poi nei mercati *spot*. Ciò è accaduto soprattutto nel Regno Unito all'inizio della stagione invernale.

Escludendo i picchi stagionali è comunque difficile ipotizzare nel breve periodo un rientro dei prezzi all'ingrosso del gas naturale su

valori più contenuti a causa della struttura dei contratti di approvvigionamento che indicizzano il prezzo del gas a quello dei prodotti petroliferi. Nel medio periodo, invece, una maggiore concorrenza sul fronte dell'offerta, che potrebbe anche derivare dallo sviluppo della tecnologia della liquefazione del gas e successiva rigassificazione, consentirebbe di far fronte agli aumenti della domanda, soprattutto nel settore termoelettrico, spingendo verso una discesa del prezzo, anche in controtendenza rispetto al greggio, posta la relativa maggiore disponibilità di tali fonti a livello globale.

Mercato internazionale del carbone

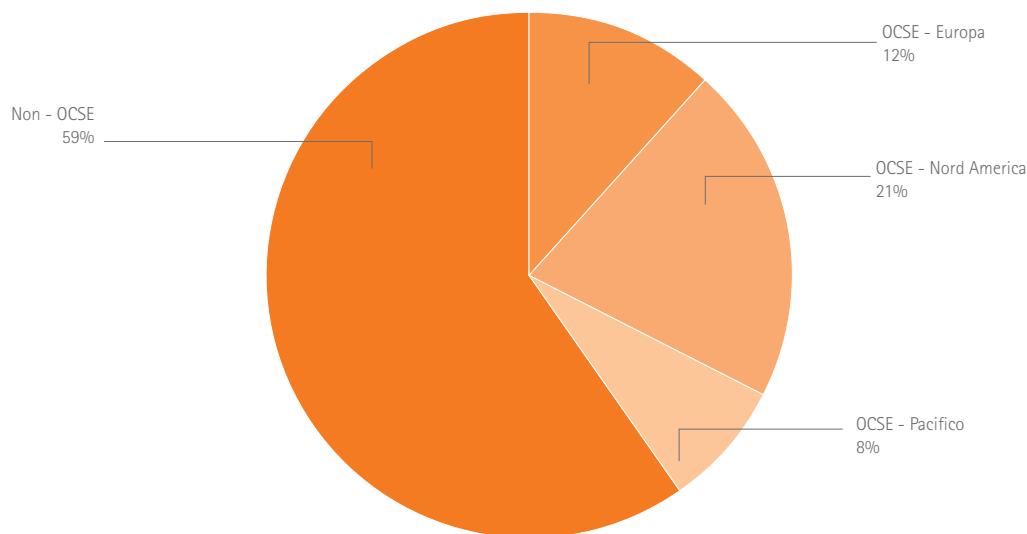
In base alle statistiche internazionali dell'AIE il carbone nel 2004 rappresentava ancora la seconda fonte primaria di energia a livello mondiale, dopo il petrolio, con una domanda di circa 2.800 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep). A livello geografico i paesi non OCSE contribuiscono per circa il 60% del consumo mondiale, guidati dalla Cina che si conferma come il principale paese consumatore di carbone.

Il consumo di carbone da vapore, che è utilizzato prevalentemente

per la generazione elettrica, a livello mondiale è aumentato nel 2004, rispetto al 2003, del 9,3%. Nei paesi OCSE l'aumento si è attestato su un modesto 2% mentre i paesi non OCSE hanno messo a segno un incremento del 13,7%. Il carbone si conferma il combustibile fossile maggiormente utilizzato nella produzione di energia elettrica a livello mondiale con una quota pari al 40%; segue il gas naturale con il 19% mentre i prodotti petroliferi pesano per meno del 7%.

FIG. 1.7

**Consumo mondiale
di carbone per
area geografica**
Anno 2004



Fonte: Elaborazione AEEG su dati AIE.

FIG. 1.8

**Prezzo del carbone sui
mercati internazionali**
\$/t



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Platts.

Nella seconda metà del 2005 è iniziata la fase di rientro del prezzo del carbone dai livelli record raggiunti negli ultimi mesi del 2004, imputabili sia alla forte crescita della domanda sia alla scarsità di navi che ha determinato un significativo aumento dei noli.

Nei primi mesi del 2006, tuttavia, i prezzi sui mercati internazionali si sono mossi nuovamente verso l'alto, spinti da carenze sul lato dell'offerta per i carboni più pregiati, dalle temperature particolarmente rigide che hanno caratterizzato i luoghi di alcuni

mercati di sbocco e dal generalizzato aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi e del gas naturale che ha indotto alcuni produttori termoelettrici a bruciare carbone al posto del gas. Infatti il carbone, nonostante i forti aumenti verificatisi negli ultimi tre anni, rimane la fonte più conveniente come *input* alla generazione elettrica, con un costo del combustibile che è ancora attorno alla metà di quello del gas naturale a parità di energia elettrica generata.

Domanda e offerta di energia in Italia nel 2005

In confronto agli anni precedenti, il 2005 ha visto un rallentamento della dinamica dei fabbisogni di energia del paese. I consumi di energia primaria e finale sono aumentati rispettivamente dell'1% e dell'1,5%, contro valori corrispondenti nel 2004 pari a 2,1% e 1,8%. A fronte di questa relativa stabilità, il bilancio del 2005 evidenzia invece significativi mutamenti nella struttura dei consumi finali per settori e fonti oltre che, soprattutto, nella composizione degli approvvigionamenti, della disponibilità per il consumo interno e della trasformazione dell'energia (Tav. 1.1).

Approvvigionamenti

Mentre gli approvvigionamenti di carbone e di fonti rinnovabili sono diminuiti nel 2005 in confronto al 2004, rispettivamente del 2,8% e dell'8,2%, quelli di gas naturale e di elettricità sono significativamente aumentati. Gli approvvigionamenti di petrolio sono

invece rimasti sostanzialmente stabili anche se sono apprezzabilmente cresciute le esportazioni di prodotti derivati (14,5%). Viceversa gli aumenti nell'approvvigionamento di gas naturale (5,6%) hanno riguardato essenzialmente il mercato nazionale. Il calo negli approvvigionamenti di fonti rinnovabili è imputabile interamente all'energia idroelettrica, dato che le altre fonti (biomasse e rifiuti, energia eolica e fotovoltaica) sono complessivamente aumentate di circa il 5%. Sono inoltre cresciute significativamente le importazioni nette di elettricità, nonostante il notevole rialzo delle esportazioni (40%), spinte dai prezzi favorevoli nelle borse estere negli ultimi mesi del 2005.

Trasformazione

Come negli anni precedenti, il principale motore dei cambiamenti nella struttura dei consumi per fonti primarie è stato lo sviluppo

TAV. 1.1

Bilancio dell'energia in Italia nel 2005 Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA	TOTALE
Produzione	0,50	9,88	6,09	13,25	0,00	29,71
Importazione	16,56	60,60	107,94	0,74	11,06	196,90
Esportazione	0,22	0,33	28,65	0,00	0,24	29,45
Variazione scorte	-0,03	-0,93	-0,63	0,00	0,00	-1,59
Disponibilità per il consumo interno	16,86	71,09	86,00	13,98	10,81	198,75
Consumi e perdite del settore energetico	-0,51	-0,82	-6,18	-0,07	-44,94	-52,52
Trasformazione in energia elettrica	-11,73	-27,12	-9,39	-11,57	59,81	0,00
Totale impieghi finali	4,62	43,16	70,43	2,34	25,68	146,23
- industria	4,48	16,90	7,60	0,32	11,84	41,14
- trasporti	0,00	0,38	42,83	0,27	0,84	44,31
- usi civili	0,01	24,79	6,87	1,57	12,55	45,79
- agricoltura	0,00	0,14	2,59	0,18	0,45	3,36
- sintesi chimica	0,14	0,95	7,09	0,00	0,00	8,18
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,45	0,00	0,00	3,45

Fonte: Ministero delle attività produttive.

del settore elettrico. Infatti è diminuito il consumo di petrolio nella generazione termoelettrica (-2,5 Mtep) mentre è aumentato quello di gas naturale (3,32 Mtep). La disponibilità di quest'ultimo è stata tuttavia condizionata da un ulteriore forte calo nella produzione interna (-0,8 Mtep) oltre che da limiti fisici nelle infrastrutture di importazione e stoccaggio, tra cui il tempo di avvio a regime delle importazioni dalla Libia (previsto solo per la fine del 2006). In parallelo, il gas ha dovuto far fronte ai diminuiti apporti idroelettrici (-1,3 Mtep) e di carbone (-0,4 Mtep), questi ultimi attribuibili essenzialmente al blocco del carbonile della centrale di Brindisi Nord di Edipower Spa, disposto dalla magistratura locale a seguito di denunce in materia ambientale. Nonostante il sostenuto aumento delle importazioni di energia elettrica (0,8 Mtep), tornate ai livelli del 2003 e degli anni precedenti, i limiti sugli approvvigionamenti di gas naturale hanno finito per sostenere la generazione da petrolio.

Usi finali

Il calo nella trasformazione del carbone e di altri solidi di origine fossile in energia elettrica è stato compensato da un importante aumento nei consumi finali industriali (4%), spinto dal forte differenziale di prezzo rispetto alle fonti concorrenti. Il rialzo del 3% nei consumi di gas naturale è la risultante di una diminuzione

dell'1,3% nel settore industriale e di una crescita del 6,4% in quello civile. Il consumo di prodotti petroliferi è diminuito (o rimasto essenzialmente invariato) in tutti i settori a eccezione degli usi civili e degli usi non energetici. È significativo il calo dello 0,3% nel settore dei trasporti, senza precedenti in tempi recenti, attribuibile al forte aumento del prezzo dei carburanti. La crescita dei consumi di elettricità (1,1%) è dovuta quasi interamente al settore civile (2,3%). Nel complesso, l'aumento dei consumi finali si è concentrato nel settore civile (4,6%) e con riferimento agli usi non energetici (4,5%), mentre i consumi degli altri settori sono calati o rimasti essenzialmente invariati.

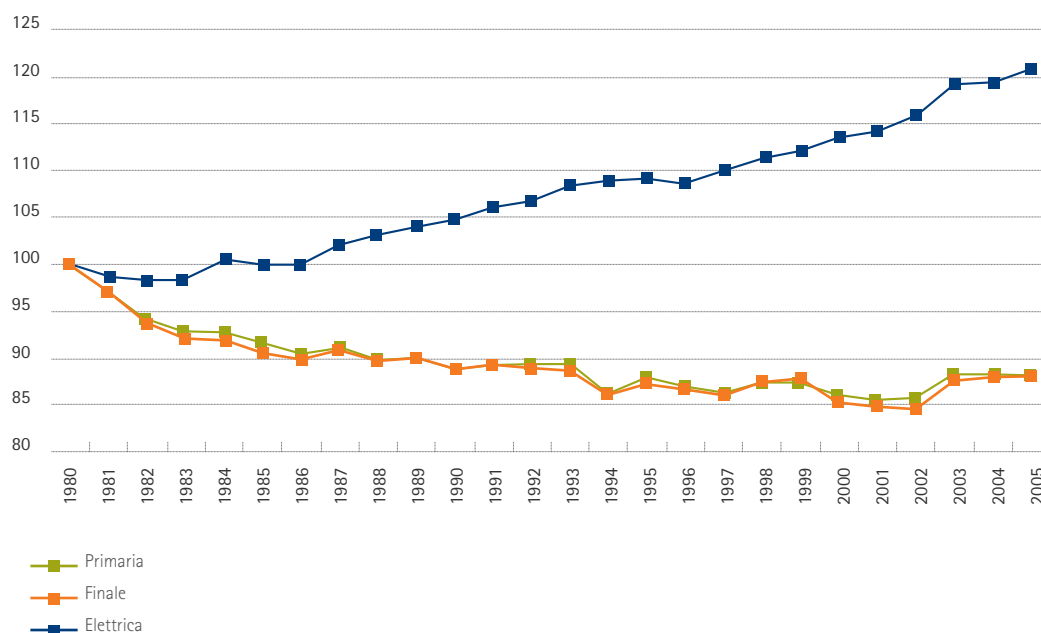
Crescita economica ed energetica

Il rapporto energia/PIL è restato essenzialmente stabile intorno ai valori degli anni precedenti, per l'energia sia primaria sia finale, mentre è continuata la crescita dell'analogo rapporto per l'energia elettrica, in linea con l'andamento storico (Fig. 1.9).

L'analisi dell'elasticità dell'energia al PIL (Fig. 1.10) mette in risalto la dinamica della domanda di energia, anche in condizioni di scarsa crescita o assenza di sviluppo dell'economia. L'elasticità di lungo periodo dell'energia primaria e finale dopo un decennio di fluttuazione attorno a un valore medio di 0,75 ha ripreso a crescere dopo il 2002, superando perfino il valore 1 nel 2004. Analogamen-

FIG. 1.9

Intensità energetica del PIL Numeri indice, 1980=100

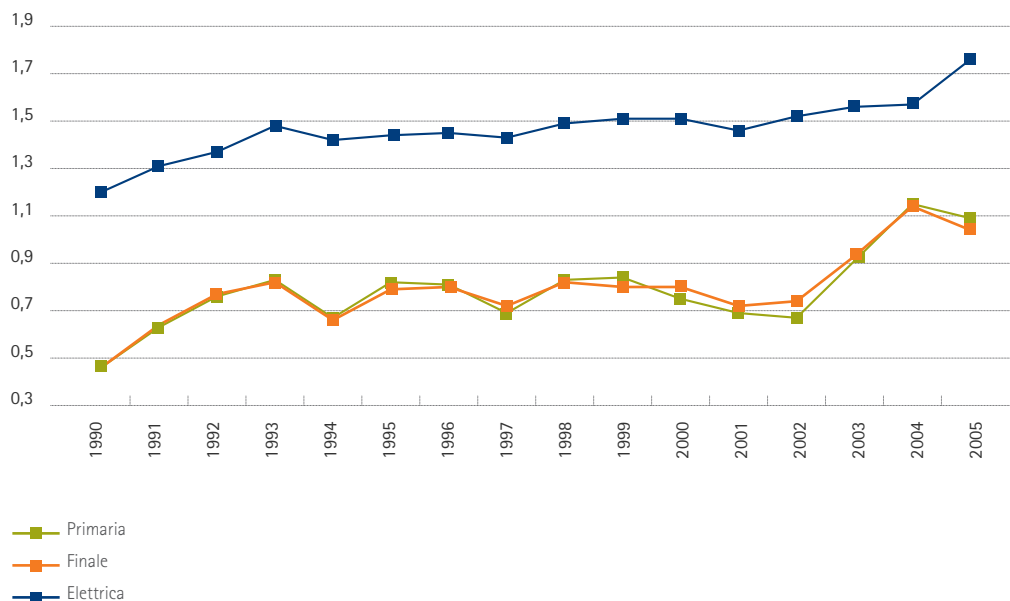


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive e Istat.

FIG. 1.10

Elasticità dell'energia al PIL

Media mobile decennale
del rapporto tra tasso di crescita
dei consumi di energia e tasso
di crescita del PIL



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive e Istat.

te, gli ultimi anni hanno visto una ripresa della crescita dell'elasticità elettrica che nel 2005 si è portata su un valore superiore a 1,7. Se tale fenomeno è in parte causato da aumenti nella domanda di energia (soprattutto nel settore civile), solo debolmente legati alla crescita dell'economia, è anche da mettere in relazione con la stagnazione economica degli ultimi anni che non ha incenti-

vato il rinnovo delle strutture verso sistemi più efficienti. Tra i vari fattori che portano a limitare la riduzione nel tempo dell'intensità e dell'elasticità dell'energia primaria rispetto al PIL è inoltre importante il rialzo dell'incidenza dei consumi elettrici nei consumi finali totali, cresciuta dal 15 al 18% nell'ultimo decennio e ancora in evidente salita.

Sicurezza degli approvvigionamenti

Nel giugno 2005 la Commissione europea pubblicava una prima valutazione dei risultati conseguiti nei quattro anni trascorsi dalla pubblicazione del *Libro verde Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico*¹. Il rapporto rammenta come già nel 2000 il *Libro verde* evidenziasse tra i principali punti critici per la sostenibilità energetica dell'Unione europea: la conti-

nua crescita del fabbisogno di energia a fronte di un calo della produzione interna di fonti fossili; la crescente dipendenza per le importazioni di idrocarburi da aree geopolitiche instabili; i "colli di bottiglia" nelle infrastrutture di trasporto transfrontaliero².

Nei successivi quattro anni la situazione è semmai peggiorata. Gli eventi dell'11 settembre 2001 e la guerra in Iraq hanno trasforma-

¹ COM(2000) 769 del 29 novembre 2000.

² *Report on the Green Paper on Energy - Four years of European initiatives.*

to il quadro geopolitico. Il forte aumento del fabbisogno di petrolio, soprattutto in Cina, India e altri paesi in via di sviluppo, nonché alcune criticità sul lato dell'offerta hanno spinto al rialzo le quotazioni dei greggi. Il precario equilibrio tra domanda e offerta ha reso il prezzo del petrolio assai sensibile a eventi relativamente circoscritti a livello planetario e ha portato in primo piano il problema della competizione globale per gli idrocarburi. Inoltre, sia l'Europa sia gli Stati Uniti hanno subito interruzioni di vaste proporzioni negli approvvigionamenti elettrici. Successivamente alla pubblicazione del rapporto della Commissione europea, sono emersi anche problemi nell'approvvigionamento di gas dalla Russia che hanno contribuito ad aggravare l'incertezza sul futuro energetico dell'Unione.

La tematica della sicurezza degli approvvigionamenti viene ripresa nel nuovo *Libro verde Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura*³ in un più ampio contesto rivolto a promuovere la concorrenza nel mercato interno e la compatibilità ambientale. Le strategie individuate dalla Commissione europea per affrontare la problematica si articolano su più fronti: riduzione del fabbisogno attraverso interventi di efficienza energetica; sviluppo di fonti energetiche locali e delle rinnovabili; ricerca e innovazione tecnologica nel settore energetico; diversificazione delle aree di importazione di fonti fossili; istituzione di un quadro di riferimento adatto a promuovere gli investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento e fornitura dell'energia; assunzione di strumenti di verifica della coerenza delle scelte energetiche dei singoli paesi membri con l'interesse generale e di sicurezza degli approvvigionamenti dell'Unione europea nel suo insieme; adozione di efficaci strumenti di solidarietà tra i paesi membri per affrontare le emergenze; attuazione di una politica esterna unitaria rivolta a un costruttivo dialogo con i paesi produttori e di transito dell'energia. La Commissione europea, in particolare, pone l'accento sulla necessità di affrontare le sfide mediante una politica energetica che, con il dovuto rispetto per l'autodeterminazione dei singoli paesi membri, si esprima con una unica voce anziché affidarsi a una molteplicità di politiche nazionali, spesso in contrapposizione tra loro. A favore di un tale approccio sono il notevole peso negoziale a livello mondiale dell'Unione europea come consumatore di energia, nonché il posto di primo piano che essa occupa nella gestione della domanda, nella promozione di forme di energia nuove e rinnovabili, nello sviluppo delle tecnologie a

bassa emissione di carbonio. La necessità di una politica energetica unitaria è stata ribadita anche nel recente Consiglio di marzo 2006 nel quale i Ministri dell'energia hanno sollecitato, tra l'altro, maggiori coerenza e coordinamento tra gli Stati membri in termini sia di politica energetica interna sia di politica estera a supporto dell'obiettivo di sicurezza degli approvvigionamenti.

L'importanza per l'Unione europea di un approccio unitario viene sottolineata nella tavola 1.2 che confronta il grado di esposizione dei maggiori paesi e delle principali aree dell'Europa allargata con riferimento all'energia elettrica e al gas. Questo indicatore riflette i principali fattori che caratterizzano la sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale e di energia elettrica: la dipendenza da importazioni di gas naturale; la dipendenza da fonti fossili importate per la generazione elettrica; l'incidenza delle importazioni di elettricità; il grado di diversificazione delle aree di provenienza delle fonti fossili e dell'elettricità importata. L'indicatore assume valori tra 0 e 1: il minimo nel caso limite di totale autosufficienza, il massimo nel caso estremo di totale dipendenza da un unico paese fornitore.

I dati riportati evidenziano un livello di esposizione assai differenziato tra i vari paesi nel 2004: piuttosto elevato per il gas naturale, a eccezione dei paesi produttori, quasi ovunque basso per l'energia elettrica. Il grado di esposizione si riduce notevolmente rispetto alla gran parte dei singoli paesi per i vari aggregati dell'Unione europea e per l'Europa nel suo insieme; ma la maggiore sicurezza dell'estensione geografica è fittizia se non vengono attuate le infrastrutture di stoccaggio e di trasporto tra i paesi, necessarie per assicurare un opportuno livello di diversificazione degli approvvigionamenti e per gestire le eventuali emergenze.

La riduzione del rischio di interruzioni comporta elevati costi in infrastrutture e ogni paese affronta la complessa questione in funzione delle caratteristiche di approvvigionamento di fonti primarie. Diversi paesi, soprattutto produttori, possono sfruttare i loro giacimenti di gas in modo relativamente flessibile e non hanno bisogno di capacità di stoccaggio. In altri, soprattutto i grandi paesi importatori, la produzione interna e le importazioni offrono scarse possibilità di modulazione rispetto ai fabbisogni, per cui è indispensabile creare stoccaggi stagionali opportunamente dimensionati. Per altri ancora il problema della modulazione praticamente non esiste in quanto la domanda è concentrata in settori scarsamente dipendenti dalle condizioni climatiche e le escursioni

³ COM(2006) 105 dell'8 marzo 2006.

TAV. 1.2

Grado di esposizione a rischi di interruzione degli approvvigionamenti di gas naturale e di elettricità
Anno 2004

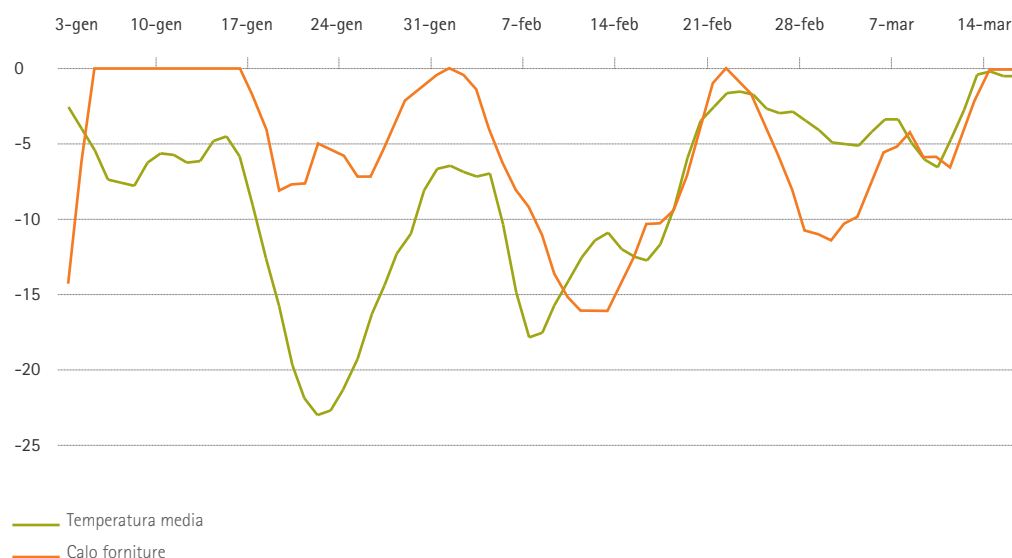
GAS NATURALE		ENERGIA ELETTRICA		ENERGIA ELETTRICA E GAS NATURALE	
Lettonia	1,00	Cipro	0,54	Lettonia	0,61
Finlandia	1,00	Malta	0,54	Finlandia	0,55
ex RYM	1,00	Italia	0,44	Turchia	0,55
Lituania	1,00	Turchia	0,37	Grecia	0,53
Bosnia-Erzegovina	1,00	Belgio	0,33	Portogallo	0,52
Estonia	1,00	Portogallo	0,32	ex RYM	0,51
Svezia	0,93	Lussemburgo	0,27	Lituania	0,50
Bulgaria	0,91	Spagna	0,24	Bosnia-Erzegovina	0,50
Repubblica Slovacca	0,86	Grecia	0,23	Estonia	0,50
Serbia-Montenegro	0,86	Lettonia	0,22	Bulgaria	0,50
Grecia	0,83	Croazia	0,19	Lussemburgo	0,49
Irlanda	0,80	Paesi Bassi	0,14	Repubblica Slovacca	0,48
Repubblica Ceca	0,76	Regno Unito	0,14	Svezia	0,47
Portogallo	0,73	Finlandia	0,10	Belgio	0,45
Turchia	0,73	Austria	0,10	Irlanda	0,45
Lussemburgo	0,71	Irlanda	0,10	Italia	0,43
Slovenia	0,68	Repubblica Slovacca	0,09	Serbia-Montenegro	0,43
Ungheria	0,66	Bulgaria	0,09	Repubblica Ceca	0,38
Austria	0,62	Germania	0,08	Austria	0,36
Svizzera	0,59	Francia	0,06	Ungheria	0,36
Belgio	0,58	Ungheria	0,05	Slovenia	0,34
Francia	0,50	Romania	0,03	Spagna	0,34
Polonia	0,47	Albania	0,03	Svizzera	0,30
Germania	0,46	ex RYM	0,02	Francia	0,28
Spagna	0,43	Polonia	0,01	Germania	0,27
Italia	0,42	Svezia	0,01	Cipro	0,27
Croazia	0,34	Serbia-Montenegro	0,01	Malta	0,27
Romania	0,27	Lituania	0,01	Croazia	0,26
Regno Unito	0,02	Bosnia-Erzegovina	0,01	Polonia	0,24
Cipro	0,00	Norvegia	0,01	Romania	0,15
Malta	0,00	Estonia	0,00	Regno Unito	0,08
Paesi Bassi	0,00	Slovenia	0,00	Paesi Bassi	0,07
Albania	0,00	Repubblica Ceca	0,00	Albania	0,01
Norvegia	0,00	Svizzera	0,00	Norvegia	0,00
Danimarca	0,00	Danimarca	0,00	Danimarca	0,00
Totale Europa	0,19	Totale Europa	0,10	Totale Europa	0,14
EU 15	0,16	EU 15	0,13	EU 15	0,14
EU 25	0,18	EU 25	0,10	EU 25	0,14
EU 10	0,67	EU 10	0,00	EU 10	0,34

Fonte: Elaborazione AEEG su dati AIE.

FIG. 1.11

Temperature medie e calo delle forniture di gas dalla Russia tra gennaio e marzo 2006

Temperatura in °C^(A) e calo delle forniture in percentuale



A) Temperature delle città della Federazione Russa, dell'Ucraina e della Bielorussia con più di 500.000 abitanti ponderate con la popolazione. I dati si riferiscono alle medie mobili su 3 giorni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eni per il calo nelle importazioni giornaliere e su dati Wunderground per le temperature.

annuali sono limitate oppure trascurabili rispetto alle forniture in transito dai grandi paesi produttori.

L'esposizione dell'Italia, evidenziata nella tavola 1.2, è relativamente bassa per il gas naturale a causa della ancora significativa produzione interna e del buon grado di diversificazione degli approvvigionamenti. Risulta invece piuttosto elevata per l'elettricità a causa della dipendenza dalle fonti fossili e dell'incidenza delle importazioni. L'Italia ha già patito la rischiosità di una eccessiva esposizione a limitazioni nelle importazioni fuori dal suo controllo in quanto determinate da eventi verificatisi in paesi terzi. Si ricordano i distacchi a rotazione dell'energia elettrica nel giugno del 2003 durante l'eccezionale ondata di caldo e di siccità, dovuti in parte alla riduzione delle importazioni dalla Francia ma anche alla maggiore opportunità delle vendite nelle borse europee.

Di più fresca memoria sono le riduzioni delle importazioni di gas naturale, determinate dal grande freddo che ha nel contempo limitato la capacità di produzione e aumentato i prelievi dalla Russia, dall'Ucraina e da altri paesi dell'ex URSS. La figura 1.11 evidenzia la forte correlazione esistente tra temperatura media in questi paesi e la diminuzione delle forniture occorsa in Italia tra gennaio e marzo 2006; nonché la crescente sensibilità del calo all'abbassamento delle temperature lungo questo periodo, probabilmente

imputabile allo svuotamento degli stoccaggi in tali paesi⁴. Infatti, una temperatura media inferiore a -20 °C provocava una riduzione delle forniture di circa il 7% a gennaio ma di oltre il 15% a febbraio, mentre è stata sufficiente una temperatura di -7 °C nei primi giorni di marzo perché si verificasse una diminuzione del 12%. Le cause dell'andamento descritto non sono da ricercare nelle temperature verificatesi nei paesi dell'ex URSS nell'inverno scorso, tutto sommato in linea con quelle storiche, ma nel bilancio tra domanda e offerta di gas (Tav. 1.3). L'aumento delle esportazioni di gas dalla Russia nel corso nell'ultimo decennio (da poco più di 100 miliardi di m³ nei primi anni Novanta a 160 miliardi nel 2004) è stato facilitato dal forte calo dei consumi interni dei paesi dell'ex URSS, passati da un massimo di 702 miliardi di m³ nel 1991 a un minimo di 547 miliardi nel 1997. Con il successivo forte aumento della domanda interna di questi paesi (consumo di 622 miliardi di m³ nel 2004) e il difficoltoso ritorno a livelli produttivi prossimi a quelli massimi dei primi anni Novanta (800 miliardi di m³), emergono preoccupanti limiti nella capacità di esportazione che, in assenza di cospicui investimenti nell'*upstream* e nelle reti di trasporto, è oramai prossima alla saturazione. In queste condizioni è stata sufficiente un'ondata di freddo intenso per determinare consistenti contrazioni negli approvvigionamenti.

⁴ Nel 2004 i paesi dell'ex URSS avevano complessivamente una capacità di stoccaggio pari a circa 120 miliardi di m³ in termini di *working gas*, contro 70 miliardi in Europa occidentale. Tuttavia, l'erogazione massima era poco più della metà: 770 contro 1.450 milioni di m³/giorno.

TAV. 1.3

**Bilancio del gas naturale
nei paesi dell'ex URSS**
G(m³)

ANNO	CONSUMO	PRODUZIONE	ESPORTAZIONI
1990	699	802	103
1991	702	797	96
1992	662	768	106
1993	642	749	107
1994	598	708	110
1995	577	696	119
1996	584	705	121
1997	547	661	114
1998	558	680	121
1999	565	692	127
2000	582	711	129
2001	583	714	131
2002	596	730	134
2003	606	762	156
2004	622	782	160

Fonte: Elaborazione AEEG su dati AIE. Per problemi di continuità delle serie storiche l'AIE include tra i paesi dell'ex URSS anche quelli dell'area baltica.

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

Le statistiche Eurostat consentono di valutare il livello dei prezzi italiani pagati dall'utente finale, rispetto agli altri paesi dell'Unione europea, distintamente per diverse tipologie di consumo, specificate per livello di consumo annuo, potenza installata e fattore di carico.

I prezzi italiani vengono confrontati con la media ponderata europea, calcolata in funzione dei consumi nazionali in volume nell'anno 2000 (distinti per utenza domestica e utenza industriale). Ciò permette di effettuare un confronto tra i prezzi più corretto, in quanto in ciascun paese europeo i consumi hanno dimensioni assai diverse.

I prezzi sono espressi in c€/kWh per i consumi di energia elettrica e in c€/m³ per i consumi di gas, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali con le rispettive parità fisse contro l'euro, o con il cambio corrente per i paesi non appartenenti all'Unione monetaria europea.

Occorre inoltre precisare che, secondo la definizione Eurostat, il prezzo al netto delle imposte è da intendersi non soltanto al netto di quelle vere e proprie (come le accise o l'IVA), ma anche al netto di qualunque tassa o altro onere generale pagabile dal consumatore finale non incluso nel prezzo industriale, come, per esempio, un'ecotassa. Nel caso italiano ciò significa che l'Eurostat, con riferimento ai prezzi dell'energia elettrica, colloca fra le componenti di natura fiscale del prezzo lordo gli oneri generali di sistema (le componenti A e UC), mentre li esclude dal prezzo netto. Inoltre, i prezzi rilevati dall'Eurostat non comprendono il costo dell'allacciamento iniziale alla rete.

Il processo di graduale apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas dal lato della domanda e le modifiche strutturali dell'offerta hanno determinato l'evoluzione delle tariffe, nate in contesti monopolistici, verso sistemi di prezzo più complessi. Le statistiche

Eurostat riflettono, oggi, solo marginalmente questa complessità. Infatti, molti dei prezzi rilevati dall'Eurostat sono amministrati o di riferimento (prezzi massimi o raccomandati), solo in pochi casi vengono registrati i prezzi liberamente negoziati tra le parti. Questi ultimi dovrebbero riflettere i prezzi di mercato più rappresentativi per una determinata fornitura di energia elettrica o di gas naturale; spesso, in realtà, si tratta solo dei prezzi praticati dall'ex monopolista, che tendono a perdere di significatività via via che quest'ultimo perde quote di mercato.

Allo scopo di migliorare la qualità delle proprie rilevazioni, l'Eurostat ha istituito, nel corso del 2002, una *task force* che ha proposto una metodologia di rilevazione dei dati alternativa a quella attuale. Essa, sottoposta a una fase di prova in alcuni paesi europei, prevede la rilevazione dei prezzi medi relativi a diverse classi di consumo, anziché di quelli puntuali riferiti a precisi valori di consumo (consumatori standard); si è inoltre stabilito che i prezzi nazionali vengano determinati pesando i dati di prezzo relativi ai dodici mesi dell'anno. Nel complesso, la finalità è quella di consentire una migliore rappresentazione dei prezzi finali pagati dai consumatori che acquistano l'energia elettrica e il gas sul mercato libero. La sperimentazione della nuova metodologia ha dato un esito sostanzialmente positivo, evidenziando la validità della rilevazione dei prezzi per fasce di consumo, per utenti sia domestici sia non domestici, che danno un'adeguata copertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale. Il prossimo passo ipotizzato dalla *task force* consisterà nell'adozione da parte del Parlamento e del Consiglio europeo di una normativa che garantisca la trasparenza dei prezzi per utenti domestici e non domestici nei due mercati entro il 2007.

Prezzi dell'energia elettrica

Nel grafico della figura 1.12 è rappresentato l'andamento dei prezzi medi europei dell'energia elettrica dal gennaio 1997 al luglio 2005 con riferimento ad alcune categorie di consumo: utenti domestici, piccoli utenti commerciali/industriali, medi utenti industriali.

Fino al gennaio 2000 i prezzi medi europei dell'energia elettrica si sono mossi al ribasso per tutte e tre le categorie di consumo; in seguito i prezzi pagati dai consumatori industriali, dopo una fase di assestamento, hanno ripreso a crescere, con una dinamica molto accentuata a partire dal luglio 2004. Tale tendenza a un forte rialzo si è verificata nello stesso periodo anche nel settore domestico, dove prima di allora i prezzi si erano mantenuti stabili intorno al livello raggiunto nel gennaio 2000, mentre si è realizzata con un anno di anticipo, a partire dal luglio 2003, con riferimento ai prezzi per i piccoli utenti commerciali/industriali.

Si noti nel grafico la punta relativa al gennaio 2003, che riflette la

forte crescita dei prezzi scandinavi in seguito alla carenza di offerta registrata dalla borsa elettrica (Nord Pool) tra la fine del 2002 e il primo trimestre del 2003.

Prezzi per le utenze domestiche

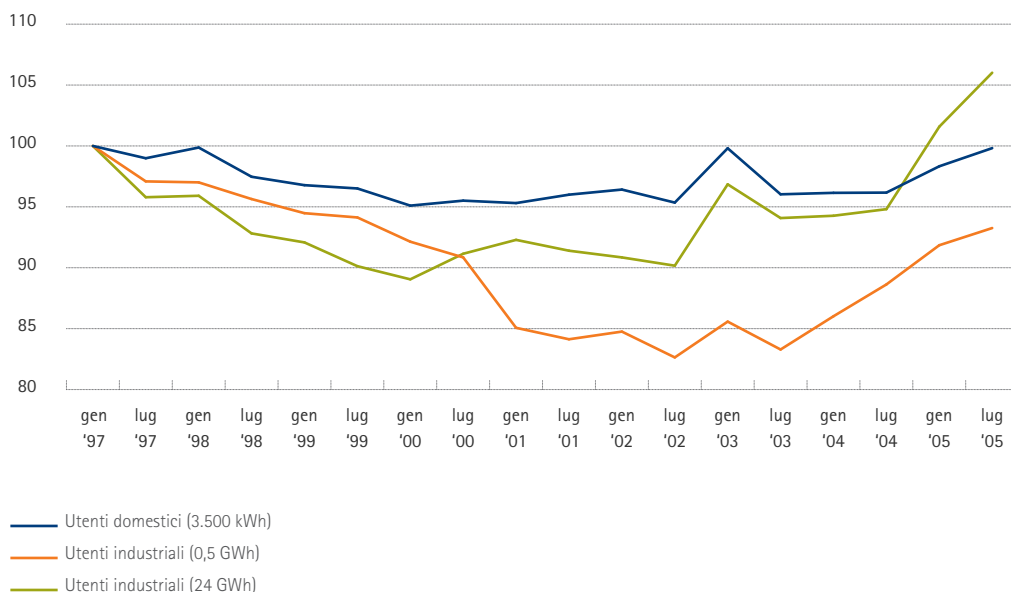
I dati dell'Eurostat per le utenze domestiche (Tav. 1.4) sono relativi a quattro tipologie di consumo annuo: 600 kWh, 1.200 kWh, 3.500 kWh e 7.500 kWh.

I dati di luglio 2005 confermano l'anomalia italiana determinata da una struttura tariffaria progressiva (accresciuta dal sistema di imposizione fiscale che non colpisce i bassissimi livelli di consumo), tale per cui il prezzo unitario dell'elettricità aumenta al crescere dei quantitativi di consumo, per lo meno sino a un certo livello di consumo annuo. Gli utenti italiani con livelli di consumo più bassi, pari a 600 kWh e 1.200 kWh annui, sostengono, infatti,

FIG. 1.12

Andamento dei prezzi dell'energia elettrica in Europa

Indici dei prezzi medi ponderati europei per tre tipologie di consumo (gennaio 1997=100)



Prezzi medi al netto delle imposte ponderati sui consumi nazionali domestici/industriali dell'anno 2000.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

TAV. 1.4

Prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze domestiche

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2005

CONSUMO ANNUO	600 kWh		1.200 kWh		3.500 kWh		7.500 kWh	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	19,4	14,0	16,6	11,8	13,9	9,5	13,1	8,8
Belgio	21,2	16,7	18,1	14,1	14,3	11,0	13,7	10,5
Danimarca	34,1	18,4	27,5	13,1	23,2	9,6	21,9	8,6
Finlandia	19,3	15,0	13,6	10,4	10,4	7,8	8,7	6,4
Francia ^(A)	16,7	12,8	14,8	11,1	11,9	9,1	11,6	8,8
Germania	27,8	21,9	22,5	17,4	18,0	13,5	16,7	12,4
Grecia	8,7	8,0	8,1	7,5	6,9	6,4	7,9	7,2
Irlanda	32,3	24,5	23,1	18,3	14,4	12,0	12,9	11,0
Italia^(B)	10,0	8,2	10,3	8,6	20,1	15,1	19,0	14,1
Lussemburgo	27,9	25,3	20,6	18,4	15,0	13,1	13,6	11,8
Norvegia	54,9	42,6	31,6	24,0	16,3	11,8	12,1	8,4
Paesi Bassi	22,9	21,5	20,9	15,2	19,6	11,1	19,3	9,9
Portogallo	14,3	13,5	16,2	15,4	13,8	13,1	12,3	11,7
Regno Unito	13,3	12,7	12,0	11,5	9,3	8,8	9,3	8,9
Spagna	14,0	11,5	14,0	11,5	11,0	9,0	10,1	8,3
Svezia	28,8	20,5	19,5	13,0	13,3	8,1	12,3	7,3
Media europea ponderata^(C)	20,9	16,7	17,0	13,3	14,1	10,6	13,2	9,9
<i>Italia: scostamento^(D)</i>	<i>-52,4%</i>	<i>-50,7%</i>	<i>-39,3%</i>	<i>-35,6%</i>	<i>42,5%</i>	<i>42,0%</i>	<i>43,7%</i>	<i>42,9%</i>

A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.

C) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000.

D) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

prezzi sia al lordo sia al netto delle imposte molto inferiori a quelli prevalenti in Europa; per un livello di consumo pari a 600 kWh, gli utenti italiani pagano un prezzo che risulta inferiore alla metà del prezzo medio europeo.

Una situazione opposta caratterizza le utenze con consumi più elevati: i prezzi applicati in Italia si collocano ben al di sopra della media europea, con scostamenti attorno al 42-44% per i livelli di consumo di 3.500 kWh e di 7.500 kWh annui, sia al lordo sia al netto delle imposte.

Con riferimento ai prezzi netti, rispetto al luglio 2004 lo scostamento percentuale dalla media europea ponderata è aumentato in maniera significativa per i consumi pari a 3.500 kWh e 7.500 kWh. Infatti, mentre a livello europeo i relativi prezzi sono aumentati tra il 3,8% e il 4%, i prezzi italiani hanno fatto registrare una tendenza al rialzo più accentuata, superiore di circa tre punti percentuali. Anche con riferimento alle categorie di consumo inferio-

ri i prezzi italiani sono cresciuti più della media; in particolare, mentre i prezzi medi europei sono saliti del 6,5% e del 5,5% per gli utenti con consumi pari a 600 e 1.200 kWh, i corrispondenti prezzi italiani al netto delle imposte sono cresciuti tra l'8,4 e l'8,6%. L'analisi risulta in parte diversa se si considerano i prezzi al lordo delle imposte; se per le due categorie di consumo maggiori gli utenti italiani hanno visto i loro prezzi aumentare di poco rispetto alla media europea, i prezzi per consumi pari a 600 kWh e 1.200 kWh sono cresciuti meno della media europea.

In Europa gli incrementi di prezzo più significativi si sono avuti in Irlanda e Norvegia; in quest'ultimo paese, in valuta nazionale gli aumenti sarebbero tuttavia inferiori ai valori riportati nella tavola 1.5, in quanto nel periodo considerato la corona norvegese si è apprezzata nei confronti dell'euro del 6,6%. Per quanto riguarda l'Irlanda, invece, i prezzi risultano in forte aumento già dal 2002, a seguito di una tendenza al rialzo dei prezzi dei combustibili combinata al biso-

TAV. 1.5

**Variazioni dei prezzi
dell'energia elettrica per
tipologia di consumo:
utenze domestiche**

 Variazioni percentuali
luglio 2005 – luglio 2004^(A)

CONSUMO ANNUO	600 kWh		1.200 kWh		3.500 kWh		7.500 kWh	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	-1,1%	-1,3%	-0,1%	-0,3%	-2,6%	-3,3%	-1,7%	-2,1%
Belgio ^(B)	10,3%	7,0%	2,5%	0,1%	-0,7%	-3,8%	-1,9%	-5,1%
Danimarca	3,9%	6,1%	3,4%	6,1%	2,9%	6,1%	2,8%	6,0%
Finlandia	-1,1%	-1,2%	-1,8%	-2,0%	-2,1%	-2,3%	-2,4%	-2,4%
Francia ^(B)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Germania	7,1%	7,8%	6,8%	7,7%	4,7%	5,5%	6,2%	7,3%
Grecia	3,5%	2,4%	3,4%	2,5%	3,4%	2,6%	3,6%	2,6%
Irlanda	21,5%	20,0%	17,9%	16,6%	14,3%	13,5%	12,3%	11,9%
Italia^(C)	4,6%	8,6%	4,6%	8,4%	4,3%	7,1%	3,7%	6,6%
Lussemburgo	15,1%	14,1%	12,5%	11,1%	9,9%	7,7%	8,9%	6,4%
Norvegia	22,1%	21,6%	20,2%	19,8%	16,0%	15,7%	13,1%	12,6%
Paesi Bassi	8,5%	8,0%	8,2%	8,2%	6,7%	6,5%	6,9%	6,9%
Portogallo	2,5%	2,7%	2,1%	2,5%	2,2%	2,1%	2,6%	2,5%
Regno Unito	7,7%	7,7%	7,3%	7,5%	4,9%	4,8%	6,0%	6,2%
Spagna	1,7%	1,8%	1,7%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
Svezia	-3,3%	-4,0%	-2,9%	-4,1%	-2,3%	-3,9%	-3,4%	-5,5%
Media europea ponderata ^(D)	6,3%	6,5%	5,1%	5,5%	3,5%	3,8%	3,5%	4,0%

A) La tabella tiene conto delle rettifiche apportate nel database Eurostat alle rilevazioni 2004 di alcuni paesi.

B) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

C) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.

D) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000. I tassi di crescita relativi a ogni tipologia di consumo sono stati calcolati includendo nei valori della media europea solo quei paesi per cui erano disponibili i dati sia di luglio 2004 sia di luglio 2005.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

gno di intraprendere investimenti significativi nelle reti di trasporto per far fronte alla storica carenza infrastrutturale e alla rilevante crescita della domanda. Si evidenzia, inoltre, come solo la Svezia e, in misura più contenuta, la Finlandia e l'Austria, abbiano messo a segno significativi cali dei prezzi nel confronto luglio 2005 – luglio 2004. I prezzi in Belgio, infine, sono diminuiti in modo rilevante solo per le due categorie di consumo più elevate.

Prezzi per le utenze industriali

Il confronto dei prezzi per le utenze industriali (usi in locali diversi dalle abitazioni: industriali, terziari e agricoli), avviene sulla base dei dati relativi a sette tipologie di consumo, comprese fra 50 MWh e 70 GWh annui (Tav. 1.6).

Per le imprese italiane i prezzi, sia al lordo sia al netto delle imposte, si collocano sempre al di sopra della media europea, con scostamenti più contenuti per le tipologie con consumi più bassi e

più elevati per i grandi consumatori. I divari, in termini percentuali, sono massimi con riferimento alle tre classi di consumo centrali corrispondenti a 2 GWh, 10 GWh e 24 GWh annui.

In termini tendenziali, tuttavia, i prezzi italiani, al netto e al lordo delle imposte, sono cresciuti meno della media europea, tanto per le tipologie di utenza industriale con consumi più bassi quanto per le utenze più grandi. Al netto delle imposte, gli scostamenti maggiori si sono avuti per le classi di consumo pari a 0,16 GWh, 2 GWh e 50 GWh, i cui prezzi in Italia hanno fatto registrare un tasso di crescita rispetto al 2004 inferiore di 3-4 punti percentuali se confrontati con i tassi di crescita medi europei.

Anche al lordo delle imposte il differenziale di prezzo tra l'Europa e l'Italia si è ridotto, in modo molto evidente per gli utenti con consumi annui fino a 2 GWh e con consumi sopra i 50 GWh. Prendendo in considerazione i singoli paesi europei, si evidenzia in primo luogo un forte aumento dei prezzi inglesi, superiore al 25% per la categoria di consumo pari a 50 MWh e per tutte le categorie

TAV. 1.6

Prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze industriali

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2005

CONSUMO ANNUO	50.000 kWh (50 kW, 1.000 h)		160.000 kWh (100 kW, 1.600 h)		2 GWh (500 kW, 4.000 h)		10 GWh (2.500 kW, 4.000 h)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	13,8	9,4	12,6	8,4	9,6	6,0	8,3	4,8
Belgio	15,2	11,5	14,0	10,7	10,1	7,5	9,6	7,0
Danimarca	12,0	7,3	11,4	6,9	11,0	6,5	–	–
Finlandia	8,4	6,4	8,1	6,2	6,7	5,0	6,8	5,1
Francia ^(A)	10,9	8,4	10,0	7,7	6,9	5,3	6,9	5,3
Germania	19,4	15,5	15,4	12,1	10,8	8,1	10,7	8,0
Grecia	10,3	9,5	9,5	8,8	7,0	6,5	7,0	6,5
Irlanda	17,9	14,3	15,0	12,4	10,6	9,0	10,2	8,7
Italia^(B)	15,9	12,0	13,8	10,3	12,4	9,1	11,4	8,9
Lussemburgo	–	–	–	–	9,0	7,5	–	–
Norvegia	9,5	6,4	9,0	6,0	8,5	5,5	7,3	4,6
Paesi Bassi	17,0	10,9	14,4	10,5	10,7	8,1	8,9	6,6
Portogallo	11,4	10,9	9,6	9,1	7,7	7,4	7,7	7,3
Regno Unito	12,0	9,6	10,4	8,5	7,8	6,4	6,8	5,6
Spagna	12,7	10,4	9,9	8,1	8,4	6,9	7,8	6,4
Svezia	7,1	7,1	6,5	6,4	5,4	5,4	5,0	5,0
Media europea ponderata^(C)	13,9	10,8	11,8	9,2	9,1	7,0	8,5	6,6
<i>Italia: scostamento^(D)</i>	<i>14,7%</i>	<i>11,3%</i>	<i>16,7%</i>	<i>11,9%</i>	<i>35,7%</i>	<i>30,0%</i>	<i>33,1%</i>	<i>34,4%</i>

CONSUMO ANNUO	24 GWh (4.000 kW, 6.000 h)		50 GWh (10.000 kW, 5.000 h)		70 GWh (10.000 kW, 7.000 h)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	8,1	4,7	8,2	4,8	7,7	4,4
Belgio	8,6	6,2	7,8	6,0	7,2	5,6
Danimarca	–	–	–	–	–	–
Finlandia	6,3	4,7	5,5	4,0	5,4	3,9
Francia ^(A)	6,0	4,6	–	–	–	–
Germania	9,7	7,1	10,2	7,5	9,5	7,0
Grecia	5,9	5,4	5,5	5,1	4,9	4,5
Irlanda	9,1	7,7	8,6	7,3	8,1	6,9
Italia^(B)	10,1	8,2	9,6	7,8	9,1	7,4
Lussemburgo	–	–	–	–	–	–
Norvegia	6,3	3,8	6,1	3,6	6,0	3,5
Paesi Bassi	7,1	5,6	6,8	5,5	6,5	5,3
Portogallo	6,9	6,6	6,0	5,7	5,6	5,3
Regno Unito	6,3	5,2	6,6	5,5	5,7	4,8
Spagna	7,1	5,8	7,1	5,8	6,5	5,3
Svezia	4,7	4,7	4,8	4,7	4,6	4,5
Media europea ponderata^(C)	7,6	5,9	7,9	6,2	7,4	5,8
<i>Italia: scostamento^(D)</i>	<i>32,0%</i>	<i>37,7%</i>	<i>20,7%</i>	<i>25,6%</i>	<i>22,7%</i>	<i>28,0%</i>

A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.

C) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000.

D) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

TAV. 1.7

**Variazioni dei prezzi
dell'energia elettrica per
tipologia di consumo:
utenze industriali**

Variazioni percentuali
luglio 2005 – luglio 2004^(A)

CONSUMO ANNUO	50.000 kWh (50 kW, 1.000 h)		160.000 kWh (100 kW, 1.600 h)		2 GWh (500 kW, 4.000 h)		10 GWh (2.500 kW, 4.000 h)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	-1,5%	-2,0%	0,7%	1,0%	7,6%	10,7%	5,2%	7,6%
Belgio ^(B)	-3,9%	-7,1%	1,7%	-1,7%	8,2%	3,0%	9,8%	4,0%
Danimarca	2,0%	2,0%	2,0%	2,1%	2,0%	2,0%	-	-
Finlandia	-2,7%	-3,0%	-1,6%	-1,9%	-2,6%	-2,9%	-2,2%	-2,3%
Francia ^(B)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Germania	3,8%	4,0%	7,9%	8,9%	9,3%	11,0%	9,9%	11,7%
Grecia	3,4%	2,5%	3,5%	2,5%	3,4%	2,4%	3,4%	2,4%
Irlanda	11,2%	9,3%	10,6%	9,3%	14,5%	13,9%	15,5%	14,9%
Italia^(C)	-1,4%	3,5%	0,8%	4,2%	2,5%	5,6%	6,1%	9,8%
Lussemburgo	-	-	-	-	11,9%	8,2%	-	-
Norvegia	12,8%	12,6%	13,3%	12,7%	13,7%	13,8%	9,2%	8,3%
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-	-	-
Portogallo	6,2%	6,2%	6,9%	6,9%	8,1%	8,1%	8,0%	8,1%
Regno Unito	25,4%	27,8%	18,8%	19,8%	21,3%	22,3%	18,0%	19,1%
Spagna	7,3%	7,3%	20,1%	20,1%	27,4%	27,5%	26,9%	27,1%
Svezia	-1,5%	-2,4%	0,2%	-0,6%	-0,2%	-1,1%	-1,6%	-2,5%
Media europea ponderata^(D)	4,5%	5,4%	6,7%	7,5%	8,5%	9,6%	8,8%	9,8%

CONSUMO ANNUO	24 GWh (4.000 kW, 6.000 h)		50 GWh (10.000 kW, 5.000 h)		70 GWh (10.000 kW, 7.000 h)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	8,2%	12,5%	8,1%	12,0%	8,9%	13,7%
Belgio ^(B)	22,9%	12,1%	18,3%	14,3%	18,9%	16,3%
Danimarca	-	-	-	-	-	-
Finlandia	-2,3%	-2,7%	-2,8%	-3,1%	-2,9%	-3,2%
Francia ^(B)	0,0%	0,0%	-	-	-	-
Germania	11,1%	13,4%	10,5%	12,5%	11,6%	13,9%
Grecia	3,5%	2,5%	3,4%	2,4%	3,4%	2,5%
Irlanda	16,6%	16,0%	19,5%	19,0%	20,3%	20,0%
Italia^(C)	7,9%	11,8%	5,6%	8,9%	8,2%	12,2%
Lussemburgo	-	-	-	-	-	-
Norvegia	10,1%	9,2%	10,4%	9,7%	10,4%	9,3%
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-
Portogallo	8,5%	8,6%	9,4%	9,3%	10,1%	10,1%
Regno Unito	32,5%	34,0%	24,6%	25,5%	41,4%	43,4%
Spagna	19,3%	19,4%	21,2%	21,1%	15,4%	14,3%
Svezia	0,0%	-1,1%	-0,2%	-1,3%	0,0%	-1,1%
Media europea ponderata^(D)	10,9%	12,1%	11,5%	12,8%	13,3%	15,0%

A) La tabella tiene conto delle rettifiche apportate nel database Eurostat alle rilevazioni 2004 di alcuni paesi.

B) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

C) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.

D) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000. I tassi di crescita relativi a ogni tipologia di consumo sono stati calcolati includendo nei valori della media europea solo quei paesi per cui erano disponibili i dati sia del luglio 2004 sia del luglio 2005.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

di consumo maggiori di 24 GWh. Tra i fattori che possono aver determinato questa tendenza risultano: le tensioni causate dall'andamento del prezzo dei combustibili e, in particolare, del prezzo del gas naturale nel mercato nazionale; un deterioramento nel sistema di offerta di gas naturale connesso con la presenza di distorsioni di mercato nell'Europa continentale; un effetto di *pass through* più rapido che altrove dell'impatto dello schema di *trading* delle quote di emissione nel mercato liberalizzato inglese. È

peraltro da evidenziare che i prezzi inglesi, se misurati in valuta nazionale, registrerebbero incrementi ancora più significativi a causa del deprezzamento della sterlina sull'euro (1,3%).

Un rilevante aumento dei prezzi si è verificato anche in Spagna e in Irlanda, rispettivamente su livelli medi del 20% e del 15%. La Finlandia è l'unico paese ad aver registrato, oltre che, come visto in precedenza, una diminuzione dei prezzi per le utenze domestiche, una contrazione significativa dei prezzi per gli utenti industriali.

Prezzi del gas

Nel grafico della figura 1.13 è rappresentato l'andamento dei prezzi medi europei del gas negli ultimi nove anni con riferimento ad alcune categorie di consumo: utenti domestici, piccoli utenti commerciali/industriali, medi utenti industriali.

Nel triennio 1997-1999 i prezzi medi europei del gas si sono mossi al ribasso per tutte e tre le tipologie di consumo considerate. A partire dal gennaio 2000, sulla spinta della forte crescita del prezzo del petrolio, i prezzi del gas, in particolare quelli pagati dai consumatori industriali di medie dimensioni, hanno registrato significativi aumenti, anche pari al 60% nell'arco di tre semestri. La fase di rientro avvenuta nel biennio 2001-2002 ha riportato i prezzi del gas su livelli più contenuti, ancorché superiori nel luglio 2004 di circa 20 punti percentuali per tutte e tre le categorie di consumo rispetto ai valori del gennaio 1997. Nel corso dell'anno successivo, i prezzi hanno registrato un aumento molto accentuato, particolarmente evidente per le due categorie di consumo industriale. Al luglio 2005 tutti e tre i prezzi presi come riferimento hanno raggiunto il massimo storico, con gli utenti industriali con consumi più elevati che si trovano a pagare un prezzo superiore del 60% rispetto a quello di inizio periodo.

Utenze domestiche

Gli ultimi dati disponibili relativi ai prezzi per le piccole utenze domestiche in Italia risalgono al luglio 2004, a causa delle difficoltà

incontrate dal Ministero delle attività produttive, successivamente alla completa apertura del mercato dal lato della domanda, nella raccolta dei dati elementari presso le società di vendita del gas. L'1 luglio 2004 i prezzi per gli utenti che impiegano il gas prevalentemente per uso cottura risultavano tra i più bassi in Europa, sia al lordo sia al netto delle imposte.

Per le classi superiori, a cui è associato l'uso del gas naturale anche per il riscaldamento delle abitazioni, i prezzi italiani al lordo delle imposte si collocavano invece ai livelli più alti, preceduti da quelli di Svezia e Danimarca, con uno scostamento dalla media europea nell'ordine del 50%.

A livello europeo, nel periodo luglio 2004 – luglio 2005 i prezzi, sia al lordo sia al netto delle imposte, sono cresciuti intorno al 10% per tutte le categorie di consumo. Sull'andamento della media europea ha influito la forte crescita dei prezzi nei Paesi Bassi, in parte giustificata dal forte legame del prezzo del gas sul mercato interno con il prezzo del petrolio, oltre che gli aumenti registrati in Irlanda, Belgio e Regno Unito. Come già evidenziato in precedenza, i prezzi inglesi, se misurati in valuta nazionale, registrerebbero incrementi ancora più significativi a causa del deprezzamento della sterlina sull'euro.

Utenze industriali

Per quanto riguarda le utenze industriali, gli ultimi dati disponibili per l'Italia risalgono a luglio 2003, anche in questo caso, come per

FIG. 1.13

Andamento dei prezzi del gas in Europa
Indici dei prezzi medi ponderati europei per tre tipologie di consumo (gennaio 1997=100)



Prezzi medi al netto delle imposte ponderati sui consumi nazionali domestici/industriali dell'anno 2000.
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

TAV. 1.8

Prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze domestiche
Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2005;
1 GJ=26,268 m³

CONSUMO ANNUO	8,37 GJ (219,86 m³) ^(A)		16,74 GJ (439,73 m³) ^(A)		83,7 GJ (2.198,63 m³) ^(B)		125,6 GJ (3.299,26 m³) ^(B)	
	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
PAESI								
Austria	82,3	58,6	66,6	46,3	51,6	34,5	50,1	33,3
Belgio	76,9	62,0	68,8	55,3	48,1	38,2	45,5	36,1
Danimarca	152,2	84,6	103,7	45,8	103,7	45,8	103,7	45,8
Francia	70,2	60,5	62,1	52,8	41,7	35,5	40,1	34,1
Germania	91,0	72,6	74,8	58,7	52,6	39,6	50,3	37,5
Irlanda	90,6	79,8	75,2	66,3	38,0	33,5	34,9	30,8
Italia	—	—	—	—	—	—	—	—
Lussemburgo	60,2	56,8	53,3	50,3	33,4	31,6	33,0	31,1
Paesi Bassi ^(C)	76,2	91,0	66,3	61,1	58,4	37,2	57,7	35,2
Portogallo	77,6	73,9	71,3	67,8	50,7	48,3	49,3	47,0
Regno Unito	35,7	34,0	31,7	30,2	28,4	27,1	28,1	26,8
Spagna	65,6	56,5	58,3	50,3	46,0	39,7	44,9	38,7
Svezia	88,4	49,1	81,7	43,7	79,1	41,2	78,6	40,8
Media europea ponderata ^(D)	65,5	57,8	55,8	47,0	42,9	34,1	41,6	32,8
Italia: scostamento ^(E)	—	—	—	—	—	—	—	—

A) Uso cottura cibi e produzione di acqua calda.
B) Uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento.
C) Dall'1 gennaio 2001 tutti i consumatori di gas naturale ricevono un rimborso fisso. Per tale motivo i prezzi al netto delle imposte possono essere superiori a quelli al lordo.
D) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000.
E) Scostamento percentuale dalla media ponderata.
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

TAV. 1.9

**Variazioni dei prezzi
del gas naturale per
tipologia di consumo:
utenze domestiche**

 Variazioni percentuali
luglio 2005 – luglio 2004^(A)

CONSUMO ANNUO	8,37 GJ (219,86 m ³) ^(B)		16,74 GJ (439,73 m ³) ^(B)		83,7 GJ (2.198,63 m ³) ^(C)		125,6 GJ (3.299,26 m ³) ^(C)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	2,1%	2,3%	2,1%	2,4%	1,5%	1,8%	1,4%	1,6%
Belgio	4,9%	4,4%	1,6%	1,0%	18,0%	17,6%	16,6%	16,3%
Danimarca	9,9%	9,8%	9,8%	9,9%	9,8%	9,9%	9,8%	9,9%
Francia ^(D)	-1,8%	-1,9%	1,9%	1,9%	8,0%	7,9%	9,1%	9,1%
Germania ^(D)	5,7%	6,2%	7,2%	8,0%	7,8%	9,0%	8,2%	9,6%
Irlanda	10,9%	10,9%	10,9%	10,9%	10,9%	11,0%	10,9%	10,8%
Italia	-	-	-	-	-	-	-	-
Lussemburgo	11,1%	11,1%	12,7%	12,7%	21,8%	21,9%	22,3%	22,3%
Paesi Bassi	70,1%	38,2%	38,4%	31,1%	15,9%	19,1%	14,2%	17,6%
Portogallo	7,3%	7,3%	7,2%	7,1%	8,3%	8,4%	9,0%	9,1%
Regno Unito	10,5%	10,6%	10,1%	10,0%	9,4%	9,4%	9,3%	9,3%
Spagna	4,6%	4,5%	5,1%	5,1%	6,5%	6,7%	6,7%	6,7%
Svezia	-3,5%	-4,6%	0,5%	1,2%	6,9%	11,1%	6,8%	10,9%
Media europea ponderata^(E)	10,5%	10,0%	9,7%	9,6%	9,6%	10,3%	9,6%	10,3%

A) La tabella tiene conto delle rettifiche apportate nel database Eurostat alle rilevazioni 2004 di alcuni paesi.

B) Uso cottura cibi e produzione di acqua calda.

C) Uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento.

D) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

E) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000. I tassi di crescita relativi a ogni tipologia di consumo sono stati calcolati includendo nei valori della media europea solo quei paesi per cui erano disponibili i dati sia del luglio 2004 sia del luglio 2005.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

le utenze domestiche, per il mancato invio dei dati di base da parte del Ministero delle attività produttive a Eurostat. Nel luglio 2003, per i livelli di consumo più bassi, i prezzi italiani erano tra i più elevati in Europa, con scostamenti che si collocavano intorno al 13-17% al lordo delle imposte e al 20-25% al netto delle imposte. Diversamente dai prezzi per le utenze domestiche, quelli relativi alle utenze industriali e commerciali mostravano una minore divergenza rispetto alla media europea per le classi di consumo più elevate. In particolare, alla tipologia con consumi di circa 11 milioni di metri cubi corrispondeva un prezzo al lordo delle imposte superiore del 5% al valore medio ponderato, mentre per la tipologia con consumi intorno a un milione di metri cubi lo scostamento diventava negativo.

A livello europeo, nel corso dell'ultimo anno si sono registrati aumenti molto consistenti nei prezzi per tutte le categorie di consumo, anche superiori al 30% per gli utenti con consumi pari a circa 11 milioni di metri cubi.

Tale aumento è stato senza dubbio legato alla tendenza a un forte rialzo da parte dei prezzi inglesi, che hanno registrato aumenti compresi tra il 37,6% e il 50,8% al netto delle imposte e tra il 36,5% e il 47,6% al lordo delle imposte.

Incrementi molto forti si sono avuti, tra i paesi maggiori, anche in Svezia, in Francia e in Germania. Occorre evidenziare che, mentre i prezzi netti svedesi e inglesi avevano messo a segno incrementi rilevanti anche nel periodo luglio 2003 – luglio 2004, quelli di Francia e Germania, che pesano per poco meno del 50% sull'aggregato europeo, si erano invece tendenzialmente mossi al ribasso. Come risultato di questi andamenti, la media europea ha registrato i rialzi sostenuti di cui si è detto, via via crescenti all'aumentare del livello di consumo.

L'incidenza fiscale media a livello europeo per i consumatori di gas naturale appare crescente, per le utenze domestiche, da valori intorno al 12% per i livelli di consumo più bassi fino al 21% circa per i consumi nell'ordine di 3.300 m³ annuali. Occorre evidenziare che

TAV. 1.10

Prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze industriali

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2005;
1 GJ=26,268 m³

CONSUMO ANNUO	418,6 GJ (10.995,8 m ³) ^(A)		4.186 GJ (109.958 m ³) ^(B)		41.860 GJ (1.099.578 m ³) ^(C)		125,6 GJ (10.995.785 m ³) ^(D)	
	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
PAESI								
Austria	44,6	29,0	40,5	25,8	39,1	24,7	–	–
Belgio	–	–	–	–	26,5	21,7	–	–
Danimarca	61,3	45,9	54,6	40,3	31,1	22,0	26,5	18,4
Finlandia	–	–	41,6	32,3	33,7	25,8	25,4	19,0
Francia	36,3	30,6	31,0	26,0	31,1	25,5	27,3	21,7
Germania	47,5	36,7	44,7	34,3	42,4	32,4	35,8	26,6
Irlanda	38,8	34,2	31,0	27,3	–	–	–	–
Italia	–	–	–	–	–	–	–	–
Lussemburgo	32,7	30,9	30,9	29,1	30,5	28,8	19,1	18,0
Paesi Bassi	49,8	29,5	43,1	25,0	25,8	17,5	19,9	15,3
Portogallo	41,1	39,1	36,2	34,5	27,2	25,9	18,8	17,9
Regno Unito	37,3	30,5	34,2	28,0	30,1	24,5	21,2	17,7
Spagna	36,4	31,4	22,5	19,4	21,4	18,5	20,1	17,4
Svezia	46,4	42,1	–	–	40,6	36,4	–	–
Media europea ponderata^(E)	41,7	32,4	36,6	28,2	32,2	25,3	26,5	20,9
<i>Italia: scostamento^(F)</i>	<i>–</i>	<i>–</i>	<i>–</i>	<i>–</i>	<i>–</i>	<i>–</i>	<i>–</i>	<i>–</i>

A) Senza fattore di carico.

B) Con fattore di carico pari a 200 gg.

C) Con fattore di carico pari a 200 gg., o 1.600 ore.

D) Con fattore di carico pari a 250 gg., o 4.000 ore.

E) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000.

F) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

su questi numeri impatta in maniera rilevante l'assenza dei dati relativi all'Italia, che nel 2004 risultava avere un'incidenza fiscale superiore alla media europea per tutte le categorie di consumo domestico. Ai fini della valutazione della variazione dell'incidenza fiscale nel periodo luglio 2004 – luglio 2005, è quindi opportuno escludere l'Italia anche dall'insieme dei paesi considerato ai fini del calcolo del valore medio del 2004; l'incidenza fiscale, su queste basi, risulta sostanzialmente stabile in termini percentuali per tut-

te le categorie di consumo.

Per i consumatori industriali di gas naturale, l'incidenza fiscale varia tra il 21% e il 23%, in relazione ai diversi livelli di consumo. Essa risulta in diminuzione, per tutte le categorie di consumo di una quota compresa tra 1 e 2 punti percentuali, con la parziale eccezione della categoria di consumo pari a 11 milioni di m³ annui, che ha giovato di una riduzione dell'incidenza fiscale di quasi 4 punti percentuali.

TAV. 1.11

Variazioni dei prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze industriali

Variazioni percentuali
luglio 2005 – luglio 2004^(A)

CONSUMO ANNUO	418,6 GJ (10.995,8 m ³) ^(B)		4.186 GJ (109.958 m ³) ^(C)		41.860 GJ (1.099.578 m ³) ^(D)		125,6 GJ (10.995.785 m ³) ^(E)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	1,7%	2,1%	12,8%	16,3%	13,5%	17,2%	–	–
Belgio	–	–	–	–	11,0%	9,6%	–	–
Danimarca	9,5%	10,1%	9,0%	8,3%	7,2%	7,1%	6,4%	5,9%
Finlandia	–	–	4,5%	4,8%	5,6%	6,1%	7,4%	8,2%
Francia ^(F)	11,0%	11,1%	13,3%	13,3%	21,6%	17,7%	39,0%	42,3%
Germania ^(F)	9,4%	16,1%	18,3%	28,2%	21,0%	32,4%	19,9%	33,7%
Irlanda	15,9%	16,0%	16,0%	16,0%	–	–	–	–
Italia	–	–	–	–	–	–	–	–
Lussemburgo	22,5%	22,5%	24,2%	24,2%	24,6%	24,5%	19,2%	19,4%
Paesi Bassi	9,3%	5,0%	1,8%	–8,9%	13,2%	9,0%	10,1%	9,9%
Portogallo	1,3%	2,0%	16,8%	18,0%	17,2%	19,9%	17,9%	26,3%
Regno Unito	41,5%	44,1%	47,6%	50,8%	39,8%	42,6%	36,5%	37,6%
Spagna	8,9%	8,8%	14,5%	14,6%	15,4%	15,7%	16,8%	16,9%
Svezia	22,8%	25,4%	–	–	30,0%	34,5%	–	–
Media europea ponderata^(G)	14,5%	16,9%	18,6%	21,4%	22,0%	25,0%	25,1%	31,4%

A) La tabella tiene conto delle rettifiche apportate nel database Eurostat alle rilevazioni 2004 di alcuni paesi.

B) Senza fattore di carico.

C) Con fattore di carico pari a 200 gg.

D) Con fattore di carico pari a 200 gg., o 1.600 ore.

E) Con fattore di carico pari a 250 gg., o 4.000 ore.

F) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

G) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000. I tassi di crescita relativi a ogni tipologia di consumo sono stati calcolati includendo nei valori della media europea solo quei paesi per cui erano disponibili i dati sia del luglio 2004 sia del luglio 2005.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

TAV. 1.12

Incidenza fiscale nei prezzi del gas naturale per tipologia di consumo

Valori percentuali
all'1 luglio 2005

CONSUMO ANNUO	8,37 GJ 219,86 m ³	16,74 GJ 439,73 m ³	83,70 GJ 2.198,63 m ³	125,6 GJ 3.299,26 m ³	419 GJ 10.996 m ³	4.186 GJ 109.958 m ³	41.860 GJ 1.099.578 m ³	418.600 GJ 10.995.785 m ³
PAESI	UTENZE DOMESTICHE				UTENZE INDUSTRIALI			
Austria	28,9%	30,6%	33,1%	33,5%	34,9%	36,3%	36,9%	–
Belgio	19,4%	19,6%	20,6%	20,7%	–	–	18,4%	–
Danimarca	44,4%	55,8%	55,8%	55,8%	25,0%	26,2%	29,5%	30,7%
Finlandia	–	–	–	–	–	22,3%	23,4%	25,2%
Francia	13,8%	14,9%	14,9%	14,8%	15,8%	16,1%	17,9%	20,3%
Germania	20,2%	21,6%	24,8%	25,4%	22,7%	23,3%	23,8%	25,5%
Irlanda	11,9%	11,9%	11,8%	11,9%	11,9%	11,9%	–	–
Italia	–	–	–	–	–	–	–	–
Lussemburgo	5,7%	5,6%	5,6%	5,7%	5,7%	5,7%	5,6%	5,6%
Paesi Bassi ^(A)	–19,4%	7,8%	36,3%	39,1%	40,7%	41,9%	32,0%	23,5%
Portogallo	4,8%	4,8%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,8%	4,8%
Regno Unito	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	18,2%	18,1%	18,6%	16,5%
Spagna	13,8%	13,8%	13,7%	13,8%	13,8%	13,7%	13,7%	13,8%
Svezia	44,4%	46,5%	47,9%	48,1%	9,1%	–	10,3%	–
Media europea	11,9%	15,8%	20,5%	21,1%	22,3%	23,0%	21,6%	21,4%

A) Dall'1 gennaio 2001 tutti i consumatori domestici di gas naturale ricevono un rimborso fisso. Per tale motivo i prezzi al netto delle imposte possono essere superiori a quelli al lordo.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Dal 1° gennaio 2005 è entrato in vigore il cd. "sistema dell'*emission trading*", ovvero il meccanismo di mercato per il controllo delle emissioni di CO₂ previsto dalla Direttiva 2003/87/CE.

L'obiettivo del meccanismo è quello di creare un mercato europeo delle emissioni di gas a effetto serra in grado di definire il prezzo delle emissioni di CO₂ e di promuovere una loro riduzione al minor costo da parte delle imprese.

L'*emission trading* si inserisce nell'ambito delle misure adottate per soddisfare gli impegni del Protocollo di Kyoto. Esso prevede un primo periodo di applicazione negli anni 2005 - 2007 e un secondo relativo agli anni 2008-2012, durante il quale dovranno essere raggiunti i *target* di riduzione delle emissioni previsti dal Protocollo.

I settori coinvolti dal meccanismo coprono circa il 45% delle emissioni di CO₂ a livello comunitario e comprendono: produzione elettrica, raffinerie, lavorazione dei metalli ferrosi, vetro, ceramica, cemento e cartiere.

All'inizio del 2006 è giunto a termine il processo di definizione da parte degli Stati membri e di approvazione da parte della Commissione europea dei Piani di allocazione nazionali, che stabiliscono le quote di emissione assegnate a titolo gratuito a ciascun impianto interessato dalla Direttiva. La tardiva conclusione del processo è dovuta alle richieste di modifiche e integrazioni da parte della Commissione europea, soprattutto al fine di ridurre l'ammontare delle quote assegnate dai piani di allocazione inizialmente presentati da alcuni Stati membri.

Il prezzo dei certificati di emissione sul mercato europeo nel corso del 2005 ha risentito delle incertezze relative all'approvazione dei piani di allocazione definitivi, dell'andamento delle emissioni nei settori coinvolti e della stima delle quote relative ai progetti *Clean Development Mechanism*. Questi ultimi riguardano i progetti di riduzione delle emissioni effettuati nei paesi in via di sviluppo, cui

non vengono assegnati limiti nell'allegato B del Protocollo. L'approvazione e il completamento di tali progetti consente il rilascio di certificati validi ai fini dell'assolvimento degli impegni di Kyoto. Essi, insieme ai progetti *Joint Implementation* (effettuati nei paesi con economie di transizione inclusi nell'allegato B), che verranno però riconosciuti solamente a partire dal secondo periodo, fanno parte dei meccanismi flessibili che potranno entrare nel circuito dell'*emission trading* europeo in base alla Direttiva 2004/101/CE.

Un altro fattore che ha grandemente influenzato l'andamento del mercato dell'*emission trading* è stato l'aumento dei prezzi dei combustibili impiegati nella generazione elettrica, cui sono strettamente legati i costi di abbattimento delle emissioni di CO₂, almeno nel medio periodo. Si è quindi assistito a un iniziale incremento dei prezzi sulle principali borse in cui vengono scambiati i diritti a emettere con valori che hanno superato i 30 € per tonnellata di CO₂, e a un successivo crollo delle quotazioni, con livelli inferiori ai 15 € per tonnellata di CO₂, in seguito ai primi dati sulle emissioni dichiarate dagli impianti coinvolti nel meccanismo nel corso del 2005.

I dati preliminari forniti dalla Commissione europea il 16 maggio 2006 evidenzerebbero infatti un eccesso di quote a livello europeo pari a circa 44 milioni di tonnellate di CO₂ principalmente concentrate in Germania e Francia, anche se risultano al momento ancora indisponibili i dati relativi a Cipro, Lussemburgo, Malta e Polonia. A tale proposito bisogna comunque sottolineare come l'assegnazione delle quote riguardi il triennio 2005-2007 e quindi come su tale base temporale vada fatto un bilancio in merito al processo di assegnazione, allo scambio e ai prezzi delle quote.

I dati relativi alle emissioni 2005 risulteranno comunque utili al processo di definizione dei piani di allocazione per il secondo quinquennio 2008-2012, che dovranno essere presentati alla Commissione entro il 30 giugno 2006.

TAV. 1.13

Piani di allocazione nazionali ed emissioni 2005

Tonnellate

STATO MEMBRO	EMISSIONI CO ₂ PER IL 2005	ALLOCAZIONE MEDIA ANNUALE NEL 2005-2007 ^(A)	ALLOCAZIONE MEDIA ANNUALE NON ASSEGNATA ALL'INIZIO DEL MECCANISMO ^(B)
Austria	33.372.841	32.674.905	330.050
Belgio	55.354.096	59.853.575	2.545.876
Danimarca	26.090.910	31.039.618	348.020
Estonia	12.621.824	18.763.471	2.460.382
Finlandia	33.072.638	44.587.032	189.529
Francia	131.147.905	150.500.685	862.952
Germania	473.715.872	495.073.574	4.871.317
Grecia	71.033.294	71.135.034	3.926.426
Irlanda	22.397.678	19.238.190	3.286.839
Italia	215.415.641	207.518.860	1.424.738
Lettonia	2.854.424	4.054.431	3.081.180
Lituania	6.603.869	11.468.181	15.551.575
Paesi Bassi	80.351.292	86.439.031	505.760
Portogallo	36.413.004	36.898.516	797.213
Regno Unito	242.396.039	209.387.854	2.503.305
Repubblica Ceca	82.453.727	96.907.832	1.262.898
Repubblica Slovacca	25.237.739	30.364.848	7.180
Slovenia	8.720.550	8.691.990	66.667
Spagna	181.063.141	162.111.391	13.162.130
Svezia	19.306.761	22.530.831	678.149
Ungheria	25.714.574	30.236.166	15.527.484
TOTALE	1.785.337.819	1.829.476.015	73.389.670

A) I valori riportati riguardano le allocazioni agli impianti già esistenti all'inizio del meccanismo.

B) I valori in questa colonna corrispondono a quote non allocate a impianti esistenti all'avvio del meccanismo, ma messe a riserva principalmente a favore di nuovi entranti o per essere messe all'asta (nei casi di Danimarca, Irlanda, Lituania, Ungheria).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

2.

Struttura, prezzi
e qualità nel
settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2005

Evoluzione del settore

L'emergenza gas che ha caratterizzato l'inverno 2005-2006 ha reso evidenti i cambiamenti strutturali che in questi ultimi anni hanno interessato il parco per la generazione elettrica del nostro paese. In particolare, il 2005 ha visto l'ingresso di circa 5.000 MW di nuova capacità installata, in prevalenza cicli combinati alimentati a gas. Se da una parte questa evoluzione ha determinato un aumento dell'efficienza complessiva della generazione ed è stato accompagnato da un calo nel livello di concentrazione dell'offerta, che comunque resta elevato, dall'altra ha accentuato la specializzazione del parco italiano in impianti *baseload* e ha nel contempo fatto emergere il problema della sicurezza nell'approvvigionamento del gas naturale.

La dinamica dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali si è riflessa solo in parte, e con i ritardi temporali dovuti alla struttura dei contratti d'acquisto della materia prima, sull'andamento del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica. Mediamente nel periodo aprile-dicembre 2005 il prezzo d'acquisto nel mercato del giorno prima (MGP) della borsa elettrica è cresciuto del 13% rispetto allo stesso periodo del 2004, a fronte di un incremento del prezzo in euro del petrolio pari a oltre il 40%. Nel primo trimestre del 2006, tuttavia, il Prezzo unico nazionale (PUN) è cresciuto del 31% rispetto al corrispondente periodo del 2005 mentre, negli stessi mesi, il prezzo

del petrolio è aumentato del 42%. Occorre tuttavia ricordare come sulla dinamica del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica, oltre all'andamento dei prezzi dei combustibili, influiscano diversi fattori quali, per esempio, i prezzi dei certificati verdi e dei diritti di emissione di CO₂, l'evoluzione del fabbisogno, la disponibilità dei gruppi termoelettrici, la producibilità idroelettrica, le congestioni di rete e le strategie di offerta degli operatori. L'elemento di novità emerso nel corso del 2005 è rappresentato dal significativo aumento delle esportazioni di elettricità che è poi proseguito nel primo trimestre del 2006 accompagnato da una sensibile riduzione delle importazioni. Le cause di tale fenomeno, che a partire dal mese di aprile 2006 si è in parte ridimensionato, sono da ricercare sia nel *trend* di aumento dei prezzi dell'elettricità all'estero che, soprattutto nelle ore di basso carico, sono risultati allineati ai prezzi interni sia nell'ingresso dei nuovi impianti a ciclo combinato che nelle ore notturne hanno determinato una situazione di sovracapacità produttiva in grado di spiazzare le importazioni.

Passando dai segmenti della generazione e del mercato all'ingrosso al segmento della vendita al dettaglio si rileva come i prezzi finali al netto delle imposte, pagati dai clienti vincolati, siano aumentati del 6% in media annua nel 2005 rispetto al 2004. L'incremento sottende una forte crescita della componente a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica (10,5%) e un calo delle componenti relative ai costi di trasmissione, distribuzio-

ne e misura (-3%).

La completa apertura del mercato per i clienti non domestici, a partire dal 1° luglio 2004, si è riflessa in un aumento modesto del numero di clienti idonei che a fine 2005 risultavano essersi approvigionati sul mercato libero (200.000 in più rispetto all'anno prima); in termini di prelievo l'aumento è stato ancora più contenuto (7%). Il peso del mercato libero sul mercato potenziale si è attestato quindi sul 61%, se misurato sui prelievi finali, con un incremento inferiore al punto percentuale rispetto al 2004. Sulla base di un'indagine condotta nel corso del 2005 presso le aziende italiane è emerso come esse siano critiche nei confronti dell'attuale stato della liberalizzazione del mercato energetico. In particolare le aziende intervistate hanno individuato una serie di problemi che parrebbero ostacolare la sottoscrizione di un contratto con un nuovo fornitore o la rinegoziazione del contratto con il fornitore abituale. Tra le criticità segnalate si ricordano: la mancanza d'informazione (o pubblicità), la difficoltà a muoversi in un mercato che è percepito ancora come monopolistico, la mancanza di chiarezza e trasparenza delle offerte, la percezione che non ci sia convenienza economica a cambiare fornitore.

Nel corso del 2005 si è registrato un ulteriore miglioramento della continuità del servizio sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica: infatti sono significativamente diminuiti sia il numero sia la durata delle interruzioni senza preavviso. Quest'ultima, in particolare, è passata da 91 minuti all'anno per cliente nel 2004 a 80 minuti nel 2005, considerando tutte le interruzioni. Per quanto riguarda invece la qualità commerciale, dai dati forniti dagli esercenti si rileva che nel 2005 è leggermente aumentato sia il numero dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità soggetti a rimborso sia il numero di indennizzi pagati ai clienti.

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2005

Le caratteristiche d'insieme dello sviluppo della domanda e dell'offerta di elettricità sono state descritte nel Capitolo 1, facendo riferimento al bilancio energetico nazionale. In questa sezione l'attenzione viene rivolta all'attività degli operatori, con il fine di delineare in via sintetica il percorso dell'energia attraverso la filiera elettrica, dalle fasi della generazione e del commercio tran-

sfrontaliero ai flussi commerciali nel mercato all'ingrosso, fino alla vendita ai consumatori finali.

Il bilancio degli operatori del settore elettrico nel 2005, riportato nella tavola 2.1, in buona parte ricalca nella sua struttura quello del 2004¹. Tuttavia, le modifiche nella regolazione, nell'assetto e nel funzionamento del settore elettrico verificatesi nel corso del 2005 hanno richiesto significative revisioni nella struttura per righe e colonne rispetto al bilancio del 2004.

La struttura per colonne evidenzia la dimensione degli operatori, distinti tra produttori e grossisti, rispettivamente in termini di energia prodotta e ceduta. Analogamente al bilancio del 2004, la dimensione dei produttori è riferita ai gruppi di proprietà e non alle singole società appartenenti al gruppo. Tuttavia, diversamente dal bilancio dell'anno precedente, tali gruppi non includono eventuali grossisti collegati da relazioni di proprietà con i soggetti produttori. Una ulteriore differenza rispetto al bilancio del 2004 riguarda la categoria dei grossisti con vendite intermedie e finali minori di 1 TWh, che è stata suddivisa in due sottocategorie per analizzare nel dettaglio l'attività degli operatori con transazioni inferiori a 0,1 TWh.

La composizione delle diverse categorie di produttori è rimasta praticamente immutata rispetto al 2004. La categoria con una produzione netta maggiore di 10 TWh comprende le società del gruppo Edison e del gruppo Eni, Endesa Italia, Edipower e Tirreno Power; tali gruppi hanno prodotto in media circa 24 TWh di energia nel corso del 2005. La categoria successiva, con una produzione netta compresa tra 1 e 10 TWh, è composta da 13 gruppi tra cui i maggiori sono Erg, AceaElectrabel, Saras, Aem Milano, Aem Torino e Asm Brescia; tali gruppi hanno generato mediamente poco più di 3 TWh di energia. Infine, nell'ultima categoria relativa ai produttori rientrano quasi 400 operatori, caratterizzati da una produzione media di appena 38 GWh.

Risulta invece sostanzialmente cambiata la composizione delle categorie dei grossisti, in ragione delle revisioni strutturali di cui si è già detto. Nella prima categoria si trovano le società di *trading* e di vendita finale collegate con i maggiori produttori, a cui si aggiungono Aem Trading, Atel Energia e EGL Italia; nel complesso si tratta di 8 società, con vendite medie sul mercato intermedio e finale superiori a 16 TWh. La seconda categoria è composta da 40 società, tra cui le principali sono Enel Energia, AceaElectrabel Trading, Siet,

¹ Per una lettura corretta del bilancio occorre tener presente che l'aggregazione degli operatori in categorie comporta l'inclusione delle transazioni tra gli operatori compresi all'interno della stessa categoria, i cui dettagli non sono sempre disponibili. Come conseguenza, le voci per colonna non sempre rispettano le normali regole di bilancio, ad esclusione della colonna "Totale", che ricalca, seppure con diversa articolazione strutturale, la colonna relativa all'energia elettrica nel bilancio energetico nazionale. Le regole di lettura di bilancio sono invece applicabili lungo le righe.

TAV. 2.1

Bilancio degli operatori del mercato elettrico nel 2005

TWh

	PRODUTTORI				ACQUIRENTE UNICO	GROSSISTI INDIPENDENTI				TOTALE
	ENEL	> 10 TWh	1 - 10 TWh	<1 TWh		>10 TWh	1 - 10 TWh	0,1 - 1 TWh	< 0,1 TWh	
Produzione nazionale netta	112,1	117,5	41,9	18,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	289,7
Energia destinata ai pompaggi	9,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,3
Import/Export	0,9	0,0	0,0	0,1	25,9	8,3	12,5	1,3	0,1	49,2
Importazioni fuori Borsa	0,0	0,0	0,0	0,1	21,5	8,0	12,1	1,2	0,1	43,1
Importazioni in Borsa ^(A)	1,0	0,2	0,0	0,0	4,4	0,7	0,8	0,1	0,0	7,2
Esportazioni	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,0	0,0	1,1
Acquisti da operatori nazionali	35,5	15,7	3,9	4,9	145,5	128,6	117,2	15,0	1,7	468,0
Borsa elettrica	30,4	7,4	0,3	0,5	139,2	22,7	25,8	1,6	0,1	228,0
- di cui importazioni ^(A)	1,0	0,2	0,0	0,0	4,4	0,7	0,8	0,1	0,0	7,2
Grossisti	0,0	2,0	1,8	4,1	0,0	24,5	64,6	10,1	1,2	108,4
Produttori	0,0	2,9	0,8	0,2	0,0	47,1	11,5	1,9	0,3	64,8
Tolling	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,3	3,5	0,3	0,0	28,1
Mandato	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	8,1	8,2	0,8	0,1	18,1
Sbilanciamento	5,1	3,4	0,1	0,0	1,5	2,0	3,6	0,3	0,0	16,0
Eccedenze (delibera n. 34/05)	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8
Cessioni ad altri operatori	136,7	107,4	40,3	9,4	0,0	82,8	55,6	3,5	0,5	436,2
Borsa elettrica	115,3	54,7	26,5	3,5	0,0	14,5	14,7	1,3	0,1	230,5
- di cui dal GRTN ^(B)	2,9	21,0	24,4	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	51,3
Grossisti	16,0	26,0	3,2	2,8	0,0	65,7	38,1	1,9	0,4	154,1
Tolling	0,0	22,6	4,6	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,3
Sbilanciamento	3,3	3,4	0,1	0,1	0,0	2,6	2,8	0,3	0,0	12,5
Mandato	0,0	0,0	5,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0
Eccedenze (delibera n. 34/05)	2,1	0,7	0,5	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8
Trasferimenti netti^(C)	-101,0	-108,1	-32,4	-11,7	142,0	41,7	59,3	8,9	1,2	-0,1
Perdite di rete^(D)	2,8	0,0	0,1	0,0	15,3	1,2	1,7	0,2	0,0	21,4
Vendite e consumi finali	0,0	9,4	9,4	6,6	152,6	48,8	70,0	9,9	1,3	308,0
Autoconsumi per usi finali	0,0	8,9	6,7	5,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,5
Vendite a clienti finali	0,0	0,5	2,7	0,7	152,6	48,8	70,0	9,9	1,3	286,5
Mercato vincolato	0,0	0,0	0,0	0,0	152,6	0,0	0,0	0,0	0,0	152,6
Mercato libero	0,0	0,5	2,7	0,7	0,0	48,8	70,0	9,9	1,3	133,9
< 50 MWh	0,0	0,0	0,1	0,4	0,0	0,1	1,3	0,5	0,3	2,7
50 - 500 MWh	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	1,0	7,1	1,5	0,3	10,5
500 - 5.000 MWh	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	7,4	21,0	2,9	0,4	33,3
5.000 - 50.000 MWh	0,0	0,0	0,6	0,1	0,0	13,1	23,0	3,9	0,3	40,9
> 50.000 MWh	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0	27,1	17,5	1,1	0,0	46,5

A) La ripartizione tra operatori degli acquisti in Borsa di energia importata è stata stimata in proporzione agli acquisti in Borsa dichiarati dagli operatori, dato che questi non conoscono l'origine dell'energia.

B) Cessioni da parte del GRTN di energia CIP6 e di eccedenze ai sensi della delibera n. 108/97.

C) I trasferimenti netti sono calcolati come somma algebrica di produzione, energia destinata ai pompaggi, import/export, perdite, vendite e consumi finali.

D) Perdite stimate a partire dal dato relativo alle perdite complessive fornito da Terna, assumendo la ripartizione tra mercato libero e vincolato del 2004, e ipotizzandole in proporzione all'utilizzo del sistema (produzione e consumo) per il mercato libero.

Fonte: Dati provvisori elaborati da AEEG in base alle dichiarazioni degli operatori. Differenze con i dati riportati da Terna e, in particolare, il valore non nullo dei trasferimenti netti totali, sono dovuti alla copertura incompleta degli operatori e a imprecisioni nelle risposte fornite.

Energia, EdF Energia Italia e Endesa Europa Power&Fuel, tutte con vendite superiori a 6 TWh. Le ultime due categorie comprendono quasi 90 società, di cui due terzi con vendite inferiori a 100 GWh; in media tali società hanno venduto circa 35 GWh di energia nel 2005. Con riferimento alla generazione elettrica, mentre Enel Produzione ha registrato una significativa riduzione della sua quota di mercato, risulta essere in forte aumento l'energia prodotta dai gruppi aventi produzione superiore a 10 TWh.

La forte crescita delle importazioni che ha contraddistinto il 2005 è avvenuta a seguito dell'incremento dei flussi a favore dell'Acquirente Unico, nell'ordine di 10 TWh di energia, rispetto all'anno precedente. Le importazioni degli altri operatori sono invece diminuite di più di 6 TWh nel corso del 2005. Sul totale dell'energia importata solo una quota relativamente contenuta, corrispondente a poco più di 7 TWh, è stata acquistata in Borsa. Le importazioni effettuate in base a contratti bilaterali (circa 43 TWh) si dividono quasi equamente tra Acquirente Unico e grossisti. Per quanto riguarda le esportazioni, il forte incremento dell'energia transitata che ha caratterizzato gli ultimi mesi del 2005 risulta essere in buona parte attribuibile alle società grossiste che fanno capo ai principali produttori.

Complessivamente gli acquisti di energia elettrica da operatori nazionali hanno rappresentato quasi il 170% della generazione al netto dei servizi ausiliari e dell'energia destinata ai pompaggi. Anche i soggetti produttori hanno fatto ricorso ad acquisti per una quota significativa della loro energia disponibile, con approvvigionamenti nel complesso equivalenti a circa il 21% della loro generazione.

Gli acquisti nella Borsa elettrica sono più che triplicati rispetto al 2004, tanto da divenire la principale forma di transazione, costituendo quasi il 50% degli acquisti complessivi. Gli acquisti in Borsa da parte dell'Acquirente Unico si sono attestati a poco più del 60% dell'energia totale, mentre quelli da parte di grossisti e di produttori ne hanno rappresentato rispettivamente il 22 e il 17% circa. Tra i produttori il maggiore acquirente in Borsa è risultato Enel Produzione, che si è con tale modalità approvvigionato di più di 30 TWh di energia.

Gran parte degli acquisti da grossisti in base a contratti bilaterali, che hanno rappresentato il 23% circa del totale degli acquisti, sono stati effettuati da altri grossisti, in particolare da quelli con vendite comprese tra 1 e 10 TWh.

Gli acquisti dai produttori (per via diretta, tramite mandato e mediante accordi di *tolling*) hanno rappresentato il 24% circa degli acquisti. Gli acquisti tramite mandato e mediante accordi di *tolling*, in particolare, hanno visto crescere la loro quota sugli

acquisti totali dai produttori rispettivamente fino al 16 e al 25%. Nel complesso, l'acquisto dai produttori è la principale modalità di approvvigionamento per i grossisti con vendite superiori a 10 TWh (62% degli acquisti), che, secondariamente, acquistano energia da altri grossisti (19%) e dalla Borsa elettrica (18%). I grossisti intermedi e minori privilegiano invece i contratti bilaterali con altri grossisti, coprendo con tale modalità tra il 55% e il 68% degli acquisti totali.

Le cessioni di energia ad altri operatori avvenute tramite Borsa hanno rappresentato oltre il 50% del totale delle transazioni, in gran parte effettuate da produttori (87% delle offerte); circa metà dell'energia ceduta è stata offerta dalla sola Enel Produzione. L'incidenza delle cessioni in Borsa, pari per Enel Produzione all'84% circa, scende al 51% per la categoria dei produttori maggiori, mentre assumono maggiore importanza le vendite ai grossisti (24%) e i contratti di *tolling* (21%), e si attesta al 66% per i produttori con generazione complessiva tra 1 e 10 TWh.

Il 69% delle vendite a grossisti, che hanno costituito il 35% circa delle cessioni complessive, sono state effettuate da altri grossisti; in media, le vendite ad altri grossisti hanno rappresentato il 75% circa delle cessioni totali dei grossisti.

Con riferimento alle vendite e ai consumi finali, si evidenzia come tutta la disponibilità di Enel Produzione sia stata venduta sul mercato finale attraverso Enel Trade ed Enel Energia. Le vendite e gli autoconsumi degli altri produttori crescono, in rapporto alla loro generazione, al diminuire della loro dimensione produttiva, passando dall'8% dei produttori maggiori al 36% dei produttori con generazione inferiore a 1 TWh; occorre tuttavia evidenziare che l'89% delle vendite e consumi finali di questi ultimi ha riguardato gli autoconsumi per processi industriali.

Le forniture dell'Acquirente Unico al mercato vincolato hanno superato i 167 TWh al lordo delle perdite. Le vendite al mercato libero sono significativamente aumentate rispetto al 2004, in ragione di un loro incremento nei tre segmenti di consumo inferiore (fino a 5.000 MWh/anno). I due segmenti di consumo maggiori hanno invece evidenziato una riduzione delle vendite, in parte legato all'andamento negativo della produzione industriale delle imprese appartenenti a questa classe.

Le forniture al mercato libero sono state assicurate prevalentemente dai grossisti con vendite tra 1 e 10 TWh, che hanno rappresentato il 52% circa del mercato, mentre i grossisti maggiori ne hanno rappresentato il 36% circa. I produttori nel loro complesso hanno contribuito solo per il 3% circa delle forniture al mercato libero.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Nel 2005 la domanda di energia elettrica, pari a 329,4 TWh, è aumentata dell'1,3% rispetto all'anno precedente. Nonostante tale aumento, la generazione nazionale lorda è diminuita dello 0,3%, in ragione di un significativo incremento del saldo estero. Dal lato dell'offerta, l'anno si è inoltre caratterizzato per un maggiore contributo della produzione termoelettrica alla generazione lorda complessiva rispetto al 2004.

La tavola 2.2 indica che nel corso del 2005 la produzione termoelettrica lorda è cresciuta del 2,4%, risultando pari a circa 246,3 TWh. La produzione da gas naturale è aumentata di quasi il 15%, parallelamente a una contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-24,1%) e da combustibili solidi (-3,6%). L'aumento

del consumo di gas naturale per fini di produzione elettrica nel 2005 trova giustificazione in una minore utilizzazione della capacità di interconnessione con l'estero, in concomitanza con l'entrata in servizio di nuovi impianti a gas rispetto all'anno precedente. Tali circostanze, in aggiunta all'insorgere di criticità nell'offerta di gas naturale importato dall'estero, hanno determinato una situazione di emergenza nell'approvvigionamento delle necessarie riserve all'inizio del 2006.

Con riferimento alle fonti rinnovabili, si evidenzia una rilevante diminuzione, pari al 16%, della produzione idroelettrica da apporti naturali, sostanzialmente legata alla scarsità di precipitazioni nel Nord Italia che ha caratterizzato l'inverno 2005, mentre sono risultate in aumento tanto la produzione eolica (+15,6%) quanto la produzione da biomasse e rifiuti (+8,4%). Nel complesso, la

TAV. 2.2

Produzione lorda per fonte 1998-2005 GWh

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Produzione termoelettrica	206.741	207.246	218.549	216.792	227.646	238.291	240.488	246.299
Solidi	23.311	23.812	26.272	31.730	35.447	38.813	45.518	43.900
Gas naturale	70.213	86.217	97.608	95.906	99.414	117.301	129.772	148.900
Prodotti petroliferi	105.123	91.286	85.878	75.009	76.997	65.771	47.253	35.860
Altri	8.094	5.931	8.791	14.147	15.788	16.406	17.945	17.639
Produzione da fonti rinnovabili	46.894	51.992	51.386	55.087	49.013	47.971	55.669	49.501
Biomassa e rifiuti	1.229	1.822	1.906	2.587	3.423	4.493	5.637	6.113
Eolico	232	403	563	1.179	1.404	1.458	1.847	2.135
Fotovoltaico	6	6	6	5	4	5	4	5
Geotermico	4.214	4.403	4.705	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325
Idroelettrico da apporti naturali	41.214	45.358	44.205	46.810	39.519	36.674	42.744	35.924
Produzione idroelettrica da pompaggi	6.151	6.419	6.695	7.115	7.743	7.603	7.164	6.558
Produzione totale	259.786	265.657	276.629	278.995	284.401	293.865	303.321	302.359
<i>Per memoria:</i>								
Produzione idroelettrica totale	47.365	51.777	50.900	53.925	47.262	44.277	49.908	42.482

Fonte: Elaborazione AEEG su dati TERNA. I dati relativi al 2005 sono provvisori.

quota di generazione da fonti rinnovabili sul totale della produzione lorda è diminuita di due punti percentuali, passando dal 18,4% del 2004 al 16,4% del 2005.

La produzione da pompaggi, infine, si è ridotta nel 2005 dell'8,5%, attestandosi su un valore pari a circa 6,6 TWh.

Nella figura 2.1 vengono riportate le quote di generazione nel 2005 confrontate con quelle dell'anno precedente. In linea con il *trend* degli ultimi anni, si evidenzia un'ulteriore contrazione della quota di mercato del gruppo Enel, pari a circa 4,5 punti percentuali, a favore di alcuni fra gli altri produttori maggiori, quali Eni, Endesa Italia, Tirreno Power e AEM Torino.

Eni, in particolare, ha raggiunto una quota di mercato del 9% circa. Rilevante è anche risultato l'aumento della quota di mercato per Tirreno Power, nell'ordine di 1,6 punti percentuali, e di Endesa Italia, che ha visto il proprio contributo alla produzione lorda superare l'8%.

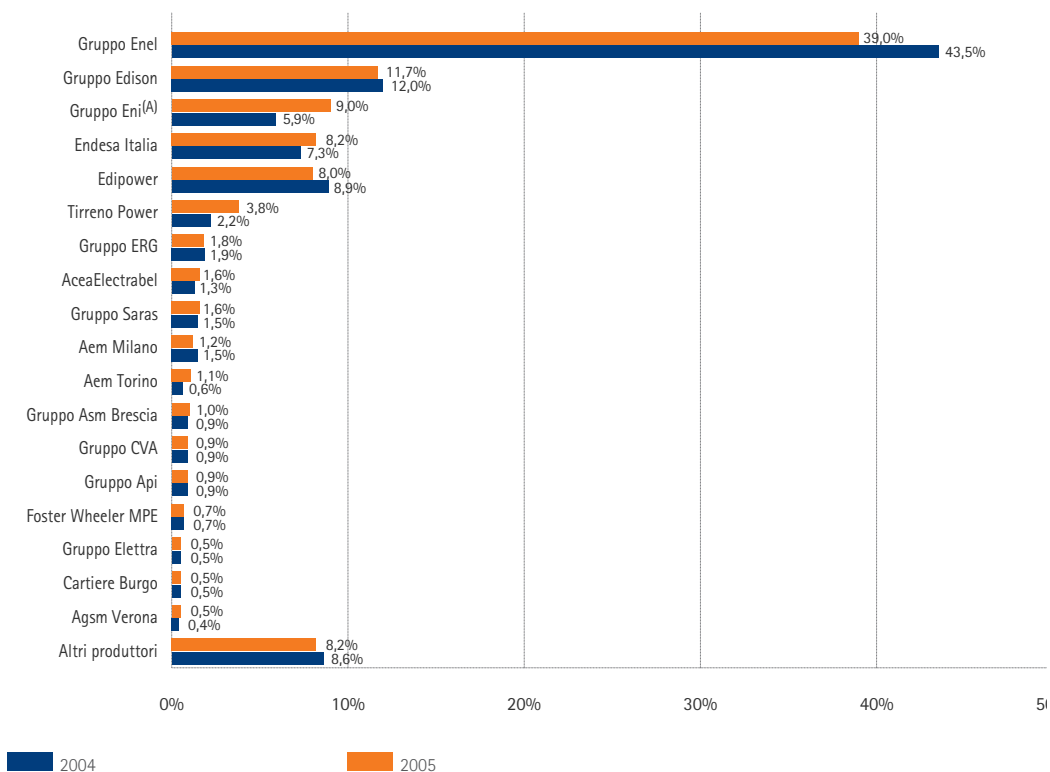
A livello complessivo, il calcolo dell'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato, con riferimento alla generazione lorda; l'indice relativo al 2005 assume un valore pari a 1.900, mentre nel 2004 era pari a 2.220.

Tali risultati sono dovuti da un lato al diverso mix di produzione del 2005 rispetto al 2004 e dall'altro all'ingresso di nuovi impianti avvenuto nel corso dell'anno. Per quanto riguarda la capacità installata lorda, infatti, si è registrata nel 2005 una crescita superiore a 5.000 MW, con un incremento pari a circa il 6,4% rispetto all'anno precedente. La nuova capacità è costituita soprattutto da impianti termoelettrici, con l'ingresso di circa 4.400 MW. Dalla figura 2.2, che riporta la capacità disponibile lorda per i maggiori operatori, si nota come gli incrementi abbiano interessato in particolare la capacità termoelettrica del gruppo Edison e del gruppo Eni, che dichiarano circa 1.000 MW in più ciascuno rispetto al 2004.

La figura 2.3 riporta le quote percentuali dell'energia destinata al consumo per i maggiori operatori nazionali. Il calcolo delle quote è stato effettuato al netto dell'energia ceduta dal Gestore del sistema elettrico - GRTN al mercato a seguito dei ritiri obbligati e al netto dell'energia destinata ai pompaggi. Il grafico riporta pertanto il contributo percentuale dell'offerta di energia elettrica ceduta al mercato attraverso contratti bilaterali o tramite la partecipazione alla borsa elettrica.

FIG. 2.1

Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda
Confronto 2004-2005;
dati in percentuale



A) Il dato del gruppo Eni relativo al 2004 non comprende la divisione Exploration & Production.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

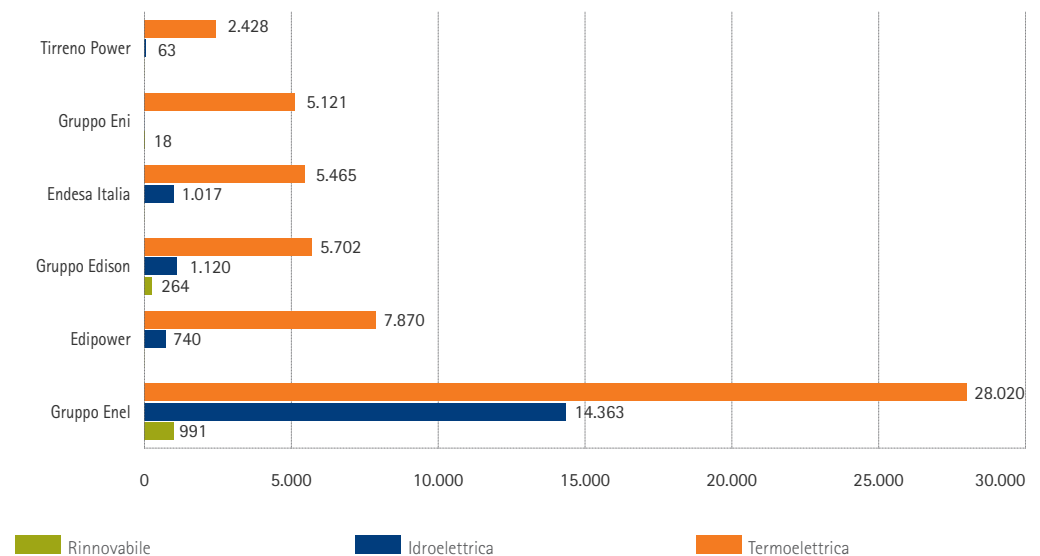
Si evidenzia anche in questo caso una forte diminuzione della quota di mercato ricoperta dal gruppo Enel rispetto al 2004, superiore a 5 punti percentuali, soprattutto a favore di Eni, Endesa Italia e Tirreno Power. Emerge, inoltre, una significativa riduzione della quota di mercato di Edipower, il cui contributo alla generazione destinata al consumo nel 2005 non ha superato il 10%.

Nel complesso la concentrazione del mercato della generazione destinata al consumo risulta essersi ridotta rispetto al 2004; l'indice HHI nel 2004 era infatti pari a 2.846, mentre nel 2005 assume un valore pari a 2.419.

La tavola 2.3 riporta il contributo percentuale nazionale dei principali gruppi alla generazione termoelettrica, con riferimento a

FIG. 2.2

Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi MW; anno 2005

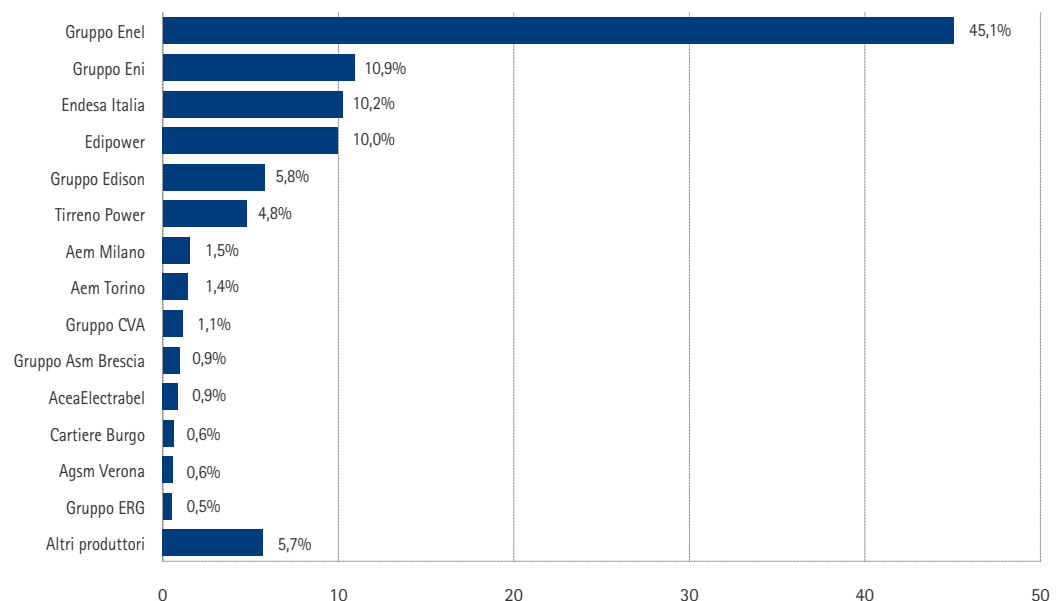


Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

FIG. 2.3

Contributo dei principali operatori alla produzione di energia elettrica destinata al consumo

Dati in percentuale;
anno 2005



Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 2.3

Contributo dei primi operatori nazionali alla generazione termoelettrica per fonte

Dati percentuali; anno 2005

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)
Gruppo Enel	71,7	33,7	26,2	0,0
Gruppo Edison	0,0	6,6	18,0	42,2
Gruppo Eni	0,0	8,0	14,4	35,1
Endesa Italia	13,6	6,6	8,9	0,0
Edipower	2,3	14,0	9,7	0,0
Tirreno Power	10,2	0,4	4,6	0,0
TOTALE PRIMI 6 OPERATORI	97,7	69,4	81,8	77,3
Gruppo ERG	0,0	10,9	0,0	4,1
AceaElectrabel	0,0	0,0	2,8	0,0
Gruppo Saras	0,0	9,4	0,0	2,8
Aem Milano	0,0	0,0	1,5	0,0
Aem Torino	0,0	0,1	1,7	0,0
Gruppo Asm Brescia	1,1	0,0	1,2	0,0
Gruppo Api	0,0	4,5	0,0	0,0
Foster Wheeler MPE	0,0	0,0	1,5	0,0
Gruppo Elettra	0,0	3,1	0,0	0,0
Cartiere Burgo	0,0	0,0	1,0	0,0
Agsm Verona	0,0	0,0	0,9	0,0
Esso Italiana	0,0	0,0	0,0	8,1
TOTALE PRIMI 18 OPERATORI	98,8	97,6	92,3	92,3
Altri produttori	1,2	2,4	7,7	7,7
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0

A) Comprende: olio combustibile, *orimulsion*, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, bassi prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

B) Comprende gas derivati, recuperi di calore ed espansione del gas compresso.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

ciascun combustibile.

I primi sei gruppi di rilevanza nazionale coprono l'82% circa della generazione termoelettrica, mentre i primi diciotto ne coprono il 94,5% circa.

In particolare, la quasi totalità della generazione da carbone e una quota comunque superiore al 65-70% della generazione da tutte le altre fonti termoelettriche è riconducibile ai primi sei gruppi nazionali. Rispetto al 2004 si evidenzia una riduzione della quota di Enel nella generazione da prodotti petroliferi e, in modo più limitato, nella generazione da gas naturale. Nella generazione da prodotti petroliferi, in realtà, emerge una diminuzione delle quote di mercato di tutti i principali operatori, mentre con riferimento alla generazione da gas naturale, la riduzione della quota di Enel è andata a vantaggio soprattutto di Eni, la cui quota è aumentata di più di 5 punti percentuali, e di Tirreno Power, a seguito dell'entrata in funzione di nuova capacità produttiva a gas nel corso del 2005.

Per quanto riguarda le altre fonti, Edison ed Eni risultano di gran lunga i principali operatori, grazie, soprattutto al ruolo ricoperto nella generazione da gas derivati.

Nel settore delle energie rinnovabili, la quota di mercato dei primi sei gruppi nazionali, pari a poco più del 64%, risulta decisamente inferiore rispetto a quella delineatasi nel settore termoelettrico.

Con riferimento alla produzione idroelettrica, si evidenzia una sostanziale stabilità delle quote di mercato dei principali operatori rispetto al 2004. Il gruppo Enel continua a ricoprire una quota superiore al 51% della produzione; il resto della generazione idroelettrica è riconducibile ad alcuni tra i principali *competitor*, Edison, Endesa ed Edipower. Tra gli altri operatori si distingue il gruppo CVA, che ha visto la propria quota di mercato superare il 7% della produzione idroelettrica.

A Enel è riconducibile la quasi totalità della produzione geotermoelettrica, mentre con riferimento alla produzione eolica il mag-

gior produttore nazionale si conferma il gruppo IVPC, la cui quota di mercato supera il 50%.

Rispetto alle altre tipologie di produzione, dove i primi sedici operatori ricoprono quote di mercato ben superiori all'85%, il settore della generazione da biomassa, biogas e rifiuti si caratterizza per una presenza più significativa di imprese di dimensioni minori; la quota di mercato dei primi sei gruppi nazionali si ferma infatti a meno del 3%, mentre la quota dei primi sedici operatori supera di poco il 30%.

Produzione incentivata

Il totale della produzione ritirata dal GRTN ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, per il 2005 è ammontato a 51.262 GWh, pari al 17,7% della produzione nazionale.

I ritiri obbligati, che riguardano quasi interamente energia prodotta in impianti in convenzione CIP6, si sono ridotti del 9,5% rispetto all'anno precedente con un contributo alla generazione nazionale inferiore di quasi il 2%.

TAV. 2.4

Contributo dei primi operatori nazionali alla generazione per fonte rinnovabile

Dati percentuali; anno 2005

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	BIOMASSA, BIOGAS E RIFIUTI
Gruppo Enel	51,4	99,6	17,2	0,5
Gruppo Edison	8,5	0,0	19,3	0,7
Gruppo Eni	0,0	0,0	0,0	1,6
Endesa Italia	6,5	0,0	0,0	0,0
Edipower	4,8	0,0	0,0	0,0
Tirreno Power	0,4	0,0	0,0	0,0
Totale primi 6 operatori	71,5	99,6	36,6	2,8
AceaElectrabel	1,3	0,0	0,0	0,0
Aem Milano	3,7	0,0	0,0	0,0
Aem Torino	2,1	0,0	0,0	0,0
Gruppo Asm Brescia	0,1	0,0	0,0	10,6
Gruppo CVA	7,4	0,0	0,0	0,0
Gruppo Api	0,0	0,0	0,0	7,5
Agsm Verona	0,2	0,0	0,0	0,8
IVPC	0,0	0,0	53,2	0,0
Amsa	0,0	0,0	0,0	6,0
Italiana Alimenti	0,0	0,0	0,0	4,4
Totale primi 16 operatori	86,2	99,6	89,8	32,1
Altri produttori	13,8	0,4	10,2	67,9
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 2.5

Ritiri obbligati del GRTN GWh

	2002	2003	2004	2005
CIP6	49.751	50.351	52.382	50.296
<i>di cui assimilata</i>	<i>41.177</i>	<i>40.722</i>	<i>42.227</i>	<i>40.463</i>
<i>di cui rinnovabile</i>	<i>8.574</i>	<i>9.629</i>	<i>10.155</i>	<i>9.833</i>
Mini-idro delibera n. 62/02	2.899	2.395	3.064	0
Eccedenze delibera n. 108/97	1.450	1.136	1.218	966
Totale ritiri	54.100	53.882	56.664	51.262

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

Le riduzioni riscontrabili in tutte le voci di bilancio relative ai ritiri da parte del GRTN sono imputabili a diverse motivazioni.

Innanzitutto il dato relativo al mini-idro risulta azzerato in base a quanto disposto dall'art. 13 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, che ha dato origine alla delibera 23 febbraio 2005, n. 34 (si veda il par. *Regolamentazione non tariffaria* del Capitolo 2 nel secondo volume), abrogando la precedente delibera 18 aprile 2002, n. 62.

Per quanto riguarda l'energia CIP6, invece, il decremento più con-

sistente si è avuto nella generazione assimilata, in particolare negli impianti cosiddetti nuovi, ovvero quelli per i quali è ancora in vigore il periodo di incentivazione specifico.

Le riduzioni del CIP6 rinnovabile sono al contrario imputabili a un forte calo della produzione relativa agli impianti idroelettrici, riconducibile agli scarsi apporti naturali afferiti agli impianti nel corso dell'anno, cui si aggiunge una sensibile riduzione della produzione da impianti geotermici ed eolici.

TAV. 2.6

Dettaglio dei ritiri di energia da fonti assimilate negli anni 2002-2005
GWh

	2002	2003	2004	2005
Combustibili di processo, residui o recuperi di energia	17.100	16.530	17.773	12.900
Combustibili fossili	18.200	17.433	16.408	12.197
Totale	35.300	33.963	34.181	25.097
Impianti esistenti	5.877	6.759	8.045	15.366
TOTALE	41.177	40.722	42.226	40.463

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

TAV. 2.7

Dettaglio degli impianti rinnovabili nuovi in convenzione CIP6 per gli anni 2002-2005
GWh

	2002	2003	2004	2005
Impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente >3 MW	1.362	1.450	1.397	1.181
Impianti ad acqua fluente <3 MW	486	394	334	184
Impianti eolici e geotermici	3.111	3.847	3.415	3.040
Impianti fotovoltaici, a biomasse, RSU	2.735	3.656	4.631	5.084
Impianti idroelettrici potenziati	203	199	234	196
Totale impianti nuovi	7.897	9.546	10.011	9.685
Impianti esistenti	677	83	144	148
TOTALE RITIRI RINNOVABILI CIP6	8.574	9.629	10.155	9.833

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

TAV. 2.8

Costi totali dei ritiri obbligati nel 2005^(A)
Milioni di euro

	TOTALE REMUNERAZIONE AGLI IMPIANTI	TOTALE RICAVI DA CESSIONE		TOTALE COSTO DA RECUPERARE IN TARIFFA
		ENERGIA	CERTIFICATI VERDI	
Impianti assimilati	3.988,6 (3.511,4)			
Impianti rinnovabili	1.709,5 (1.510,9)		96,8	
Totale CIP6	5.698,1 (5.022,3)		96,8	
Mini-idro	0,0 (194,7)			
Eccedenze	67,6 (86,3)			
TOTALE COSTI/RICAVI	5.765,7 (5.303,3)	2.560,5 (2.878,5)	96,8 (90,3)	3.108,4 (2.344,5)

A) Il dato relativo al 2004, indicato tra parentesi, non è direttamente confrontabile con il dato 2005 in quanto non include il conguaglio relativo alla componente di costo evitato di combustibile complessivamente pari a circa 110 milioni di euro.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

I costi totali del CIP6 sono stimabili in 3.108 milioni di euro quale risultato della differenza tra i costi di ritiro e i ricavi derivati dalla vendita dell'energia sia al mercato libero sia alla società Acquirente Unico Spa (si veda anche il par. sulla vendita dell'energia CIP6 al mercato), nonché dei ricavi derivanti dalla cessione dei certificati verdi ai soggetti a obbligo. La diminuzione dei costi di incentivazione del CIP6 grazie alla vendita dei certificati verdi intestati al GRTN, tuttavia, deve essere valutata nella considerazione del fatto che i produttori e gli importatori di energia termoelettrica inglobano nei prezzi di offerta di energia elettrica i costi di acquisto di tali certificati. Al bilancio dei ritiri obbligati si devono aggiungere i costi delle eccedenze.

I forti incrementi dei costi del programma CIP6 nel 2005 rispetto all'anno precedente sono riconducibili alla diminuzione del prezzo medio di cessione dell'energia sul mercato a fronte di un rilevante incremento del costo di ritiro dovuto principalmente all'aumento del costo evitato di combustibile.

L'energia assimilata in CIP6 ha rappresentato nel 2005 il 16,8% della produzione termoelettrica nazionale. Su 40.463 GWh di ritiri da fonti assimilate, 25.097 GWh si riferiscono a impianti "nuovi" che percepiscono una tariffa media di ritiro di 107,66 €/MWh; la quota rimanente, a capo di impianti "esistenti", e dunque non comprensiva della componente incentivante, è stata valorizzata con una tariffa media di 83,73 €/MWh. Tali costi di ritiro devono essere paragonati (Tav. 2.9) al prezzo medio di vendita dell'energia

CIP6 da parte del GRTN all'Acquirente Unico e al mercato libero pari a 50,0 €/MWh.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili le convenzioni CIP6 riconoscono il 19,7% della generazione rinnovabile. L'incremento dei costi di incentivazione è principalmente determinato dall'aggiornamento annuale delle tariffe e dalla distribuzione per fonte che, per effetto della scarsa idraulicità del 2005, si è spostato a favore degli impianti a biomasse, rifiuti e biogas, che percepiscono l'incentivo più elevato.

Importazioni

Il saldo estero per il 2005 è ammontato a 49.155 GWh quale differenza tra le importazioni pari a 50.264 GWh e le esportazioni pari a 1.109 GWh. Rispetto al 2004 il saldo estero è aumentato del 7,7%, attestandosi su valori comunque inferiori a quelli registrati nel 2003 di circa 1.800 GWh. Tale aumento inverte la *trend* verificatosi negli ultimi due anni, nei quali si era registrata una riduzione dell'*import* dopo diversi anni di crescita continua.

Il saldo estero ha garantito nel 2005 la copertura del 14,9% del fabbisogno nazionale di energia elettrica, contro il 14,0% dell'anno precedente.

Sul valore del saldo tra *import* ed *export* hanno inciso due fattori tra loro contrastanti. Il primo consiste in un rilevante incremento delle importazioni nel corso del 2005, cresciute dell'8,3%, anche

TAV. 2.9

Dettaglio costi e quantità incentivati in CIP6 per fonte

	QUANTITÀ (GWh)	REMUNERAZIONE DEGLI IMPIANTI (€/MWh)
Fonti assimilate nuove	25.097	107,66
<i>di cui impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia</i>	12.900	120,58
<i>di cui impianti che utilizzano combustibili fossili</i>	12.197	94,00
Fonti assimilate esistenti	15.366	83,73
Fonti rinnovabili nuove	9.685	175,18
<i>di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente >3 MW</i>	1.181	151,65
<i>di cui impianti ad acqua fluente <3 MW</i>	184	120,65
<i>di cui impianti eolici e geotermici</i>	3.040	143,78
<i>di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, RSU</i>	5.084	203,93
<i>di cui impianti idroelettrici potenziati</i>	196	108,67
Fonti rinnovabili esistenti	148	87,16
TOTALE IMPIANTI CIP6	50.296	113,29

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

grazie all'entrata in servizio delle nuove linee di interconnessione con la Svizzera a 380 kV San Fiorano-Robbia e Gorlago-Robbia che hanno determinato un incremento della massima capacità di trasporto. In particolare la massima capacità di trasporto, per il periodo invernale, è risultata variabile giornalmente fra i valori 7.450 MW e 6.300 MW; durante il periodo estivo (maggio-settembre 2005 escluso agosto) tali valori sono stati pari a 6.350 MW e 5.800 MW. Le importazioni dalla Svizzera sono aumentate del 27% circa rispetto all'anno precedente, mentre quelle dalla Francia si sono ridotte del 15%. Da evidenziare è anche il forte aumento delle importazioni dalla Slovenia, cresciute di circa 1.800 GWh e, specularmente, la forte riduzione di quelle dalla Grecia, che si sono sostanzialmente dimezzate nel corso dell'anno.

Il secondo fattore che ha inciso sul valore del saldo consiste invece in una crescita delle esportazioni del 40,2%, attestandosi su un valore superiore rispetto all'anno precedente per tutti i mesi dell'anno a eccezione di luglio e agosto e con una tendenza più accentuata alla crescita nel mese di dicembre, quando ha raggiunto i 200 GWh. A fronte di questa tendenza all'aumento delle esportazioni, si evidenzia come le importazioni abbiano cominciato a ridursi in termini percentuali solo dal mese di novembre. Questa tendenza si è andata accentuando nei primi mesi del 2006, durante i quali si è registrata, accanto a una forte diminuzione del saldo

estero, più che dimezzato rispetto agli stessi mesi dell'anno precedente, una riduzione delle importazioni nell'ordine del 48%.

Il decreto del Ministero delle attività produttive del 13 dicembre 2005 ha stabilito le modalità e le condizioni per la regolazione delle importazioni di energia elettrica nel 2006. Ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, concernente il riordino del settore energetico, rientrano infatti nelle funzioni attribuite allo stato le determinazioni inerenti l'importazione e l'esportazione di energia elettrica.

Il decreto conferma l'attribuzione separata da parte dei gestori esteri e della società TERN SpA del 50% ciascuno della capacità disponibile al netto dei contratti pluriennali, pari a 2.000 MW intestati a Enel e destinati all'Acquirente Unico per la fornitura del mercato vincolato.

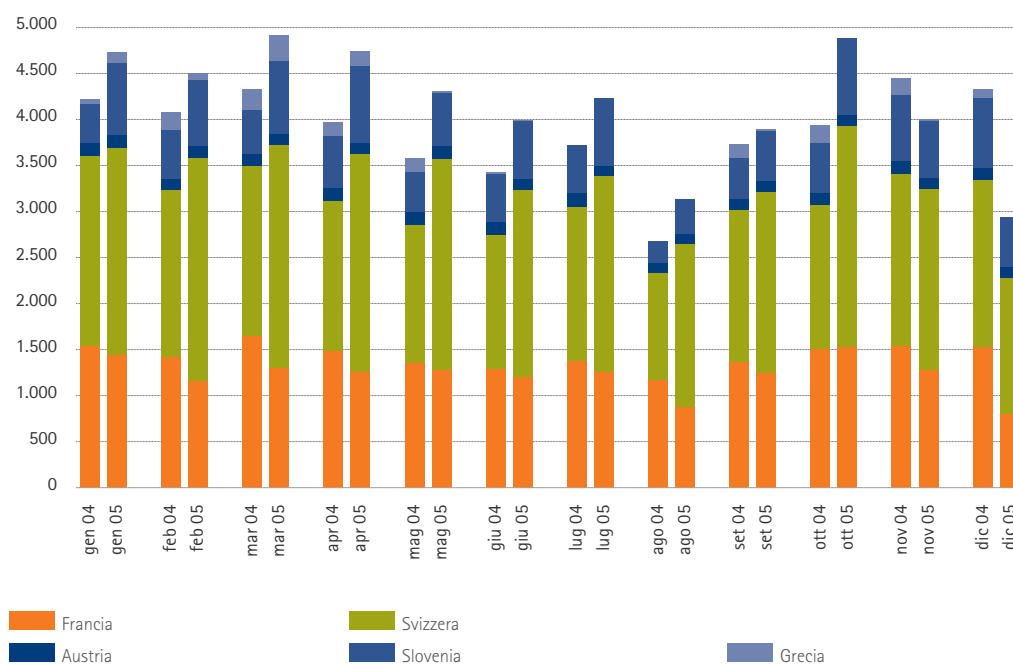
Come avvenuto nel 2004, la diversità dei metodi per la gestione delle congestioni sull'interconnessione con l'Italia adottati dai paesi confinanti, non ha, infatti, consentito l'adozione di procedure congiunte di assegnazione. Della quota spettante a TERN, il decreto identifica:

- la disponibilità per l'Acquirente Unico di diritti di importazione sulla capacità di trasporto in misura non superiore al 26% della capacità alle frontiere elettriche settentrionali e alla frontiera meridionale;

FIG. 2.4

Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2004 e nel 2005

GWh

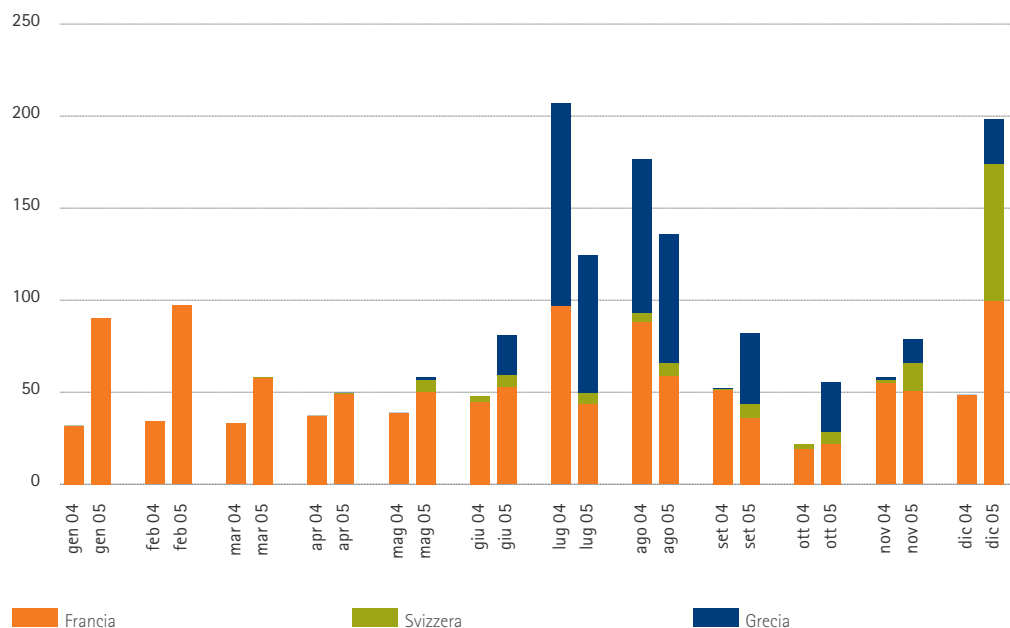


Fonte: Elaborazione AEEG su dati TERN.

FIG. 2.5

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2004 e nel 2005

GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati TERNA.

- limitatamente alla frontiera elettrica con la Svizzera, una quota pari a 150 MW costante durante tutto l'anno e, per un periodo di sei anni a partire dal 2005, riservata alla società Raetia Energie;
- limitatamente alla frontiera con la Svizzera, sino a un massimo di 32 MW a favore di Edison per garantire il reingresso in territorio italiano dell'energia elettrica prodotta nel 2006 presso il bacino idroelettrico di Innerferrera, prevedendo la possibilità di rientro graduale dell'energia non transitata relativa agli anni precedenti in misura pari a ulteriori 15 MW;
- l'attribuzione di quote di capacità di trasporto per le forniture alla Repubblica di San Marino e allo Stato della Città del Vaticano, in ottemperanza ad accordi internazionali, nella misura strettamente necessaria a soddisfare i consumi di ciascuno Stato.

Il decreto, come già evidenziato, ha previsto anche per l'anno 2006 il mantenimento della riserva di capacità di trasporto ai fini dell'esecuzione di tali contratti pluriennali.

Una sentenza della Corte di giustizia europea del giugno 2005 ha stabilito la non ammissibilità di un'assegnazione prioritaria di capacità transfrontaliera ai contratti pluriennali stipulati dall'*incumbent* nel mercato olandese nel periodo antecedente le Direttive comunitarie. Secondo la Corte, infatti, uno Stato non può attribuire a un'impresa capacità prioritaria, a meno che ciò non sia au-

torizzato con notifica all'Unione europea nei tempi stabiliti.

La *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) e *Réseau de Transport d'Electricité* (RTE), rispettivamente il regolatore e il gestore della rete francese, hanno deciso di interpretare in senso generale la sentenza della Corte, in realtà relativa alla specifica situazione del mercato elettrico olandese, stabilendo di non garantire più a partire dal 2006 la capacità in precedenza riservata alle importazioni pluriennali nella titolarità dell'Acquirente Unico. Secondo le indicazioni del gestore della rete francese, la relativa capacità, pari a 700 MW, sarebbe stata assegnata autonomamente mediante asta esplicita. Il Ministero delle attività produttive ha tuttavia deciso di non tenere in considerazione la decisione unilaterale delle istituzioni francesi di eliminare la riserva di capacità transfrontaliera a beneficio dei contratti pluriennali, ritenendo del tutto marginale il ruolo dell'energia elettrica importata in esecuzione del contratto pluriennale italo-francese sull'assetto concorrenziale del mercato rilevante italiano.

Nel mese di gennaio 2006 TERNA ha comunicato che, sulla base di un accordo transitorio stipulato il 30 dicembre 2005 con RTE e secondo le indicazioni pervenute dal Ministero delle attività produttive, le assegnazioni provvisorie dei certificati di copertura sulla frontiera francese sarebbero risultate garantite ed efficaci a partire dall'1 gennaio 2006 e fino al 31 gennaio. Le assegnazioni per la

TAV. 2.10

Destinazione della capacità d'importazione 2006

MW

	FRANCIA	SVIZZERA	AUSTRIA	SLOVENIA	GRECIA	TOTALE
Capacità di interconnessione	2.650	3.890	220	430	400	7.590
Contratti pluriennali destinati al mercato vincolato	1.400	600				2.000
Capacità assegnata dai gestori esteri	625	1.645	110	215	200	2.795
Capacità assegnata a San Marino, Città del Vaticano, Edison, Raetia Energie	94	197				291
Totale capacità disponibile a TERNA	531	1.448	110	215	200	2.504
Disponibilità massima di diritti assegnabili al mercato vincolato (26%)	138	376	29	56	52	651

Fonte: Decreto del Ministero delle attività produttive 13 dicembre 2005 e TERNA.

parte restante dell'anno vengono garantite su base mensile, sulla base di accordi transitori tra TERNA e RTE, nell'attesa che le Autorità competenti arrivino a un accordo definitivo per l'assegnazione della capacità.

La tavola 2.10 riassume la ripartizione per singola frontiera della capacità di interconnessione relativa al periodo invernale, nelle ore di picco diurne, per l'anno 2006.

A partire dal 2005, i diritti di transito dell'energia sulle linee di interconnessione, in ottemperanza del regolamento CE n. 1228/2003 del 26 giugno 2003, devono essere assegnati con un criterio competitivo. In precedenza la capacità di interconnessione veniva assegnata

con criterio pro quota agli operatori con determinate caratteristiche di prelievo.

Il decreto del Ministero delle attività produttive del 13 dicembre 2005, confermando quanto previsto per l'anno precedente, ha stabilito che l'utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione sia determinato, per tutta la durata del 2006, sulla base di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica, relative alla esecuzione di scambi transfrontalieri da parte di operatori esteri e nazionali, che vengono poste sul mercato elettrico secondo disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (si veda in proposito il par. *Regolamentazione non tariffaria* del Capitolo 2, nel secondo volume).

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

Il decreto legislativo n. 79/99 di attuazione della Direttiva 96/92/CE ha disposto, secondo il modello dell'*Independent System Operator* (ISO), la separazione proprietaria tra l'attività di gestione della rete di trasmissione nazionale, affidata a un soggetto pubblico controllato dal Ministero dell'economia e delle finanze, e le attività connesse con la proprietà delle infrastrutture di rete, rimaste in capo agli operatori. Il modello adottato in Italia ha mostrato tuttavia inefficienze e difficoltà di coordinamento tra il gestore delle rete e i proprietari della medesima; ciò ha indotto il Governo a proporre la riunificazione di proprietà e gestione, divenuta operativa nel novembre del 2005 con la nascita di TERNA – Rete elettrica nazionale Spa.

Si rimanda al secondo volume di questa *Relazione Annuale*, relativo all'attività svolta, per i necessari approfondimenti in materia di riunificazione di proprietà e gestione della rete di trasmissione.

La società TERNA è attualmente proprietaria di oltre il 90% della rete di trasmissione nazionale, mentre le rimanenti infrastrutture sono di proprietà di alcune imprese municipalizzate e di alcuni produttori di energia elettrica, per un totale di 13 imprese.

Tra le altre imprese, quelle che detengono una quota maggiore delle infrastrutture di rete sono Edison Rete Spa, che possiede quasi 3.000 km di linee ad alta tensione, Aem Trasmissione Spa, che possiede poco più di 1.000 km di linee, e Rete Ferroviaria Italiana Spa. TERNA è a oggi proprietaria di circa 35.000 km di linee e possiede 302 stazioni di trasformazione e smistamento e 3 centri di tele-

conduzione. Nel settembre del 2005 la società ha acquisito Acea Trasmissione Spa, proprietaria di circa 700 km di rete ad alta tensione, pari a circa il 2% della rete nazionale. L'acquisizione ha avviato il processo di unificazione della rete di trasmissione nazionale previsto dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290, sul riassetto del settore elettrico e dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004.

Nel corso del 2005, nell'ottica del processo di unificazione della rete di trasmissione sotto la proprietà di un unico soggetto indipendente, Enel ha ridotto la propria partecipazione in TERN; allo stato attuale, una quota pari al 29,99% delle azioni della società è di proprietà della società Cassa depositi e prestiti Spa, mentre Enel è in possesso del 5,12% delle sue azioni.

Nel gennaio del 2006 TERN ha diffuso il Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale, soggetto all'approvazione del Ministero delle attività produttive, contenente una analisi delle criticità attuali e future della rete e l'individuazione dei principali interventi di sviluppo. Tali interventi sono stati classificati in base ai benefici prevalenti a essi associati: adeguatezza del sistema per la copertura del fabbisogno, sicurezza di esercizio della rete, riduzione delle congestioni e dei poli di produzione limitati nel mercato, miglioramento della qualità e continuità del servizio e della fornitura. Gli interventi sono inoltre stati differenziati tra opere di breve-medio termine, di norma riferite al prossimo quinquennio, e attività di lungo periodo relative al prossimo decennio.

Distribuzione

Il decreto n. 79/99, prevedendo il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ambito comunale e attribuendo alle società partecipate dagli enti locali la facoltà di chiedere all'ex monopoli-

sta Enel la cessione dei rami d'azienda operanti l'attività di distribuzione nel territorio comunale, ha dato il via a un processo di graduale razionalizzazione dell'attività, destinato a proseguire negli anni a venire.

Nel periodo 2000-2002 il processo di riorganizzazione dell'attività di distribuzione è stato particolarmente intenso, con il trasferimento da Enel alle società partecipate dagli enti locali di più di un milione e mezzo di clienti finali, localizzati in 27 comuni tra cui Roma, Milano, Torino, Verona e Parma. Nel successivo biennio 2003-2004 sono state portate a termine ulteriori operazioni di cessione di reti di Enel che hanno coinvolto circa 61 comuni, tra cui Brescia, per un totale di circa 140.000 utenti. Nel periodo 2000-2004, inoltre, è stata completamente ceduta a Enel Distribuzione Spa l'attività di distribuzione relativa a 13 comuni, con un trasferimento di circa 14.000 clienti, e parzialmente ceduta l'attività in 46 comuni, con un trasferimento di circa 2.000 clienti.

Nel corso del 2005, Enel Distribuzione ha ceduto il ramo d'azienda dell'intera provincia di Trento a SET Distribuzione Spa; tale cessione ha interessato circa 231.000 clienti.

In data 13 marzo 2006 Enel Distribuzione ha poi sottoscritto un contratto preliminare con Hera Spa per la cessione delle reti di 18 comuni, per un totale di circa 80.000 clienti. La data di efficacia prevista per tale contratto è l'1 luglio 2006. In data 29 marzo, infine, Enel Distribuzione ha sottoscritto un contratto preliminare con SECAB Alto But Soc. Coop. arl. per la cessione di circa 900 clienti nel comune di Sutrio: per tale contratto la data di efficacia è ancora da definire.

Nel 2005 sono avvenute anche tre cessioni complete dell'attività di distribuzione a Enel, da parte delle società AEC Comunale, AEC Cefalù e Azienda Baldovin Carulli (cessione dei contratti di somministrazione), per un totale di circa 7.000 clienti.

TAV. 2.11

Cessione di porzioni di rete da parte di Enel Distribuzione

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	N. CLIENTI FINALI	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AC.E.G.A.S. (oggi Acegas – Aps)	Trieste	1	812	29/03/2000	31/03/2000
Amias (oggi Amias Servizi)	Selvino (BG)	1	10	23/09/2000	12/12/2000
Amps	Parma	1	40.669	27/12/2000	01/01/2001
Amsp (oggi Aeb Distribuzione)	Seregno (MI)	1	111	29/03/2001	31/03/2001
Aem Tirano	Tirano (SO)	1	20	24/05/2001	01/06/2001
Acea (oggi Acea Distribuzione)	Roma	2	710.000	27/06/2001	01/07/2001
Aem Torino	Torino	1	293.000	21/12/2001	31/12/2001
Assm	Tolentino (MC)	1	25	21/12/2001	01/01/2002
Aspm di Soresina	Soresina (CR)	1	26	28/02/2002	01/03/2002
Azienda San Severino Marche	San Severino Marche (MC)	1	1.224	01/03/2002	01/03/2002
Aem Cremona	Cremona	1	2.286	21/03/2002	01/04/2002
Asm Sondrio	Sondrio	1	40	28/03/2002	01/04/2002
SEM Morbegno	Morbegno (SO)	4	6.464	23/04/2002	01/05/2002
Ami Imola (incorporata in Hera)	Imola (BO)	4	104	28/06/2002	01/07/2002
SIEC Chiavenna	Chiavenna (SO)	2	198	28/06/2002	01/07/2002
Aem Milano	Milano	2	387.625	29/10/2002	01/11/2002
Agsm Verona	Verona	2	91.403	29/11/2002	01/12/2002
Asp Polverigi (oggi Astea)	Polverigi (AN)	1	186	19/12/2002	01/01/2003
Idroelettrica Valcanale	Tarvisio (UD)	1	754	19/12/2002	01/01/2003
A.T.EN.A.	Vercelli	1	2.137	20/12/2002	01/01/2003
Amet	Trani (BA)	1	2.182	31/01/2003	01/02/2003
Amg (oggi IRIS)	Gorizia	1	1.617	28/02/2003	01/03/2003
Aim	Vicenza	1	7.929	30/05/2003	01/06/2003
A.M.E.A.	Paliano (FR)	1	244	29/08/2003	01/09/2003
Asm Terni	Terni	1	6.300	29/12/2003	31/12/2003
Asm Brescia (oggi Asmea)	Brescia	46	100.205	30/12/2003	31/12/2003
Asm Voghera	Voghera (PV)	1	1.671	26/02/2004	01/03/2004
Camuna Energia	Cedegolo (BS)	2	457	27/04/2004	01/05/2004
Astea	Recanati (MC)	2	4.084	21/12/2004	31/12/2004
Odoardo Zecca	Ortona (CH)	2	9.000	23/12/2004	01/01/2005
SET Distribuzione	Rovereto (TN)	207	230.700	27/06/2005	01/07/2005
TOTALE		295	1.901.484		

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Enel Distribuzione.

TAV. 2.12

Cessione completa dell'attività di distribuzione a Enel

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	N. CLIENTI FINALI	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AEC Montefranco	Montefranco (TR)	1	901	24/07/2000	25/07/2000
AEC Arrone	Arrone (TR)	1	1.577	20/04/2001	01/05/2001
SEM Musellarese di E. Sarra	Musellaro (PE)	3	329	04/06/2001	01/07/2001
AEC Jenne	Jenne (RM)	1	742	08/11/2001	01/01/2002
AEC Pozzomaggiore	Pozzomaggiore (SS)	1	1.880	28/02/2002	28/02/2002
AEC San Gemini	San Gemini (TR)	2	2.289	21/12/2001	01/03/2002
Aem Montecompatri	Montecompatri (RM)	1	3.500	02/05/2002	01/05/2002
Aem Vigo di Cadore	Vigo di Cadore (BL)	1	1.518	26/07/2002	01/08/2002
Ditta Compassi Gelindo ^(A)	Dogna (UD)	1	22	21/06/2002	01/10/2002
Comune di Castelnuovo Val di Cecina – AEC	Castelnuovo Val di Cecina (PI)	1	1.390	29/04/2003	01/05/2003
AEC Comunale	Alpette (TO)	1	737	28/02/2005	01/03/2005
AEC Cefalù	Cefalù (PA)	1	5.700	28/10/2005	01/11/2005
Azienda Baldovin Carulli ^(A)	Lozzo di Cadore (BL)	1	197	21/06/2005	31/12/2005
TOTALE		16	20.782		

A) Cessione di contratti di somministrazione e non di rami d'azienda.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Enel Distribuzione.

Mercato all'ingrosso

Borsa elettrica: domanda

La maggiore novità introdotta nel funzionamento del mercato all'ingrosso nell'anno 2005 riguarda la partecipazione attiva della domanda al sistema delle offerte. All'avvio della borsa elettrica nell'aprile del 2004 si erano infatti adottate disposizioni transitorie che limitavano al solo lato dell'offerta l'accesso alla borsa elettrica per consentire una graduale entrata a regime del nuovo meccanismo di negoziazione. In seguito alle indicazioni della direttiva ministeriale del 24 dicembre 2004 tali disposizioni transitorie sono state modificate per l'anno 2005, consentendo una graduale partecipazione della domanda al sistema delle offerte.

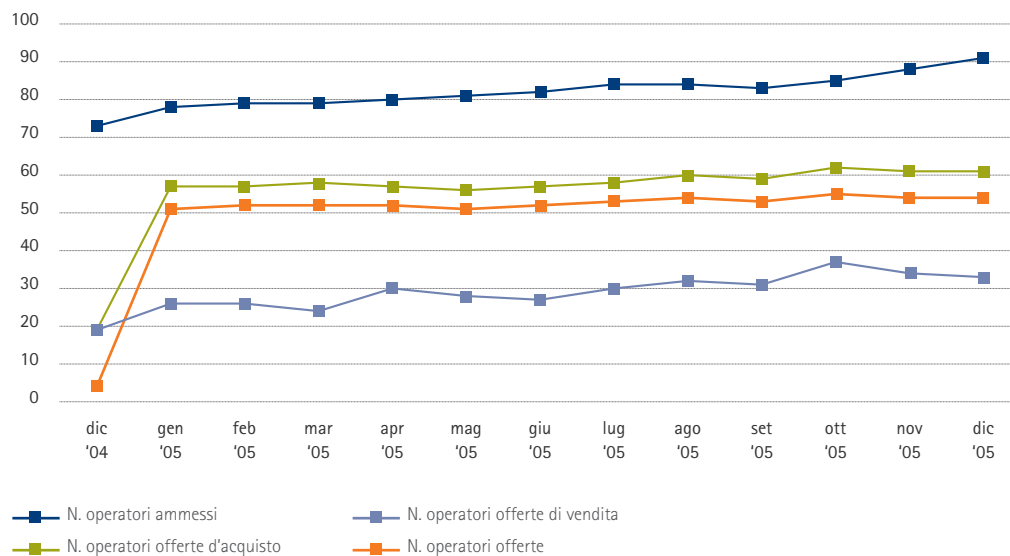
Il mercato regolamentato gestito dalla società Gestore del mercato elettrico Spa (GME) si suddivide in due sottomercati: il mercato del giorno prima (MGP), cui segue il mercato di aggiustamento (MA). Successivamente a questi vi è poi il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) in cui prima il GRTN e ora TERNA si approvigionano delle risorse necessarie all'esercizio dell'attività di tra-

smissione e dispacciamento e alla garanzia di sicurezza del sistema elettrico. La disciplina del dispacciamento a regime prevede la partecipazione attiva della domanda in tutti questi mercati, ma le disposizioni transitorie per l'anno 2005 prevedono che essa partecipi solamente al MGP. L'effetto della partecipazione attiva della domanda su questo mercato è evidente nella figura 2.6 in cui viene riportato il numero di soggetti operanti in offerta e in acquisto. La partecipazione della domanda al solo MGP ha reso inoltre necessario attivare meccanismi transitori che compensassero la ridotta flessibilità di negoziazione che essa si sarebbe trovata a fronteggiare nell'impossibilità di partecipare al MA e al MSD. Questi meccanismi sono rappresentati da:

- lo sbilanciamento a programma, che consente ai soggetti titolari di contratti conclusi al di fuori del sistema delle offerte di presentare programmi di immissione e prelievo non bilanciati sul MGP. In tale caso le immissioni devono risultare superiori ai prelievi e la differenza è considerata come una vendita sul

FIG. 2.6

Numero di operatori in vendita e in acquisto sul MGP



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

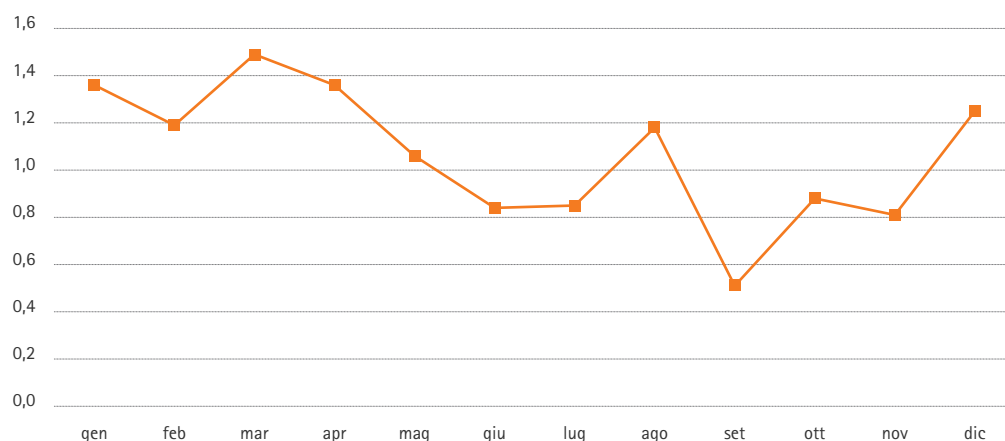
MGP da parte dell'operatore acquirente verso il GRTN/TERNA a un prezzo pari al PUN;

- la Piattaforma di aggiustamento bilaterale per la domanda (PAB) nella quale si possono effettuare scambi orari bilanciati di energia elettrica tra gli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica. Gli scambi comunicati al GME tramite tale piattaforma, che svolge una funzione simile al MA, insieme agli impegni derivanti da contratti bilaterali o da acquisti sul MGP determinano il programma vincolante di ciascun punto di offerta in prelievo.

Oltre agli interventi sopra descritti per l'anno 2005 è stato previsto un sistema semplificato per la valorizzazione degli sbilanciamenti, tale da ridurre il costo per gli operatori in prelievo rispetto a quanto previsto per il meccanismo a regime in cui essi potranno partecipare al MSD. Per questa stessa ragione, e per consentire alla domanda il necessario tempo di apprendimento per gestire in modo efficiente le proprie negoziazioni sul MGP, è stato inoltre previsto nella disciplina del mercato elettrico che il GRTN/TERNA potesse presentare offerte integrative sul MGP per far sì che il livello di domanda risultante dal MGP non si discostasse di più del

FIG. 2.7

Sbilanciamenti a programma TWh; 2005

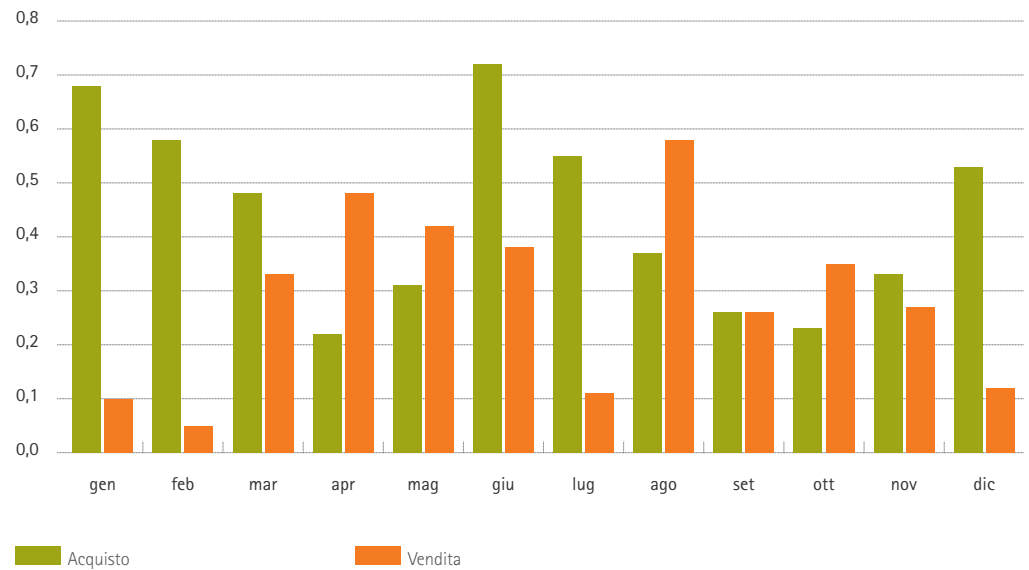


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.8

**Offerte integrative
del GRTN/TERNA**

TWh; 2005



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

5% in valore assoluto dalle proprie previsioni.

I nuovi meccanismi introdotti con la partecipazione attiva della domanda hanno interessato volumi significativi riportati nelle figure 2.7, 2.8 e 2.9 che, rispetto ai volumi complessivamente scambiati sul Sistema Italia (scambi sul MGP più contratti bilaterali) nel 2005, sono risultati mediamente pari al 2,7% per le offerte integrative del GRTN/TERNA, 2,9% per la PAB e 4% per gli sbilanciamenti a programma.

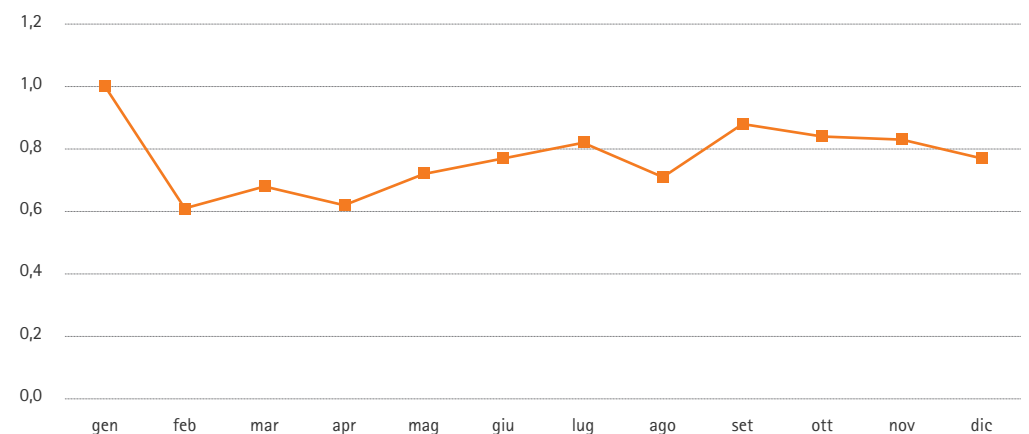
Rispetto all'andamento mensile dei diversi meccanismi si può infine notare come il volume delle offerte integrative presentate sul

MGP da GRTN/TERNA si sia progressivamente stabilizzato e ridotto nel corso dei mesi, a dimostrazione di un progressivo apprendimento organizzativo e previsivo da parte dei soggetti operanti sul lato della domanda. Gli scambi su PAB hanno avuto invece un andamento più regolare con volumi comparabili a quelli scambiati dai soggetti operanti sul lato dell'offerta sul MA. Gli sbilanciamenti a programma hanno avuto un andamento irregolare, con una iniziale riduzione dei volumi, seguita da una sensibile crescita negli ultimi tre mesi del 2005, che è continuata anche nei primi mesi del 2006.

FIG. 2.9

**Scambi sulla piattaforma
di aggiustamento bilaterale**

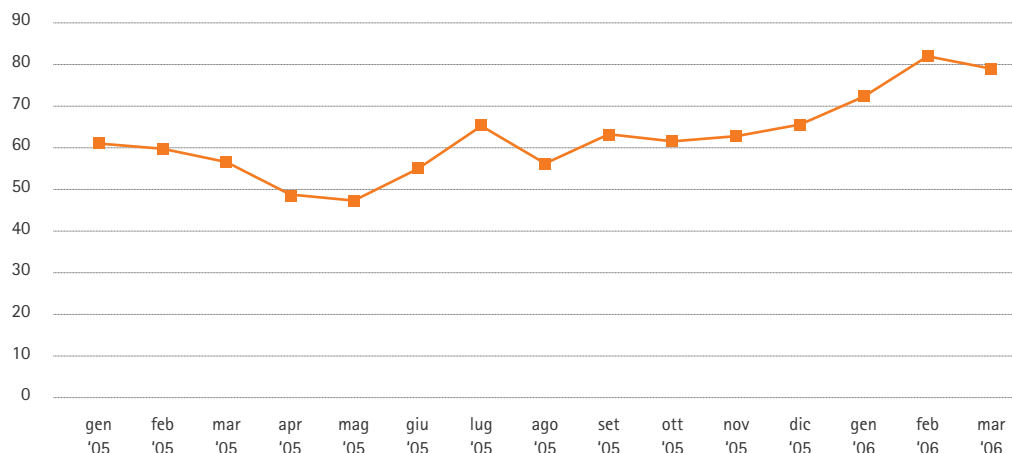
TWh; 2005



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.10

Andamento del PUN €/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul mercato del giorno prima

Al di là delle novità introdotte con la partecipazione della domanda, l'andamento complessivo del MGP nel corso del 2005 conferma quanto già rilevato nella *Relazione Annuale* dell'anno scorso in merito alle criticità strutturali che riguardano lo stato della liberalizzazione del mercato elettrico. Tali criticità, che interessano prevalentemente il lato dell'offerta, si traducono in prezzi mediamente elevati, che risultano inoltre progressivamente crescenti (al netto delle ciclicità stagionali) a causa delle continue tensioni manifestatesi sui mercati petroliferi e dei combustibili impiegati nella generazione.

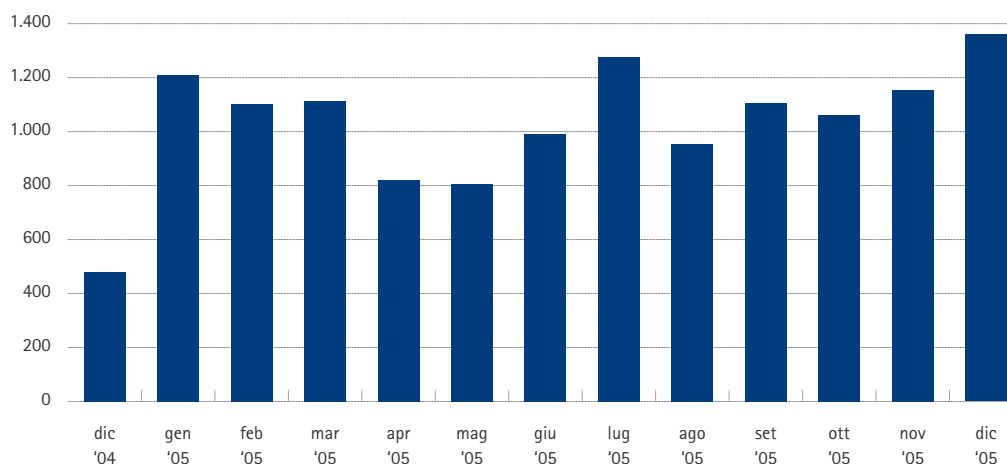
Ciò ha comportato una crescita del PUN in media aritmetica nel periodo aprile-dicembre 2005 rispetto agli stessi mesi del 2004 pari al 13,2% e, successivamente, un incremento del valore in media aritmetica del periodo gennaio-marzo 2006 rispetto allo stesso periodo del 2005 pari addirittura al 31,3%.

Il progressivo aumento del PUN medio ha contribuito anche alla crescita del valore delle transazioni effettuate sul MGP riportato in figura 2.11.

La principale causa del consistente incremento rilevabile tra dicembre 2004 e gennaio 2005 è però da attribuire al rilevante volume di contratti per differenza (CpD) sottoscritti dagli operatori per il 2005, che consistono in coperture finanziarie sul prezzo del

FIG. 2.11

Valore delle transazioni sul MGP Milioni di euro

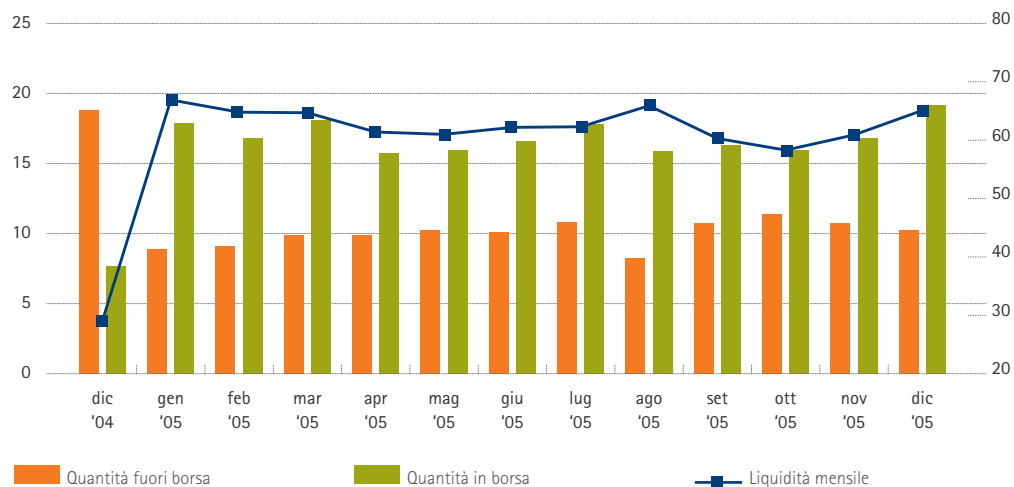


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.12

Liquidità e volumi scambiati sul MGP

TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

MGP e sostituiscono le coperture precedentemente ottenute attraverso contratti bilaterali fisici. In particolare sono da rilevare le coperture acquistate dall'Acquirente Unico per l'approvvigionamento del mercato vincolato, diffusamente descritte nel par. *Approvvigionamento dell'Acquirente Unico*, e la diversa natura dei contratti CIP6 assegnati nel 2005, illustrati nel par. *Vendita dell'energia CIP6 al mercato*. Tale fenomeno risulta evidente anche dalla figura 2.12 che riporta l'evoluzione della liquidità mensile del MGP, unitamente ai sottostanti quantitativi scambiati sia su questo mercato sia bilateralmente.

Considerando nuovamente il livello dei prezzi sul MGP si evidenzia nel corso del 2005 una notevole riduzione del differenziale dei

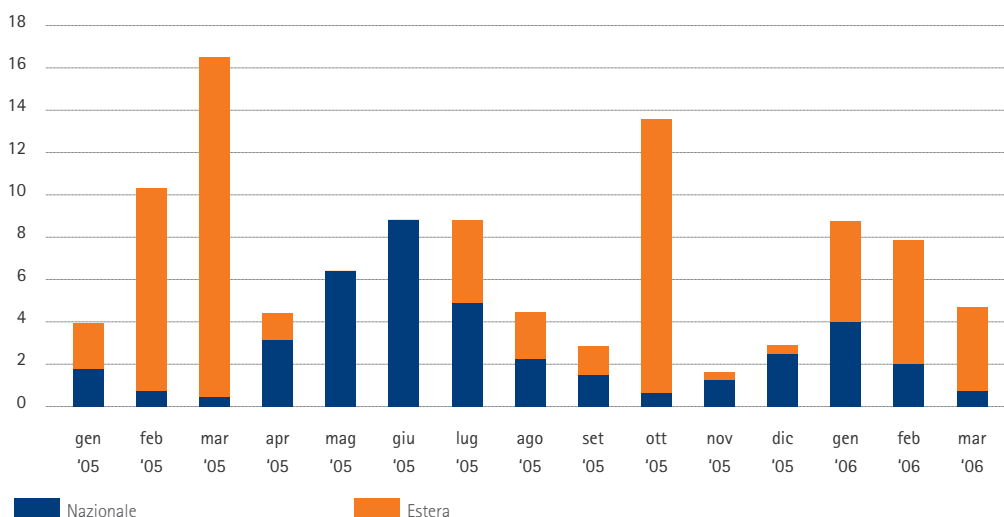
prezzi di vendita tra le diverse zone in cui è suddiviso il mercato elettrico. Tale fenomeno è desumibile dalla riduzione della rendita da congestione nazionale a favore del GRTN/TERNA evidenziata nella figura 2.13. Nel periodo aprile-dicembre 2005 rispetto agli stessi mesi del 2004 tale rendita si è infatti ridotta di circa 82 milioni di euro, passando dai circa 113 milioni di euro del 2004 ai circa 31 milioni di euro relativi al 2005.

La novità che si presenta nel 2005 rispetto all'anno precedente è data dalla rendita da congestione estera, che deriva dal nuovo meccanismo di risoluzione delle congestioni transfrontaliere adottato in conseguenza del regolamento CE n. 1228/2003, descritto nel par. *Regolamentazione non tariffaria* del Capitolo 2 nel

FIG. 2.13

Rendita da congestione

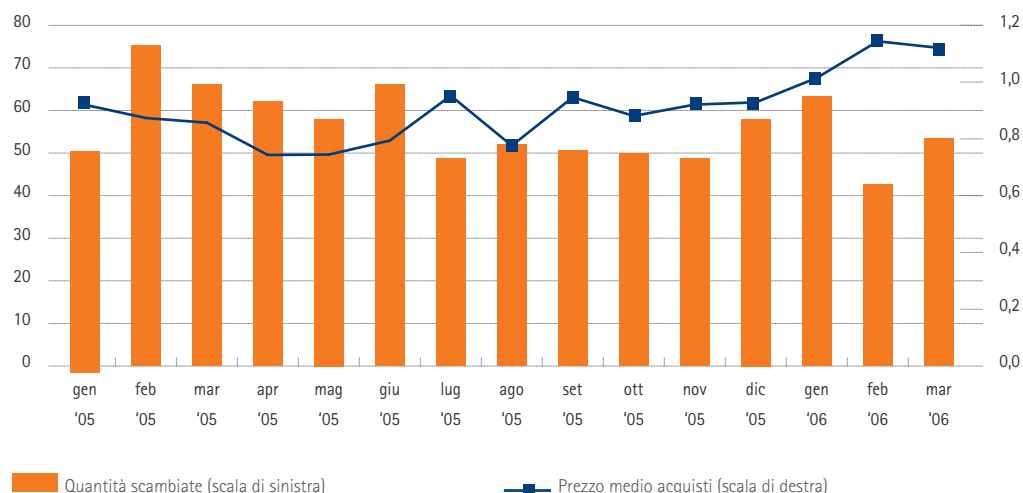
Milioni di euro



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.14

Andamento di prezzi
e quantità sul MA
€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

secondo volume. Tale rendita è ammontata a circa 50 milioni di euro nel corso del 2005.

Borsa elettrica: risultati sul mercato di aggiustamento

Per quanto riguarda il MA nel corso del 2005 si è registrata una molto maggiore correlazione di prezzo con il MGP rispetto a quanto riscontrato nel 2004. Il prezzo in media aritmetica per il 2005 è risultato pari a circa 57 €/MWh e inferiore del 2% rispetto al PUN medio sul MGP. A tale proposito si riscontra però una progressiva divaricazione tra i prezzi medi dei due mercati a partire dal mese di novembre 2005, che continua anche nei primi mesi del 2006. I volumi di mercato riguardo ai quantitativi scambiati sul Sistema Italia (MGP più contratti bilaterali) sono compresi tra un massimo del 4,4% relativo al mese di febbraio 2005 e un minimo del 2,3% per il mese di febbraio 2006.

Borsa elettrica: mercato per il servizio di dispacciamento

I risultati rilevati sul MSD nel corso del 2005 evidenziano la natura differente di questo mercato rispetto ai mercati dell'energia (MGP e MA). I prezzi medi delle offerte a salire e a scendere si presentano infatti scarsamente correlati ai prezzi registrati sul MGP. I prezzi medi di vendita degli operatori risultano inoltre sensibilmente più elevati rispetto alla valorizzazione dell'energia sul MGP, mentre i prezzi di acquisto si rivelano inferiori, come riflesso della diversa struttura di questo mercato e della differente natura delle

risorse in esso contrattate. Tali fattori rendono il MSD particolarmente sensibile alle problematiche di natura strutturale già evidenziate a proposito del MGP.

Dalla figura 2.15, che riporta l'andamento mensile dei prezzi nel periodo gennaio 2005 – marzo 2006, si può notare come l'andamento dei prezzi medi *ex ante* per le offerte a salire presenti forti tensioni a partire dalla seconda metà del 2005, similmente a quanto registrato anche sugli altri mercati in corrispondenza con la continua crescita dei prezzi dei combustibili. Diversamente i prezzi medi per le offerte a scendere risultano molto più stabili, comportando un sempre maggiore differenziale cui consegue un progressivo incremento dei costi di dispacciamento per il sistema elettrico.

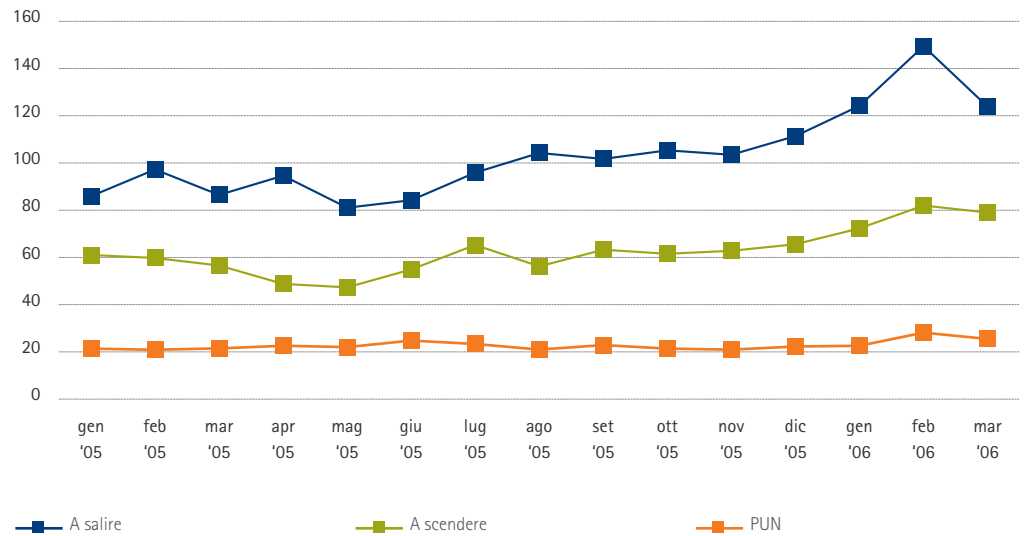
Per quanto riguarda i volumi, essi presentano un andamento irregolare ma complessivamente stazionario con un quantitativo di offerte a salire accettate sul MSD *ex ante* nel corso del 2005 che ha interessato un'energia pari al 3,6% rispetto ai volumi scambiati sul Sistema Italia. I quantitativi relativi alle offerte a scendere accettate sul MSD *ex ante* nel corso del 2005 hanno invece coinvolto un'energia pari al 4% rispetto ai volumi scambiati sul Sistema Italia.

Vendita dell'energia CIP6 al mercato

Fino al 2004 la disponibilità di energia elettrica ritirata dal GRTN da impianti CIP6 aveva rappresentato, per i clienti idonei, una fonte di approvvigionamento che permetteva la differenziazione dell'offerta di energia elettrica in attesa dell'apertura della borsa e di un mercato maggiormente concorrenziale sul lato dell'offerta.

FIG. 2.15

**Prezzo medio sul mercato
per il servizio di
dispacciamento *ex ante***
€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

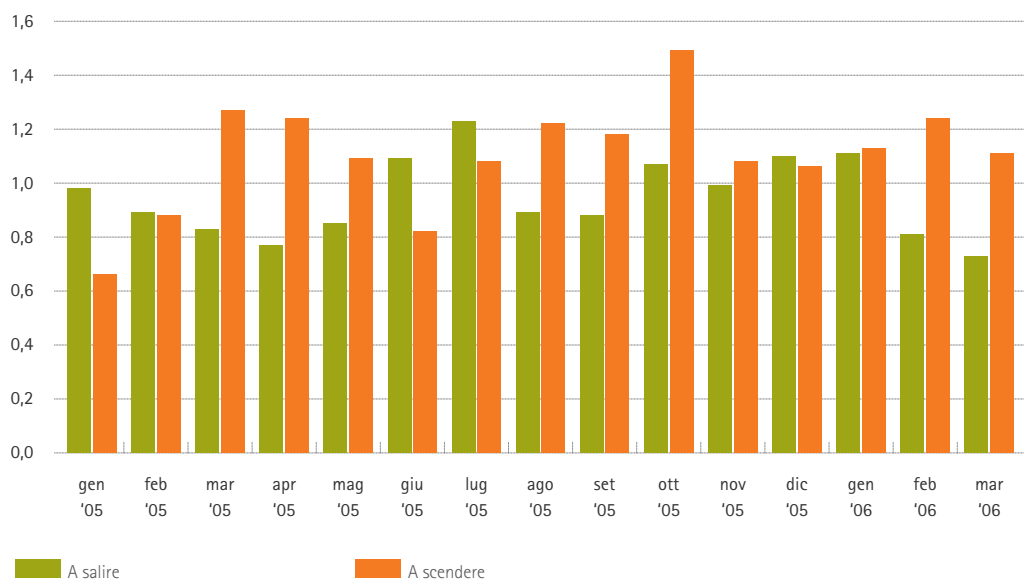
A partire dal 2005, pur permanendo elementi di continuità con la normativa del 2004, le assegnazioni di energia CIP6, così come quelle di coperture del rischio connesse con la regolazione delle importazioni, più che a una differenziazione dell'offerta mirano all'introduzione di meccanismi in grado di ridurre, per gli utenti del settore elettrico, i rischi di volatilità del prezzo di approvvigionamento che si forma in borsa. Nel caso dell'energia CIP6 gli strumenti finanziari utilizzati a tale fine sono i contratti per differenza introdotti nella vendita dell'energia CIP6 e sottoscritti tra gli asse-

gnatari delle bande e il GRTN.

Il decreto del Ministero delle attività produttive del 5 dicembre 2005, confermando il meccanismo delineato l'anno precedente, ha stabilito un prezzo fisso valido per tutto l'anno 2006 che gli assegnatari delle bande si devono impegnare a riconoscere al GRTN. Il prezzo, pari a 55,5 €/MWh e costante per tutte le ore dell'anno, è superiore a quello fissato per il 2005, pari a 50 €/MWh. Si ricorda che nel 2004 il prezzo di assegnazione era invece definito dalla somma di una componente fissa stabilita in 25 €/MWh e di una

FIG. 2.16

**Quantità sul mercato
per il servizio di
dispacciamento *ex ante***
TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

componente variabile pari a una quota percentuale del valore del Ct sino all'1 luglio 2004, e per la parte restante dell'anno indicizzata sia al parametro Ct sia al prezzo medio di borsa.

Pertanto nel 2006 i clienti idonei titolari delle bande CIP6 si approvigionano direttamente sul mercato elettrico per i quantitativi conseguiti a seguito dell'assegnazione, ma le partite economiche sono regolate sulla base del contratto per differenze sottoscritto con il GRTN. Per le ore in cui il prezzo di borsa è superiore ai 55,5 €/MWh, il GRTN corrisponde la differenza tra questo prezzo e il prezzo orario registrato sul mercato elettrico; viceversa, in caso di prezzi di borsa inferiori ai 55,5 €/MWh, gli assegnatari riconoscono al GRTN la differenza tra il prezzo di borsa e il prezzo che si sono impegnati a pagare.

Per l'anno 2006, il GRTN, seguendo le indicazioni del decreto del Ministero delle attività produttive, ha definito che la quantità totale di energia elettrica da acquisire sarebbe dovuta essere pari a 49 TWh, identificando per il mercato libero 3.360 MW annuali di potenza CIP6 e assegnando all'Acquirente Unico, e dunque al

mercato vincolato, 2.240 MW di potenza annuale, pari al 40% della capacità complessiva.

Nella tavola 2.13 si riportano i totali delle assegnazioni CIP6 suddivise tra mercato idoneo e vincolato. La potenza disponibile nel 2006, pari a 5.600 MW, risulta inferiore di 200 MW rispetto all'anno precedente; come già avvenuto nel 2005, non è stata prevista alcuna assegnazione di capacità di durata trimestrale.

Le assegnazioni, alle quali hanno potuto partecipare tutti gli utenti del dispacciamento in prelievo, sono avvenute, come nel 2005, sulla base di un criterio pro quota; ai clienti finali idonei che ne hanno fatto richiesta sono state attribuite bande di ampiezza fissa di 1 MW per un profilo costante su base annuale. Il decreto del 5 dicembre 2005 ha stabilito che in caso di richieste superiori alla disponibilità di energia CIP6 si sarebbe provveduto a una riduzione proporzionale per tutti i richiedenti. Da rilevare è che, a differenza di quanto previsto per il 2005, il decreto non ha escluso dall'assegnazione i soggetti che godono dell'interrompibilità istantanea e con preavviso.

TAV. 2.13

Assegnazione di capacità CIP6 2005-2006 MW

	2005	2006
Capacità totale disponibile	5.800	5.600
Destinata ai clienti idonei	3.480	3.360
<i>di cui su base annuale</i>	<i>3.480</i>	<i>3.360</i>
<i>di cui su base trimestrale</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
Destinata all'Acquirente Unico	2.320	2.240

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

TAV. 2.14

**Assegnazione dei diritti
CIP6
MW**

OPERATORE ASSEGNATARIO	DIRITTI CIP6 2006	DIRITTI CIP6 2005
EniPower Trading	351	265
Edison Energia	250	352
EGL Italia	247	351
Enel Trade	221	248
Enel Energia	185	196
Energia	180	187
Asm Energy	176	153
Modula	140	152
Eneco	139	91
SIET	120	68
Alpenergie Italia	113	66
Energia e Territorio	96	101
Henergye	81	0
Energetic Source	80	75
AceaElectrabel	73	59
Green Network	59	26
Burgo Energia	58	63
Dalmine Energie	58	74
Atel Energia	52	56
Electra Italia	52	48
Dynameeting	48	32
Idroenergia	46	60
Hera Comm	45	50
Esperia	43	38
Telenergia	43	46
CVA Trading	42	13
Italgas	34	14
MPE	33	30
Multiutility	30	31
Centomilacandele	28	37
Aem Energia	27	35
E.ON Italia	24	10
EDF Energia Italia	24	126
Agsm Energia	22	19
Amga Commerciale	19	20
Consorzio Romagna Energia	18	5
Azienda Energetica Trading	16	40
Radici Energie	15	19
C.U.R.A.	14	8
Altri	58	216
TOTALE OPERATORI	3.360	3.480

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

Mercato finale libero

Evoluzione del mercato libero

Con l'entrata in vigore dell'art. 21, comma 1, lettera b), della Direttiva europea 26 giugno 2003 (2003/54/CE), dall'1 luglio 2004 tutti i clienti non domestici sono da considerarsi idonei e quindi liberi di scegliere la controparte contrattuale nonché di contrattare le condizioni della fornitura, fatti salvi i profili regolati.

Al riconoscimento di tale diritto è comunque correlata la facoltà di mantenere la propria collocazione sul mercato vincolato, a meno di non esercitare la facoltà di recesso nei termini disciplinati con delibera 20 ottobre 1999, n. 158 e successive modifiche e integrazioni. In caso di mancato esercizio di detta facoltà, permane, in capo ai soggetti distributori/venditori, l'obbligo di garantire la fornitura nei

termini di cui all'art. 4, del decreto legislativo n. 79/99.

Come si rileva dalla tavola 2.15, i clienti idonei (quindi potenzialmente liberi) al 31 dicembre 2005 erano circa 7,7 milioni, e hanno prelevato, nel corso dell'anno, 223,2 TWh di energia (al netto dei consumi della Rete Ferroviaria Italiana); rispetto all'anno precedente il volume di energia prelevata dagli stessi clienti è aumentato di circa 5,6 TWh. Il prelievo medio per cliente, risultato sostanzialmente stabile rispetto al 2004 attestandosi su 28.814 kWh, continua a presentare una significativa variabilità a livello regionale. In particolare, il prelievo medio passa dai quasi 48.000 kWh della Lombardia agli appena 12.141 kWh della Calabria. La Lombardia è anche la regione in cui è maggiore il quantitativo di energia elettrica prelevata dalla rete in termini assoluti, rappresentan-

TAV. 2.15

Mercato potenziale al 31 dicembre 2005

	POTENZA IMPEGNATA (MW)	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVI (TWh)
Val d'Aosta	265	27.836	0,8
Piemonte	9.237	601.540	19,2
Liguria	2.390	282.988	4,5
Lombardia	18.640	1.104.688	52,8
Trentino Alto Adige	2.644	160.206	4,4
Veneto	9.805	596.221	24,1
Friuli Venezia Giulia	2.263	155.956	7,3
Emilia Romagna	8.503	613.553	19,8
Toscana	6.584	564.046	14,6
Lazio	7.731	711.866	14,9
Marche	2.732	221.502	5,6
Umbria	1.370	128.959	4,6
Abruzzo	1.999	174.243	5,1
Molise	435	45.957	1,2
Campania	5.791	623.399	10,9
Puglia	4.539	544.181	9,3
Basilicata	709	84.371	1,9
Calabria	2.026	257.794	3,1
Sicilia	5.251	621.927	10,5
Sardegna	2.185	225.949	8,7
ITALIA^(B)	95.095	7.747.182	223,2

A) Numero di punti di prelievo.

B) Non sono inclusi i dati relativi alla Rete Ferroviaria Italiana.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

do, da sola, poco meno del 24% della domanda, seguita dal Veneto (10,8%) e dall'Emilia Romagna (8,9%).

I clienti che al 31 dicembre 2005 risultavano approvvigionarsi sul mercato libero, erano invece circa 330.000, con un prelievo complessivo di 136,6 TWh¹, corrispondente a una quota del 61,2% del mercato potenziale (Tav. 2.16).

Nel corso del 2005, quindi, risultano aumentati i clienti liberi, cresciuti di più di 200.000 unità, mentre l'energia prelevata è cresciuta di circa 9 TWh. Come effetto, sono molto diminuiti i prelievi *pro capite*, passati da circa 1 GWh nel 2004 a 0,41 GWh nel 2005. I prelievi *pro capite* dei clienti liberi hanno una variabilità ancor più accentuata se riferiti al mercato potenziale: da 1,15 GWh in Basilicata a 0,12 GWh in Liguria. I prelievi *pro capite* risultano ampiamente sotto la media anche in Sicilia (0,22 GWh), Calabria (0,23 GWh) e Lazio (0,26 GWh).

Le regioni in cui una quota maggiore di consumatori potenzialmente liberi ha deciso di approvvigionarsi sul mercato libero sono il Friuli Venezia Giulia, la Sardegna e l'Umbria (oltre il 70%), mentre altre regioni del Sud evidenziano quote molto inferiori, soprattutto Calabria (31,3%), Sicilia (41,2%) e Campania (42,7%). Rispetto all'anno precedente, le regioni che nel 2005 hanno registrato la maggiore espansione dei clienti liberi, tanto in termini numerici che di energia prelevata, sono state la Lombardia (+ 3 TWh), l'Emilia Romagna, il Veneto e il Lazio, ognuna con aumenti di 0,9 TWh. Un confronto tra le due tavole consente di rilevare come i circa 86,6 TWh di energia fornita a clienti idonei sul mercato vincolato siano prelievi effettuati da utenti molto piccoli con prelievi medi che si aggirano intorno a 11.700 kWh e che, almeno fino al dicembre 2005, hanno preferito continuare ad acquistare energia elettrica presso il distributore locale.

TAV. 2.16

Mercato libero al 31 dicembre 2005

	POTENZA IMPEGNATA (MW)	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVI (TWh)	QUOTA % SUL MERCATO POTENZIALE
Val d'Aosta	68	801	0,6	69,7
Piemonte	4.006	24.642	12,6	65,5
Liguria	725	20.865	2,5	55,7
Lombardia	6.964	49.010	35,7	67,5
Trentino Alto Adige	919	6.114	2,5	57,7
Veneto	4.270	55.818	16,7	69,4
Friuli Venezia Giulia	996	13.855	5,6	76,6
Emilia Romagna	3.153	32.825	12,5	63,3
Toscana	1.857	23.724	8,5	58,2
Lazio	1.937	27.605	7,1	47,6
Marche	811	7.691	3,2	56,5
Umbria	379	6.410	3,3	72,3
Abruzzo	583	5.601	3,2	63,5
Molise	134	1.873	0,8	67,4
Campania	898	6.859	4,7	42,7
Puglia	654	12.266	4,5	47,9
Basilicata	138	988	1,1	60,5
Calabria	195	4.297	1,0	31,3
Sicilia	635	19.667	4,3	41,2
Sardegna	377	8.953	6,3	72,4
Italia	29.700	329.864	136,6	61,2

A) Numero di punti di prelievo.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

¹ Sulla base delle stime preliminari di fonte TERNA, nel 2005 i consumi di energia elettrica dei clienti liberi si attesterebbero sui 135,7 TWh.

La liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica secondo l'indagine Energy 2005

Nel corso del 2005 l'Autorità ha partecipato all'indagine multicliente, Energy 2005, realizzata da GfK-EURISKO sulla domanda di energia e gas nelle aziende italiane. L'indagine è stata condotta su un campione rappresentativo dell'intera clientela nazionale non domestica (2.700 unità locali delle imprese italiane a livello nazionale), stratificato per area geografica, settore merceologico e classe di addetti. Scopo dell'indagine era fornire una fotografia della conoscenza della liberalizzazione del mercato energetico ed esaminare il comportamento dei clienti di fronte a essa.

Per i clienti non domestici del settore elettrico la liberalizzazione del mercato è nota al 67% dei clienti intervistati (Tav. 2.17). Tra tutti i clienti, quelli con i consumi più elevati sono anche i maggiormente informati della liberalizzazione del settore, in quanto oggetto delle attività di comunicazione e di proposta di nuovi contratti, da parte sia del fornitore esistente sia di un nuovo fornitore; le realtà di piccole dimensioni con un consumo energetico basso e un impiego prevalente di energia per la produzione sono le più disinformate, in particolare al Sud.

TAV. 2.17

Grado di conoscenza della liberalizzazione

Percentuale di risposte alla domanda: "Lei sa che le aziende possono scegliere liberamente il proprio fornitore di energia elettrica?"

	UNITÀ LOCALI CON CONSUMI ANNUI					Totale
	Fino a 5.000 kWh	5.001-10.000 kWh	10.001-100.000 kWh	100.001 - 500.000 kWh	Oltre 500.000 kWh	
Sì, lo so	66,30	58,30	70,79	94,45	97,90	66,85
No, non lo sapevo	33,70	41,70	29,21	5,55	2,10	33,15

Fonte: Indagine multicliente Energy 2005.

L'informazione sulla liberalizzazione in Italia è stata demandata prevalentemente ai media come stampa e pubblicità (Tav. 2.18); nel 9% dei casi invece sono stati fornitori diversi dal proprio a informare sulla liberalizzazione del mercato, attraverso un primo approccio atto a proporre un

nuovo contratto. Piuttosto contenuta è stata in generale l'attività comunicativa svolta o dal proprio fornitore (4%) o da associazioni di categoria (4%). Per quanto riguarda la conoscenza e le fonti di informazione, le aziende di medio-grandi dimensioni e quelle con elevati consumi elettrici ri-

TAV. 2.18

Metodo di conoscenza della liberalizzazione

Percentuali di risposte alla domanda: "Come siete venuti a conoscenza della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica?"

	UNITÀ LOCALI CON CONSUMI ANNUI					Totale
	Fino a 5.000 kWh	5.001-10.000 kWh	10.001-100.000 kWh	100.001 - 500.000 kWh	Oltre 500.000 kWh	
Comunicazione da parte del proprio fornitore di energia	1,99	4,03	5,01	8,18	8,33	4,48
Comunicazione da parte di altri fornitori di energia	3,85	6,20	11,69	28,03	16,34	8,58
Comunicazione da parte di associazioni di categoria/associazioni industriali	2,52	1,56	7,81	21,54	48,28	4,02
Dai siti Internet dei fornitori di energia elettrica	2,08	0,55	0,73	2,97	6,18	1,38
Pubblicità	44,16	38,32	41,94	25,99	16,36	41,72
Articoli sui giornali/Riviste	48,8	42,54	44,03	26,72	22,66	43,27
Passaparola	5,83	13,35	8,34	6,34	4,72	7,3
Attraverso media TG/TV	4,06	4,06	7,42	3,02	0,81	4,71

Fonte: Indagine multicliente Energy 2005.

velano una miglior conoscenza dello stato della liberalizzazione.

Per quanto riguarda il comportamento di fronte alla liberalizzazione (Tav. 2.19) chi ha sottoscritto un nuovo contratto rappresenta il 6% dei clienti non domestici intervistati (in maggioranza quelli con consumi elevati); il 2% circa di questi ha cambiato contratto mantenendo l'attuale fornitore. Per le circa 95.000 aziende che hanno un consumo annuo superiore ai 100.000 kWh/annui, l'apertura del mercato è più evidente: è tra queste, infatti, che si osserva l'affermarsi di fornitori alternativi all'ex monopolista del settore.

La quasi totalità dei clienti non domestici (88%) comunque dichiara che potrebbe cambiare fornitore a fronte di una proposta maggiormente conveniente, e, in particolare, a fronte di un consistente sconto (lo sconto medio atteso è del 22%); per i clienti con consumi elevati l'aspettativa è più contenuta (circa il 15% di sconto), ma pur sempre poco realistica. Più in generale, le aspettative dei clienti non domestici di energia elettrica nei confronti di nuovi contratti e/o fornitori risultano essenzialmente legate a fattori quali una maggior convenienza e personalizzazione o flessibilità.

Il principale ostacolo al cambiamento di contratto o fornitore sarebbe rappresentato dalla mancanza di informazione e di chiarezza; tra le motivazioni esplicitate c'è la percezione che non esista un vero e proprio vantaggio (19%, citata so-

prattutto dalle piccole aziende del terziario avanzato e dei settori immobiliare e finanziario) e che non sia realmente possibile cambiare nella propria zona (si pensa che sia servita da un solo fornitore nel 17% dei casi). Il 12% è poco motivato a cambiare perché ha consumi contenuti e un 10% è soddisfatto del proprio fornitore.

Nell'ultimo anno solo il 12% è stato interpellato da un fornitore diverso da quello attuale; il contatto ha interessato quasi esclusivamente le unità con consumi elevati e, di fatto, a un anno e mezzo circa dalla stipula del nuovo contratto, il 63% di coloro che ne hanno sottoscritto uno nuovo ha percepito una diminuzione della spesa energetica media dell'8%. La possibilità di avere un unico fornitore di energia elettrica e gas ha giocato un ruolo importante nella scelta di sottoscrivere un nuovo contratto.

Tra gli elementi emersi, che potrebbero costituire fattori determinanti nell'ottica di un cambiamento, ci sono: la garanzia della qualità del servizio; l'assistenza e la qualità del personale; la personalizzazione del contratto; la semplificazione burocratica; il monitoraggio dei consumi; la dilazione dei tempi di pagamento.

Più in generale le imprese mostrano una certa criticità nei confronti dell'attuale stato della liberalizzazione del mercato energetico individuando problemi su vari fronti. I principali riguardano: la mancanza d'informazione (o pubblicità); la difficoltà a muoversi in un mercato che è percepito

TAV. 2.19

Comportamento di fronte alla liberalizzazione

Percentuali di risposte alla domanda: "La vostra azienda come si è comportata a fronte della liberalizzazione del mercato?"

	UNITÀ LOCALI CON CONSUMI ANNUI					Totale
	Fino a 5.000 kWh	5.001-10.000 kWh	10.001-100.000 kWh	100.001 - 500.000 kWh	Oltre 500.000 kWh	
Ha sottoscritto un nuovo contratto con un nuovo fornitore	1,17	0,84	7,75	36,30	66,55	4,32
Ha sottoscritto un nuovo contratto con un nuovo fornitore ma poi è tornato al precedente	0	0	0,05	1,12	0,24	0,05
Ha sottoscritto un nuovo contratto con il vecchio fornitore	2,21	0,57	0,9	1,25	3,30	1,46
Non ha fatto nulla ha mantenuto il vecchio fornitore	96,67	98,59	91,29	61,33	29,90	94,17

Fonte: Indagine multicliente Energy 2005.

ancora come monopolistico; la mancanza di chiarezza e trasparenza delle offerte; la percezione che non ci sia convenienza economica. Tutto ciò risulta ancor più importante se si osserva che anche il segmento di mercato con consumi superiori ai 100.000 kWh annui mostra lo stesso tipo e lo stesso livello di criticità. Le imprese si aspettano che la liberalizzazione del

mercato porti vantaggi reali quali prezzi più convenienti, una personalizzazione dei servizi offerti e una flessibilità dei consumi, oltre che maggior attenzione alle esigenze della clientela e alla qualità dei servizi offerti. Queste attese accomunano tutte le tipologie di unità locali intervistate, indipendentemente dal settore in cui operano, dalle dimensioni o dal consumo di energia sviluppato.

Mercato finale vincolato

Nel corso del 2005 i consumi del mercato vincolato, sulla base dei dati di pre-consuntivo forniti dai distributori, sono diminuiti di oltre il 2% rispetto all'anno precedente.

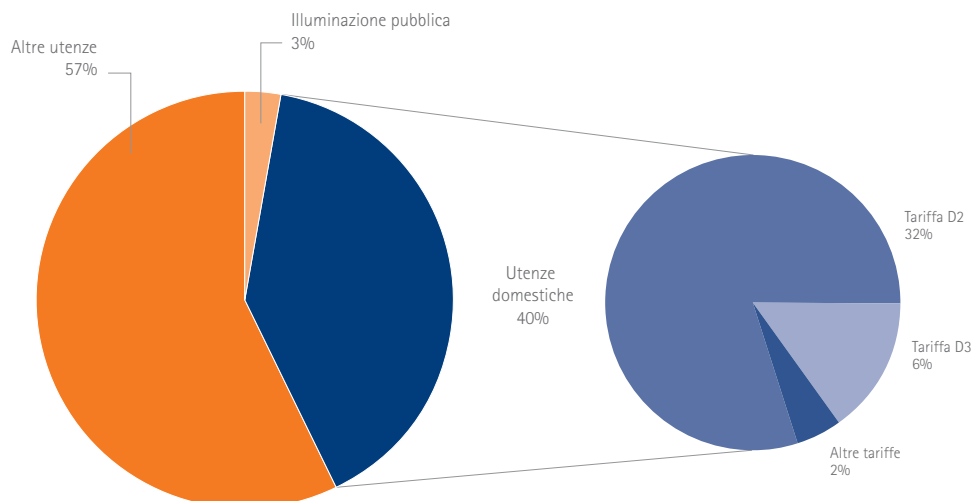
Il calo è interamente attribuibile ai consumi dei non domestici vincolati. Per questi ultimi, in prevalenza piccole aziende, artigiani, professionisti ecc., che al 1° luglio 2004 sono diventati

clienti idonei, la domanda è diminuita, infatti, del 4% circa mentre i consumi dei domestici sono rimasti sostanzialmente stabili rispetto al 2004.

Negli ultimi cinque anni il peso del mercato vincolato, in termini di volumi, sul mercato totale (al netto degli autoconsumi) è sceso dall'82% al 53% (Fig. 2.18).

FIG. 2.17

**Mercato vincolato
per tipologia di utente**
Dati percentuali calcolati sui
prelievi 2005

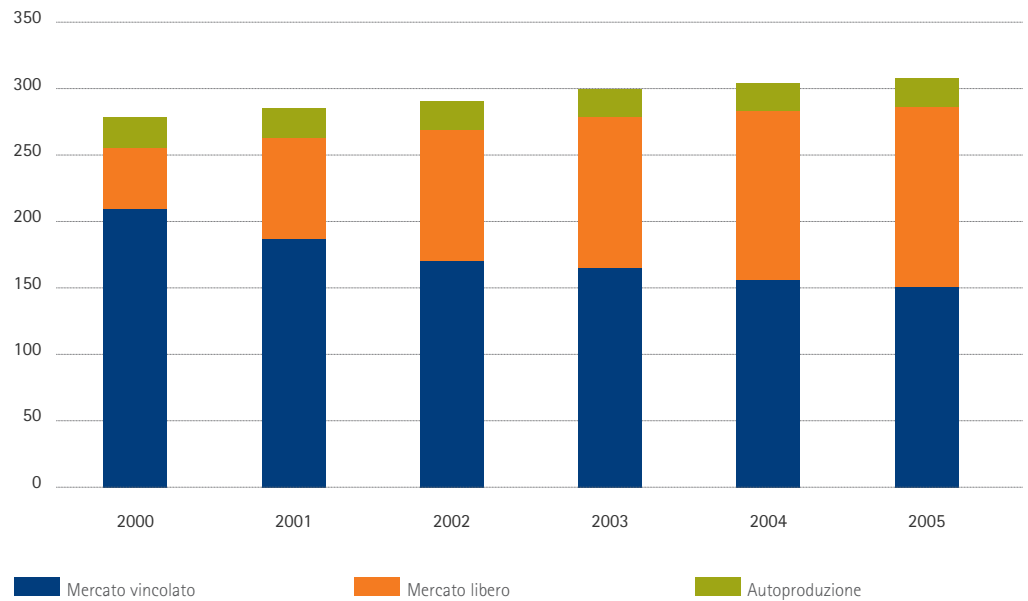


Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

FIG. 2.18

Consumi finali per tipologia di mercato

TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti da Terna e distributori.

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Secondo quanto previsto dal Testo integrato, l'Autorità è tenuta ad aggiornare annualmente i parametri delle tariffe di trasmissione e di distribuzione; i corrispettivi a copertura del servizio di misura, invece, non sono sottoposti a meccanismi automatici di aggiornamento annuale.

L'aggiornamento annuale delle tariffe di trasmissione e di distri-

buzione per l'anno 2006, effettuato con la delibera 28 settembre 2005, n. 202, ha previsto:

- l'applicazione del meccanismo del *price cap* alla quota parte delle tariffe di trasmissione e distribuzione a copertura dei costi operativi e degli ammortamenti;

TAV. 2.20

Confronto della tariffa media per i servizi di trasmissione e distribuzione al netto delle imposte e delle componenti A per le diverse tipologie contrattuali

c€/kWh

	2005	2006	
	TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE ^{A)}	TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE ^{A)}	DIFFERENZA 2006-2005
Media BT usi domestici	3,74	3,75	0,01
BT illuminazione pubblica	1,63	1,65	0,02
BT altri usi	3,10	3,15	0,05
MT illuminazione pubblica	0,95	0,97	0,02
MT altri usi	1,28	1,31	0,03
AT	0,41	0,41	-

A) Includere le componenti UC₃ e UC₆.

- la revisione del valore del capitale investito riconosciuto ai fini tariffari a livello nazionale, per tener conto degli investimenti netti portati a termine nel corso del 2004.

L'aggiornamento annuale non ha comportato sostanziali variazioni sia delle componenti a copertura dei costi di trasmissione sia di quelle a copertura dei costi di distribuzione; alcuni incrementi frazionari, rispetto agli obiettivi del meccanismo di aggiornamento tariffario, sono stati determinati dall'effetto cumulato degli arrotondamenti dei corrispettivi nel corso di aggiornamenti precedenti.

Nell'ambito del provvedimento di aggiornamento annuale delle tariffe di trasmissione e distribuzione, l'Autorità ha anche rivisto le componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti derivan-

ti da recuperi di qualità del servizio e dei costi derivanti dal conseguimento degli obiettivi di cui al decreto del 24 aprile 2001, a seguito cioè dell'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse. In particolare, i costi riconosciuti per recuperi della qualità del servizio (componente UC_6) sono stati aumentati di circa l'80%, passando da 50 milioni di euro nel 2005 a circa 90 milioni di euro nel 2006. Con riferimento, invece, ai costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse (componenti della tariffa di distribuzione), è stata prevista l'invarianza della necessità di gettito rispetto al 2005 fissata pari a 50 milioni di euro.

Tariffe del mercato vincolato

Approvvigionamento dell'Acquirente Unico

L'entrata in operatività del sistema delle offerte e del dispacciamento di merito economico, avvenuta l'1 aprile 2004, ha profondamente modificato le modalità di approvvigionamento di energia elettrica. È in tale contesto che il decreto del Ministro delle attività produttive del 19 dicembre 2003 ha assegnato all'Acquirente Unico la titolarità della funzione di garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato, precedentemente espletata da Enel. L'Acquirente Unico è pertanto incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, minimizzando i costi e i rischi di tale attività attraverso il ricorso a diverse modalità di approvvigionamento.

La tavola 2.21 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2005. Dalla tavola è possibile constatare come l'Acquirente Unico abbia sottoscritto contratti al di fuori del sistema delle offerte per una quota pari al 16% circa del suo fabbisogno, mentre la restante parte della domanda è stata coperta con contratti differenziali e con l'energia elettrica associata alla capacità produttiva di cui alla deli-

bera del CIP 29 aprile 1992, n. 6.

A partire dall'1 gennaio 2005, con l'avvio della partecipazione della domanda alla borsa elettrica, gli sbilanciamenti delle unità di consumo appartenenti al mercato vincolato sono stati quantificati e valorizzati secondo quanto previsto nella delibera 30 dicembre 2003, n. 168 e successive integrazioni e modifiche. La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente Unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le suddette unità di consumo è risultata pari a circa l'1% del fabbisogno.

Nella tavola 2.22 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 2006, l'incidenza prevista per ciascuna fonte di approvvigionamento rispetto al totale del fabbisogno dell'Acquirente Unico si attesta su valori simili a quelli del 2005 per quanto riguarda l'energia CIP6 e le importazioni annuali, ma cambia sensibilmente per quanto riguarda i contratti di importazione pluriennale.

Rispetto al 2005, infatti, a seguito della sentenza della Corte di Giustizia europea del 7 giugno 2005 sul caso C-17/03, concernen-

TAV. 2.21

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico gennaio-dicembre 2005 GWh

	F1	F2	F3	F4	TOTALE
Acquisti di energia elettrica al di fuori del sistema delle offerte	1.404	5.618	3.415	15.868	26.304
di cui					
Import annuale	200	928	583	2.347	4.057
Import pluriennale (comprende energia di cui alla delibera dell'Autorità n. 85/04)	891	3.626	2.182	10.751	17.450
Altri contratti di importazione (extramaglia)	0	5	2	10	17
Energia elettrica di cui al DL n. 387/03	313	1.059	648	2.760	4.781
Acquisti di energia elettrica su MGP	9.704	38.746	20.970	69.760	139.180
di cui					
Contratti differenziali	6.753	23.461	11.586	25.183	66.984
CIP6	1.035	4.241	2.538	12.509	20.323
Acquisti a PUN	1.916	11.044	6.846	32.067	51.873
Sbilanciamento unità di consumo^(A)	121	405	-199	1.190	1.517
TOTALE	11.229	44.769	24.185	86.818	167.001

A) Per fini di semplicità, non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera n. 168/03 e successive integrazioni e modifiche.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico, 7/4/2006.

TAV. 2.22

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente Unico gennaio-dicembre 2005
Composizione percentuale

INCIDENZA DELLE FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO NON SOGGETTE AL RISCHIO PREZZO SUL TOTALE DEL FABBISOGNO 2005					
	F1	F2	F3	F4	TOTALE
CIP6	9	10	10	15	12
Importazioni	10	10	11	15	13
Differenziali	61	53	48	29	40

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

te l'accesso prioritario alla capacità di trasporto di energia elettrica sulle reti di interconnessione per un operatore che abbia sottoscritto contratti di lungo termine prima della liberalizzazione del mercato elettrico, le Autorità francesi hanno ritenuto di non riconoscere ai titolari di contratti pluriennali la priorità sull'intera capacità di importazione necessaria all'esecuzione dei medesimi contratti. I contratti di importazione pluriennali con riferimento alla frontiera francese saranno quindi eseguiti per una quota pari al 50%, riducendo la quota del fabbisogno coperta dall'Acquirente Unico con tali contratti al 7%.

L'energia approvvigionata nel 2006 tramite contratti differenziali, finalizzati alla copertura del rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata nel MGP, sarà legata:

- alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente

Unico per l'anno 2005 per le quali è stata esercitata la facoltà di proroga di efficacia del contratto per l'anno 2006 (contratti differenziali 2005);

- alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2006 (contratti differenziali 2006).

I contratti differenziali 2005, in particolare, sono contratti "a una via" e prevedono un prezzo *strike* e un corrispettivo per la copertura del rischio di oscillazione del prezzo di mercato dell'energia elettrica, differenziati per ciascun prodotto (*carbone, olio, gas 1 e gas 2*). Tali contratti, conclusi dall'Acquirente Unico per l'anno 2005, hanno previsto, come già accennato, la possibilità di essere prorogati all'anno 2006. La facoltà di proroga comporta, per ciascun prodotto, una riduzione del premio pari al 5% e una diminuzione della quantità aggiudicata del 28%.

TAV. 2.23

**Contratti differenziali
"a due vie" – Seconda
e terza asta 2006**
MW assegnati

	I TRIM	II TRIM	III TRIM	IV TRIM
Seconda asta	1.750	1.675	750	350
Terza asta	650	525	375	600

Fonte: Acquirente Unico.

TAV. 2.24

**Contratti differenziali
"a due vie" –
Quarta asta 2006**
MW assegnati

	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
Ore di picco	400	400	400	402	–	–	–	402	677
Ore fuori picco	700	682	471	541	642	581	675	262	195

Fonte: Acquirente Unico.

TAV. 2.25

**Approvvigionamenti
dell'Acquirente Unico
previsti per l'anno 2006**

FORTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2006 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'ACQUIRENTE UNICO	PREZZO
Import annuale	È previsto che l'Acquirente Unico disponga di diritti di utilizzo di capacità di trasporto per l'importazione per una quota non inferiore al 26% del totale della capacità di importazione	3.489	2	Definito nell'ambito del contratto
Import pluriennale	1.300 MW	10.918	7	66 €/MWh, corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto del Ministero delle attività produttive 13 dicembre 2005
Energia elettrica di cui al DL n. 387/03	Energia acquistata da parte dell'Acquirente Unico dai gestori di rete ai sensi del DL n. 387/03	7.149	4	Prezzo definito ai sensi della delibera n. 34/05
Borsa elettrica (MGP)	La quota di energia rimanente per soddisfare la domanda dei clienti vincolati	140.112	87	Prezzo unico nazionale
di cui				
Energia CIP6	È previsto che l'Acquirente Unico disponga del 40% delle bande CIP6 complessivamente assegnate	19.622	12	55,5 €/MWh, corrispondente al prezzo previsto dal decreto del Ministero delle attività produttive 5 dicembre 2005
Contratti differenziali	È la potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2005 per le quali è stata esercitata la facoltà di proroga di efficacia del contratto per l'anno 2006 (9.396 MW) e la potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2006	18.451 ^(A)	45 ^(A)	Asta discriminatoria al ribasso, rispetto al prezzo base d'asta, con prezzi <i>strike</i> fissi o indicizzati a seconda dei contratti
TOTALE FABBISOGNO		161.668	100	

A) Il dato fa riferimento ai mesi di gennaio, febbraio e marzo.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.26

Coperture sulla volatilità dei prezzi *strike* dell'Acquirente Unico previsti per l'anno 2006
GWh

	GAS 1	OLIO	GAS 2	IPE BRENT
Gennaio	1.060	150	560	270
Febbraio	880	220	520	250
Marzo	740	260	440	300
Aprile	740	190	200	160

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

La quota di portafoglio coperta con i contratti differenziali 2005, cioè la quantità per cui il contratto differenziale viene esercitato, dipende dai prezzi di borsa effettivi, disponibili a oggi solo per il primo trimestre del 2006. Per i mesi di gennaio, febbraio e marzo tale quota è risultata di poco superiore al 27% del totale del fabbisogno.

Per quanto riguarda i contratti differenziali 2006, l'Acquirente Unico ha bandito quattro differenti procedure concorsuali per la stipula di contratti differenziali "a due vie". In esito alla prima gara sono stati assegnati 2.500 MW, costanti in tutte le ore dell'anno. La potenza assegnata nella seconda e nella terza asta è relativa alle ore di picco² ed è suddivisa in ciascun trimestre secondo quanto riportato nella tavola 2.23. Infine, la potenza assegnata nella quarta asta, riportata nella tavola 2.24, varia in ciascun mese e fa riferimento, come nelle precedenti aste, a ore di picco e a ore fuori picco. La quota di portafoglio coperta con i contratti differenziali 2006 è prevista collocarsi intorno al 20% del fabbisogno.

La tavola 2.25 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2006.

Occorre infine evidenziare che l'Acquirente Unico ha stipulato per l'anno 2006 contratti differenziali "a due vie" per coprirsi anche dalla volatilità:

- degli *strike* dei prodotti gas 1 e gas 2 dei contratti differenziali 2005, indicizzati all'indice gas naturale, così come definito nella delibera 26 giugno 1997, n. 70;
- dello *strike* del prodotto olio dei contratti differenziali 2005, indicizzato all'indice olio combustibile, così come definito nella delibera n. 70/97;

- degli *strike* dei contratti differenziali 2006, indicizzati al prezzo del contratto *future* IPE Brent.

La tavola 2.26 riporta la quantità di riferimento delle suddette coperture per ciascun prodotto.

Energia elettrica e inflazione

Nonostante un andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi in sostanziale e continua ascesa dalla primavera 2003, la dinamica della tariffa elettrica è rimasta molto contenuta, almeno sino al primo trimestre del 2005.

Sino alla prima metà del 2004 l'indice di prezzo dell'energia elettrica, rilevato dall'Istituto nazionale di statistica nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC)³, ha mantenuto un andamento decrescente. Nella seconda parte del 2004 e più ancora nel 2005 ha registrato invece aumenti via via più consistenti.

Più in dettaglio, con l'ausilio della tavola 2.27, è possibile osservare che nella prima metà del 2004 l'indice ha registrato due importanti riduzioni; negli ultimi due trimestri dell'anno, invece, il proseguire del rafforzamento delle tensioni sui mercati internazionali dei combustibili, ha dato origine a due aumenti dell'indice (rispettivamente dello 0,9% in luglio e dell'1% in ottobre), che non sono tuttavia riusciti a invertire il segno della dinamica tendenziale. Il 2004 si è dunque chiuso con un tasso d'inflazione per l'elettricità che, in ragione d'anno, si è ridotta del 3,2%; poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è cresciuto del 2,1%, il prezzo dell'energia elet-

² Le ore di picco sono quelle comprese tra le ore 8:00 e le ore 21:00 dei giorni dal lunedì al venerdì, escluse le festività infrasettimanali del 6 gennaio, 17 aprile, 1 maggio, 2 giugno, 1 novembre, 8 dicembre, 25 dicembre, 26 dicembre e i giorni dal 14 al 20 agosto.

³ Più precisamente, nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva il prezzo dell'energia elettrica all'interno della categoria della "spesa per l'abitazione". Il peso dell'indice elementare dell'energia elettrica nel paniere al netto dei tabacchi è pari all'1,1 %.

TAV. 2.27

Indici mensili Istat dei prezzi dell'energia elettrica

Numeri indice 1995=100;
variazioni percentuali

MESI	2004				2005			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2004-2003	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2004-2003	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2005-2004	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2005-2004
Gennaio	101,2	-2,0	82,1	-4,1	101,0	-0,2	80,7	-1,8
Febbraio	101,2	-2,0	81,9	-4,3	101,0	-0,2	80,4	-1,8
Marzo	101,2	-2,0	81,8	-4,0	101,0	-0,2	80,2	-2,0
Aprile	98,6	-4,8	79,5	-6,8	102,6	4,1	81,2	2,2
Maggio	97,8	-5,6	78,6	-7,6	102,6	4,9	81,0	3,1
Giugno	97,8	-5,6	78,5	-7,7	102,6	4,9	81,0	3,2
Luglio	98,7	-3,8	79,1	-5,9	102,6	4,0	80,7	2,0
Agosto	98,7	-3,8	79,0	-5,9	102,8	4,2	80,8	2,3
Settembre	98,7	-3,8	79,0	-5,7	102,8	4,2	80,8	2,3
Ottobre	99,7	-1,5	79,8	-3,4	106,8	7,1	83,8	5,0
Novembre	99,7	-1,5	79,7	-3,2	106,8	7,1	83,7	5,0
Dicembre	99,7	-1,5	79,6	-3,2	106,8	7,1	83,6	5,0
Media annua	99,4	-3,2	79,9	-5,2	103,3	3,9	81,5	2,0

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

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

trica risulta diminuito in termini reali di oltre cinque punti percentuali. Nel 2005, eccettuando il terzo trimestre, l'energia ha registrato incrementi consistenti; il più alto si è avuto in ottobre, quando si è rilevato un aumento del 3,9% rispetto al mese precedente. A dicembre il relativo tasso d'inflazione ha toccato il 7,1%.

In ragione d'anno, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è cresciuto del 3,9%, mentre il tasso di inflazione generale

è stato dell'1,8%: in termini reali, quindi, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie è aumentato del 2%.

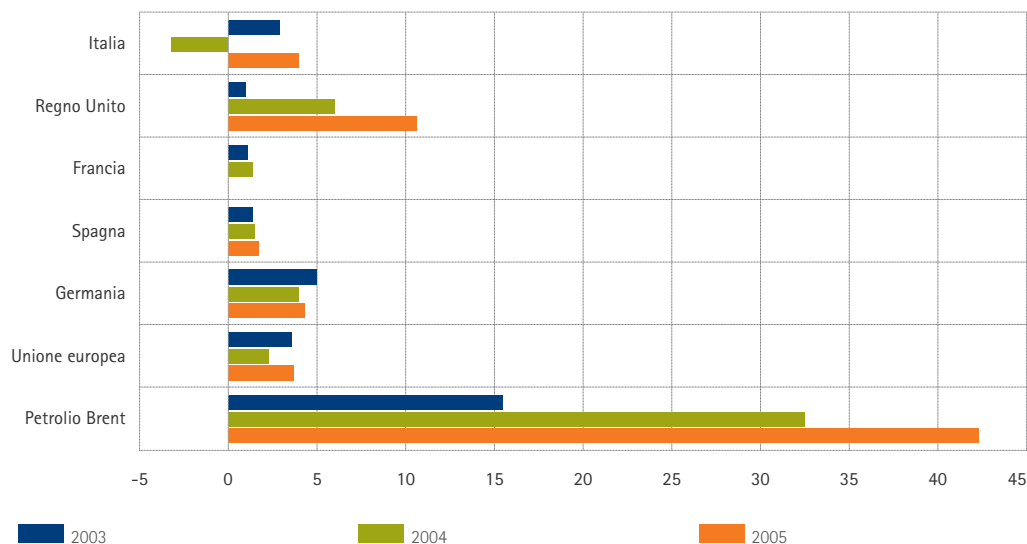
Interessante è però osservare, per lo stesso periodo, l'andamento del prezzo dell'energia elettrica italiana nel confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 2.19).

A fronte di una variazione del prezzo del petrolio Brent superiore al

FIG. 2.19

Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica nei principali paesi europei

Variazioni percentuali
sull'anno precedente



Fonte: Elaborazione su dati Eurostat, numeri indici dei prezzi al consumo armonizzati.

40% nel 2005 (riprodotta per memoria nel grafico), si nota come l'andamento del prezzo italiano sia in linea con quello della media europea (3,7%) e anzi migliore rispetto alla Germania (4,3%) e al Regno Unito (10,6%), vale a dire nei due paesi in cui, similmente all'Italia, elevata è la quota di generazione termoelettrica. Solo in Francia e in Spagna si sono registrati aumenti assai più contenuti (in Francia, per precisione, la variazione è stata addirittura nulla): la *performance* è stata migliore dove maggiore è la quota di energia elettrica prodotta con fonti non legate al petrolio (nucleare nel caso della Francia e idroelettrica nel caso della Spagna).

Tariffa elettrica media nazionale

L'andamento dell'indice Istat dei prezzi al consumo per la voce energia elettrica trova conferma nel movimento della tariffa media nazionale al netto delle imposte calcolata dall'Autorità. A partire dal terzo trimestre 2004 la tariffa media nazionale ha seguito un *trend* crescente che ha spinto il tasso tendenziale di crescita dallo zero dell'ultimo trimestre 2004 al 15,6% del secondo trimestre 2006. Ad aprile 2006 la tariffa, al netto del carico fiscale, risultava pertanto pari a 12,33 c€/kWh.

FIG. 2.20

Tariffa elettrica media nazionale al netto delle imposte: andamento negli ultimi due anni
c€/kWh

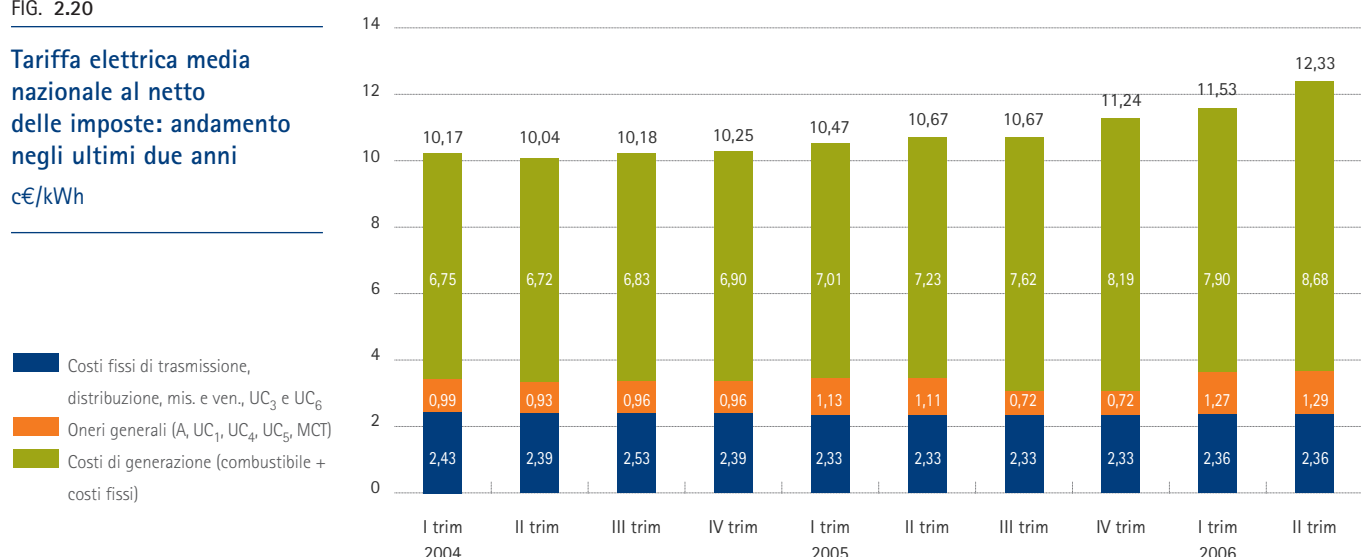
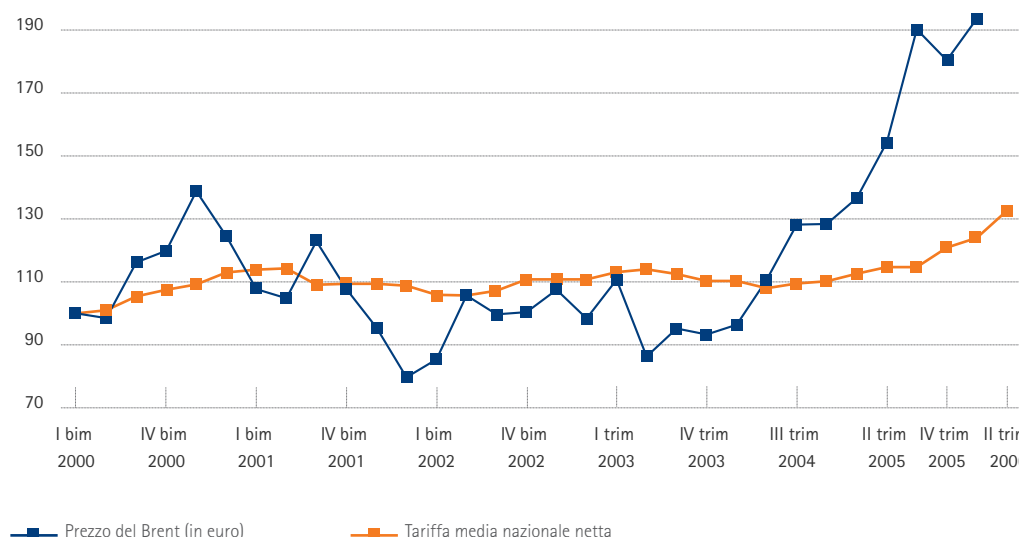


FIG. 2.21

Andamento della tariffa elettrica media nazionale e del prezzo del petrolio (Brent *dated*)

Numeri indici, 1° bimestre 2000=100



Fonte: Elaborazione AEEG su dati interni e su dati Platts.

Il grafico della figura 2.21 evidenzia come sia il nuovo meccanismo di aggiornamento tariffario in vigore dall'avvio della borsa elettrica sia le modalità di approvvigionamento dell'Acquirente Unico abbiano consentito di contenere e diluire nel tempo l'impatto delle tensioni, che hanno caratterizzato i mercati internazionali dei combustibili a partire dal secondo trimestre 2004; riducendo i possibili effetti negativi sulla fascia più debole della clientela derivanti dalla transizione da un mercato all'ingrosso amministrato a un mercato basato su meccanismi concorrenziali.

La componente a copertura dei costi fissi di trasmissione, distribuzione e misura (inclusi quelli per la commercializzazione del servizio di vendita nonché le componenti tariffarie UC₃ e UC₆ in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incideva per il 24% della tariffa totale al netto delle imposte nel primo trimestre 2004. Nel secondo trimestre 2006 l'aggregato corrispondente è pari a 2,36 c€/kWh e rappresenta il 19,1% della tariffa netta (il 17% della tariffa al lordo delle imposte). La componente a coper-

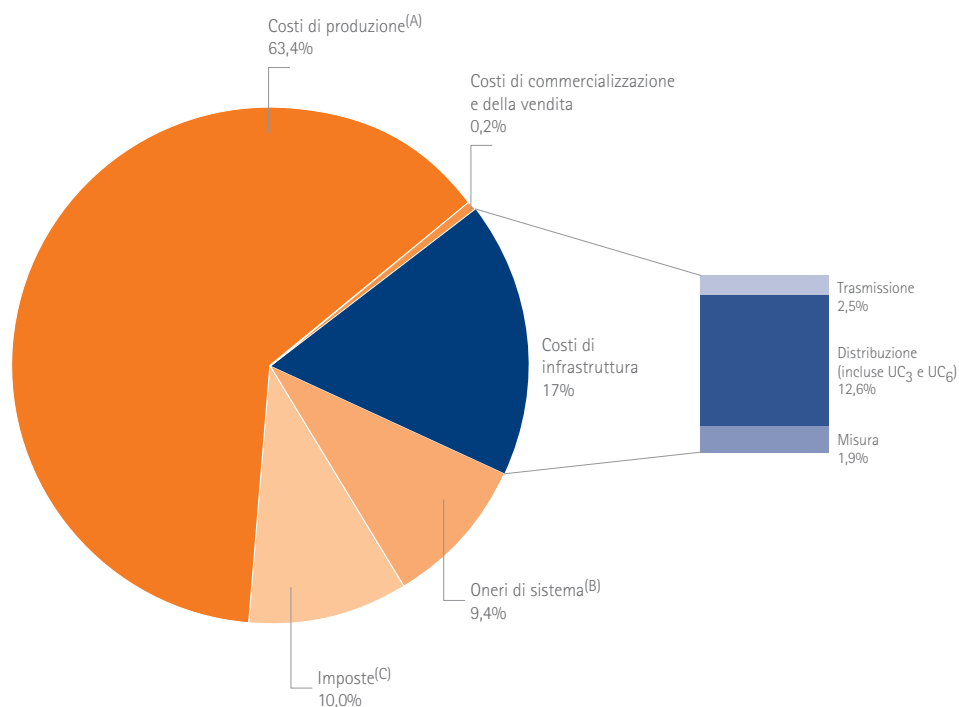
tura dei costi di commercializzazione della vendita, che dall'aprile 2004 è possibile evidenziare separatamente, è pari a 0,03 c€/kWh. Complessivamente i costi di produzione pesavano per il 66,3% della tariffa netta nel primo trimestre 2004, mentre ad aprile 2006 tale incidenza è aumentata di quattro punti percentuali (70,4% al netto delle imposte e 63,4% al lordo delle imposte). I costi di produzione, corrispondenti a 8,68 c€/kWh, comprendono, oltre alla componente a copertura dei costi fissi e variabili di generazione, le seguenti ulteriori voci di costo:

- remunerazione della capacità produttiva pari a 0,04 c€/kWh (componente CD); si tratta di un incentivo, collegato all'andamento dei prezzi di borsa, ai produttori affinché rendano disponibili gli impianti nei periodi di maggiore richiesta di energia elettrica;
- remunerazione dei contratti interrompibili (componente INT), pari a 0,12 c€/kWh.

FIG. 2.22

Tariffa elettrica media nazionale al lordo delle imposte

Composizione percentuale
all'1 aprile 2006



A) I costi di produzione comprendono il costo del combustibile, i costi fissi di generazione, il costo del dispacciamento e la remunerazione della capacità produttiva e del servizio di interrompibilità.

B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, le componenti UC₁, UC₄, UC₅ e la componente MCT.

C) Le imposte sono calcolate *pro forma* pari al 10% della tariffa media nazionale.

Queste due voci di costo sono state introdotte nel secondo trimestre 2004 in concomitanza con l'entrata in operatività della borsa elettrica, mentre nel luglio 2005 è stata soppressa la componente oneri per i certificati verdi (componente VE); essa era stata introdotta nel primo trimestre 2003 per consentire ai produttori, che cedevano la propria energia al mercato vincolato, di coprire i costi per l'acquisto di certificati verdi; con l'avvio della borsa elettrica i produttori possono ora recuperare tali costi modificando opportunamente i prezzi offerti per cui il valore di tale componente è stato ridimensionato nel tempo fino al suo completo esaurimento una volta recuperati i costi pregressi.

L'entità degli oneri generali di sistema (incluse alcune componenti tariffarie UC) e la loro incidenza sulla tariffa media, dopo un periodo di relativa stabilità nel 2004, sono aumentate all'inizio del 2005 in seguito alla valorizzazione della componente per la perequazione dei costi di approvvigionamento (UC_1), all'introduzione della nuova componente MCT per le compensazioni territoriali a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare e all'incremento della componente tariffaria a copertura degli *stranded cost* (A_6). Nella seconda metà del 2005 l'aggregato in questione è diminuito per il ridimensionamento della componente per l'incentivazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (A_3); tale componente è stata poi aumentata all'inizio del 2006 sulla base della nuova stima del gettito

richiesto per coprire gli oneri di competenza del conto in questione per l'anno in corso. Anche la componente UC_1 (a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato) è stata aumentata nel primo trimestre 2006 per tener conto degli scostamenti residui tra la valorizzazione *ex ante* ed *ex post* dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente Unico nell'anno 2005 e quantificabili solamente al momento degli aggiornamenti trimestrali riguardanti l'anno 2006. Questi scostamenti, pertanto, non vengono recuperati tramite la correzione delle componenti tariffarie PC e OD a copertura dei costi di generazione, ma concorrono all'adeguamento della componente per la perequazione.

Nel secondo trimestre 2006 tali oneri ammontano in media a 1,29 c€/kWh e incidono sulla tariffa complessiva al netto delle imposte per il 10,5% (9,4% della tariffa lorda).

I costi di produzione comprendono il costo del combustibile, i costi fissi di generazione, il costo del dispacciamento e la remunerazione della capacità produttiva e del servizio di interrompibilità.

Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, le componenti UC_1 , UC_4 , UC_5 e la componente MCT.

Le imposte sono calcolate *pro forma* pari al 10% della tariffa media nazionale.

Qualità del servizio

Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

Nel corso del 2005 si è registrato un ulteriore miglioramento della continuità del servizio sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica. Per effetto della regolazione della continuità del servizio introdotta dall'Autorità a partire dall'anno 2000, sono significativamente diminuiti sia il numero sia la durata delle interruzioni senza preavviso.

La durata complessiva delle interruzioni, in particolare, è passata da 91 minuti all'anno per cliente nel 2004 a 80 minuti all'anno per cliente nel 2005 (considerando tutte le interruzioni); il miglioramento rispetto al 1999 è del 58%. Il numero di interruzioni lunghe (durata superiore a 3 minuti) è passato da 2,5 interruzioni per cliente nel 2004 a 2,3 interruzioni per cliente nel 2005 (considerando anche in questo caso tutte le interruzioni); il miglioramento complessivo rispetto al 1999 è del 39% (Figg. 2.23, 2.24 e 2.25).

Al miglioramento complessivo registrato a livello nazionale nel 2005 contribuiscono in modo rilevante i risultati positivi ottenuti nelle regioni del Nord; per le regioni del Sud, invece, si riscontra un aumento della durata delle interruzioni rispetto al 2004, sostanzialmente a causa delle interruzioni prolungate ed estese che si sono verificate nelle regioni Abruzzo e Basilicata a seguito di ripetuti episodi di maltempo. Anche il numero medio di interruzioni per cliente nelle regioni del Sud risulta essere leggermente aumentato, mentre si è mantenuto stabile nelle regioni del Centro ed è diminuito in quelle del Nord. Analizzando i miglioramenti al netto dei contributi dovuti a eventi eccezionali, continua il progressivo avvicinamento dei valori di durata delle interruzioni per cliente tra regioni del Nord e regioni del Centro-Sud (Tav. 2.28).

FIG. 2.23

Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente;
valori annuali medi;
Enel Distribuzione e imprese
elettriche locali con più di
5.000 clienti finali

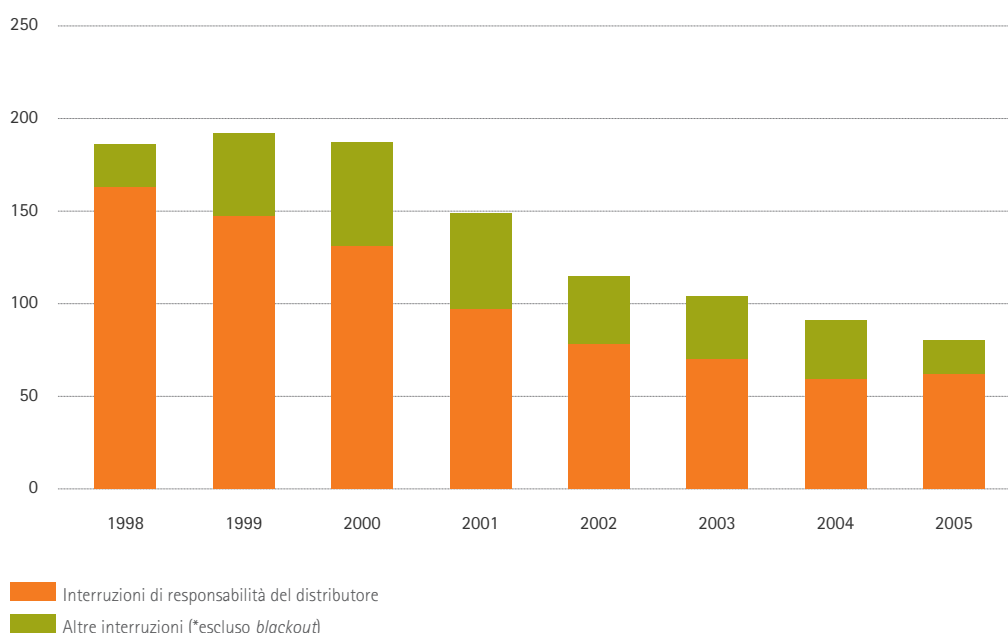


FIG. 2.24

Numero delle interruzioni lunghe e brevi per cliente in bassa tensione

Valori annuali medi;
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

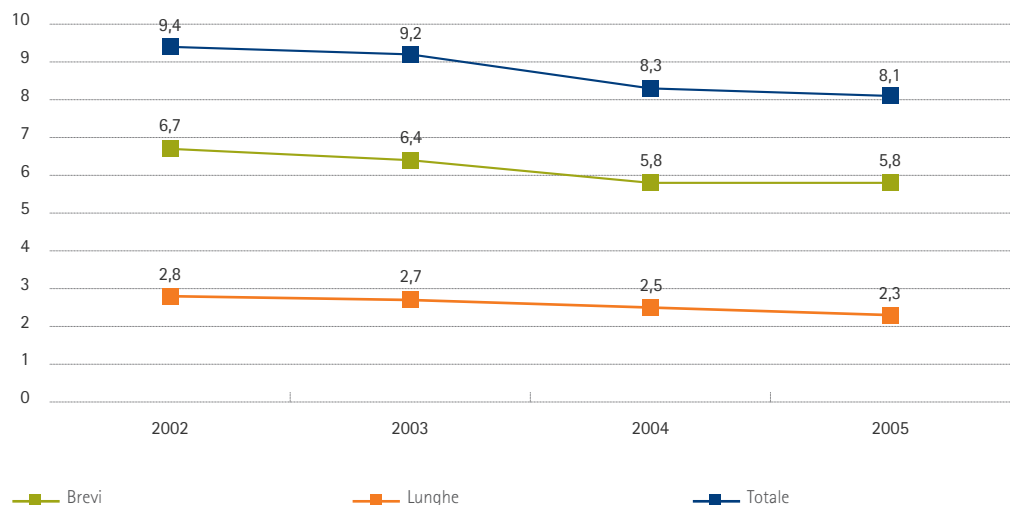
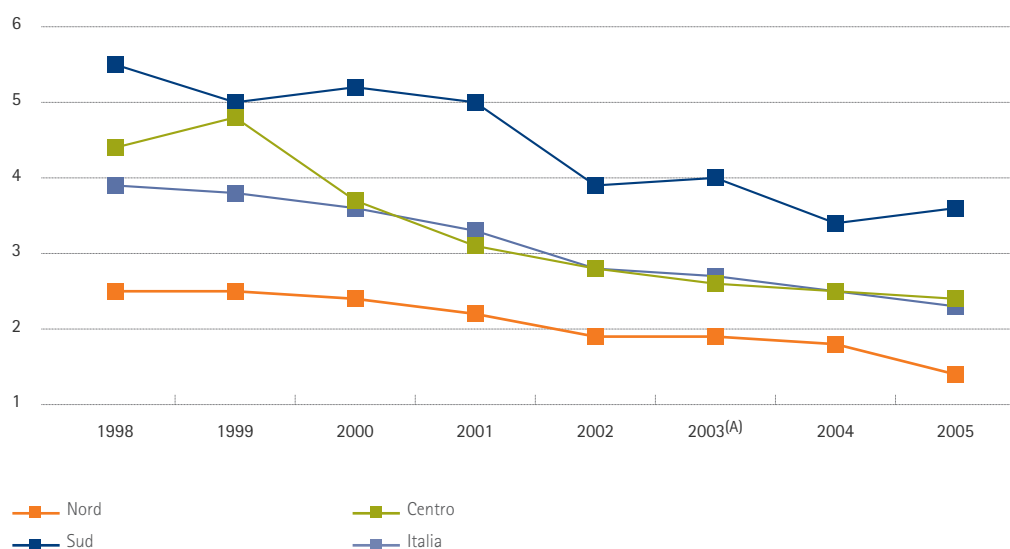


FIG. 2.25

Numero delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione

Valori annuali medi;
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



A) Escluso distacchi programmati e blackout.

Per effetto dell'avvio dal 2005 di un nuovo meccanismo di regolazione delle interruzioni attribuibili a cause esterne (descritto nel par. *Regolamentazione della qualità dei servizi elettrici* del Capitolo 2, nel secondo volume), in precedenza escluse dalla regolazione, la durata delle interruzioni attribuite alla responsabilità delle imprese distributrici è sensibilmente aumentata rispetto al 2004. In effetti, la revisione del meccanismo di regolazione ha comportato una maggiore assunzione di responsabilità da parte delle imprese distributrici (in particolare, Enel Distribuzione, Aim Vicenza Spa e SET Distribuzione) rispetto al regime precedente, quando le interruzioni attribuite a cause esterne erano escluse dalla responsabilità delle imprese distributrici. Questa maggior assunzione di responsabilità, e non un peggioramento

sostanziale nella fornitura del servizio, è alla base dell'incremento dell'indicatore "interruzioni attribuite al distributore".

Per quanto riguarda le interruzioni brevi (durata inferiore a 3 minuti ma superiore a un secondo) si riscontra una sostanziale stabilità in termini di risultati ottenuti: nel 2005, come nel 2004, si sono registrate infatti 5,8 interruzioni brevi all'anno per cliente (Tav. 2.28). Considerando globalmente il numero di interruzioni lunghe e brevi per cliente BT si assiste nel 2005 a una ulteriore riduzione del numero di interruzioni brevi, pari a 8,1 all'anno per cliente, con un miglioramento negli ultimi tre anni di circa il 13%. Tutti i dati relativi alla continuità del servizio elettrico sono consultabili sul sito Internet dell'Autorità.

TAV. 2.28

**Interruzioni per cliente
in bassa tensione**

Valori annuali medi regionali
per Enel Distribuzione e
imprese elettriche locali
con più di 5.000 clienti finali

	2004			2005		
	DURATA INTERRUZIONI LUNGHE ^(A)	NUMERO INTERRUZIONI LUNGHE ^(B)	NUMERO INTERRUZIONI BREVI ^(C)	DURATA INTERRUZIONI LUNGHE ^(A)	NUMERO INTERRUZIONI LUNGHE ^(B)	NUMERO INTERRUZIONI BREVI ^(C)
Piemonte	134	2,3	4,2	78	1,7	3,8
Valle d'Aosta	80	1,0	2,9	36	0,8	2,3
Liguria	51	1,7	5,0	46	1,6	5,4
Lombardia	44	1,3	2,3	57	1,2	2,2
Trentino Alto Adige	71	2,8	4,1	48	1,8	4,4
Veneto	152	2,2	3,8	55	1,5	3,6
Friuli Venezia Giulia	52	1,8	3,1	26	0,9	2,2
Emilia Romagna	96	1,8	3,3	36	1,4	3,0
Toscana	87	2,3	4,7	70	2,0	5,1
Marche	54	1,8	3,7	63	2,0	3,7
Umbria	68	2,2	5,1	49	1,7	4,0
Lazio	97	2,8	5,9	101	3,0	7,0
Abruzzo	73	2,3	5,3	232	3,2	6,8
Molise	39	1,8	4,4	38	1,9	3,5
Campania	120	4,3	12,1	131	4,1	12,4
Puglia	80	2,4	5,5	68	2,6	5,4
Basilicata	52	2,2	6,5	193	4,2	11,0
Calabria	107	3,9	10,7	101	3,6	11,4
Sicilia	98	3,6	12,1	105	3,9	10,3
Sardegna	115	3,9	9,2	120	3,8	9,6
NORD	88	1,8	3,4	54	1,4	3,2
CENTRO	86	2,5	5,2	82	2,4	5,7
SUD	98	3,4	9,6	115	3,6	9,5
ITALIA	91	2,5	5,8	80	2,3	5,8

A) Minuti di interruzione all'anno per cliente (tutte le cause).

B) Numero medio di interruzioni con durata superiore a 3 minuti, all'anno, per cliente (tutte le cause).

C) Numero medio di interruzioni con durata compresa tra un secondo e 3 minuti, all'anno, per cliente (tutte le cause).

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

La regolazione della qualità commerciale, in vigore sin dall'1 luglio 2000, ha previsto l'introduzione di standard nazionali di qualità relativi ai tempi massimi per l'effettuazione delle principali prestazioni richieste dai clienti (allacciamenti, attivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposta a reclami ecc.) e che costituiscono la base minima che ogni impresa deve assicurare ai propri clienti. La regolazione della qualità commerciale è stata aggiornata in occasione del periodo di regolazione 2004-2007 nel Testo integrato della qualità dei servizi elettrici, per tenere conto dell'evoluzione del grado di liberalizzazione nel settore e delle modifiche legislative intervenute, mettendo a punto le necessarie separazioni tra le prestazioni relative alle attività di distribuzione, misura e vendita in prospettiva dell'apertura del mercato a tutti i clienti finali che avverrà l'1 luglio 2007.

La regolazione della qualità commerciale è a beneficio di tutti i clienti, siano essi appartenenti al mercato vincolato o al mercato libero, e prevede interventi di garanzia e promozione della qualità del servizio affinché la liberalizzazione non comporti un indebolimento della tutela dei consumatori, soprattutto di quelli con minore forza contrattuale, nel rispetto del diritto di scelta delle parti interessate nelle attività in concorrenza.

Ogni cliente che faccia richiesta di una prestazione soggetta a standard specifico viene informato, a cura dell'impresa, del tempo massimo e dell'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Almeno una volta all'anno, tutti i clienti devono ricevere dall'impresa esercente le informazioni sugli standard di qualità garantiti e sui risultati effettivamente raggiunti nel corso dell'anno. L'Autorità pubblica annualmente, nell'ambito della propria indagine sulla qualità del servizio, i tempi medi reali di effettuazione delle prestazioni, come dichiarati dalle imprese esercenti, e i relativi parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa esercente, di forza maggiore o di responsabilità di terzi).

L'introduzione degli indennizzi automatici, riconosciuti ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità per cause imputabili agli esercenti, e non per cause dovute a forza maggiore o a responsabilità di terzi o al cliente stesso, ha fatto crescere nel tempo il numero di indennizzi effettivamente pagati ai clienti rispetto al regime delle carte dei servizi in vigore prima dell'attuale regolazione (Tav. 2.29). L'entità dei rimborsi, definita dall'Autorità, è maggiore per i clienti che hanno costi di uso dell'energia e della rete più elevati. I rimborsi automatici sono corrisposti al cliente attraverso detrazione dall'importo addebitato nella prima fatturazione utile, e comunque entro 90 giorni solari dalla scadenza del tempo massimo per l'esecuzione della prestazione richiesta dal cliente. L'esercente che non riesca a rispettare questo termine deve pagare un rimborso di entità doppia o quintupla, in ragione del ritardo di pagamento.

Dai dati forniti dagli esercenti si rileva che nel 2005 si è assistito a un leggero aumento del numero dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità soggetti a rimborso e del numero di indennizzi pagati ai clienti (Tav. 2.29). In particolare, esaminando le prestazioni soggette a standard specifico, si registra un aumento del numero dei casi di mancato rispetto dovuto alle riattivazioni per morosità; per tutte le altre prestazioni (preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT, esecuzione di lavori semplici, attivazione della fornitura, disattivazione della fornitura e fascia di puntualità per appuntamenti) si assiste, invece, a una diminuzione dei casi di mancato rispetto (Fig. 2.26).

L'incidenza dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale risulta generalmente inferiore al 4,5%, e, con riferimento ad alcune prestazioni (attivazioni e disattivazioni, fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati), si rivela inferiore anche dell'1%. Si evidenzia che lo standard relativo alle rettifiche di fatturazione è stato introdotto nel corso del 2004 come standard specifico soggetto a indennizzo, per ovviare alle criticità

TAV. 2.29

Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

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

	CARTA DEI SERVIZI				REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE				
	1997	1998	1999	2000 II° SEM.	2001	2002	2003	2004 ^{A)}	2005
Casi di mancato rispetto standard soggetti a rimborso	6.099	4.167	8.418	7.902	25.650	61.881	67.344	57.424	64.696
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	21	54	22	4.771	12.437	52.229	79.072	48.305	62.725

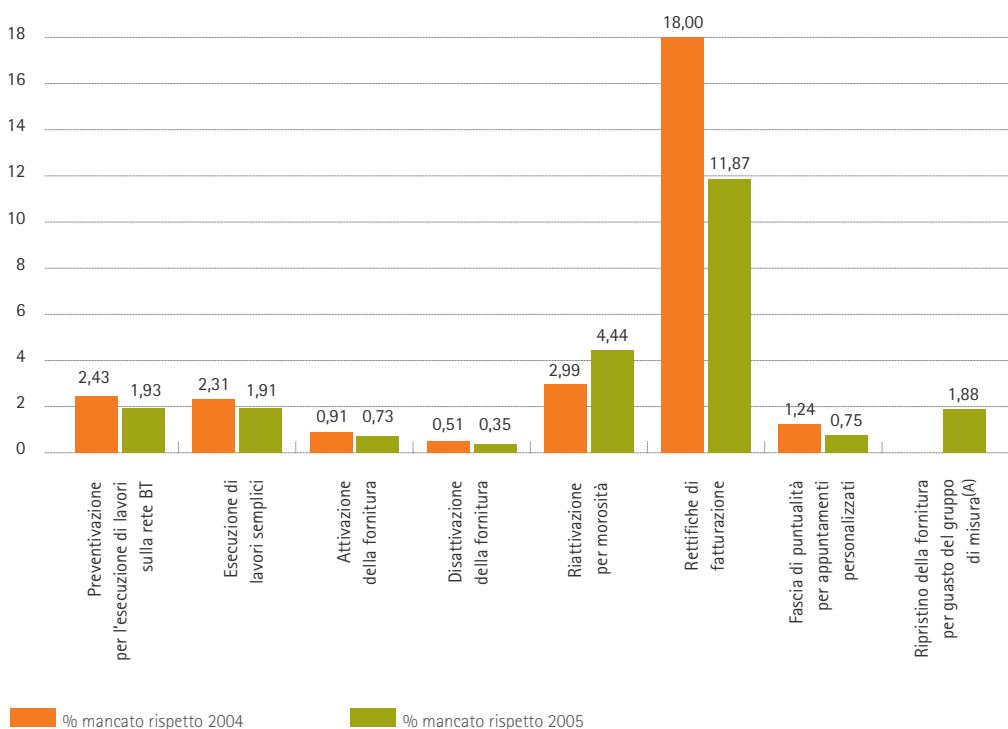
A) Dati da febbraio a dicembre 2004.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

FIG. 2.26

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale per utente in bassa tensione

Anni 2004 e 2005;
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



A) Standard vigente dal 2005.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

emerse dall'utilizzo del precedente standard generale di mancato rispetto dei tempi; il passaggio da standard generale a specifico sembra aver prodotto effetti positivi, dal momento che già nel 2005 si è registrata una decisa riduzione della percentuale di casi di mancato rispetto dello standard, e per gli anni futuri si attendono ulteriori miglioramenti.

Per alcune prestazioni, l'Autorità ritiene che non sia opportuno determinare standard specifici associati a indennizzi automatici. Per esse sono fissati standard generali di qualità, che permettono di effettuare il monitoraggio dell'andamento della qualità commerciale. Per tutte le prestazioni soggette a standard generale, analogamente a quanto avviene per le prestazioni soggette a standard specifico, l'Autorità verifica il tempo medio effettivo di

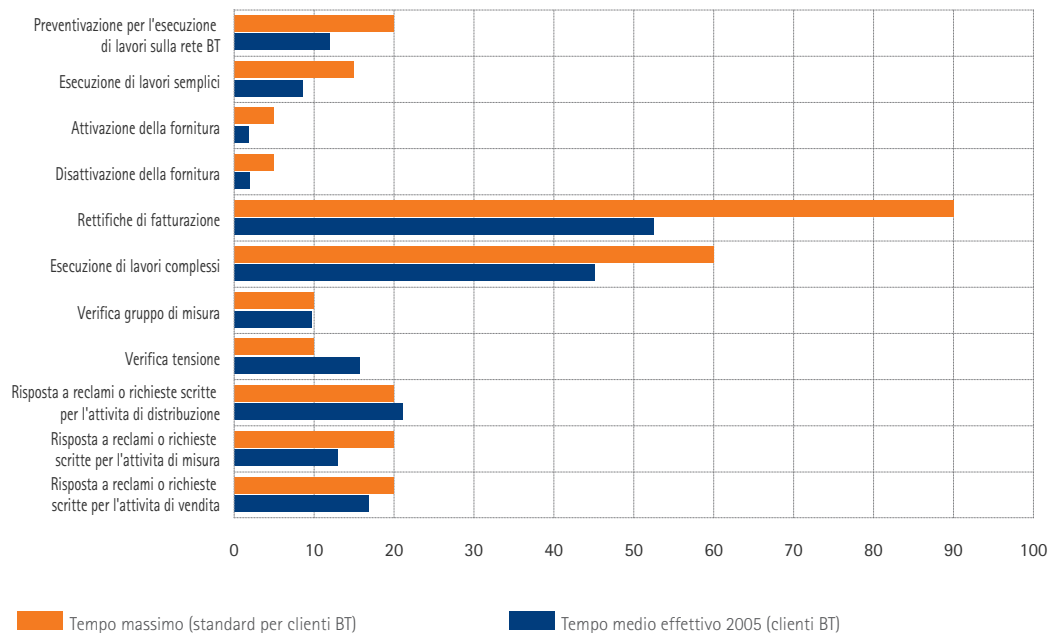
espletamento. Per molte prestazioni, il tempo medio effettivo risulta pari a circa i 2/3 del tempo massimo definito dall'Autorità (Fig. 2.27). Gli obiettivi fissati dagli standard generali di qualità risultano conseguiti nella maggior parte dei casi; nel 2005 gli standard non sono stati raggiunti solo per quanto riguarda la risposta ai reclami e alle richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e la verifica di tensione.

La tavola 2.30 presenta, per gli anni 2004 e 2005, i principali dati riguardanti le prestazioni soggette a indennizzo automatico (numero annuo di richieste, tempo medio effettivo e numero di indennizzi automatici corrisposti ai clienti), con riferimento ai clienti finali domestici e non domestici BT, che costituiscono la tipologia di utenza più diffusa.

FIG. 2.27

Confronto tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti in bassa tensione

Anno 2005; giorni lavorativi, giorni solari per le rettifiche di fatturazione; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

TAV. 2.30

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione (domestici e non domestici)

Anni 2004 e 2005; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

PRESTAZIONE	STANDARD	2004			2005		
		NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO DI EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO DI EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per esecuzione lavori sulla rete BT	20 gg. lavorativi	504.422	11.11	11.082	389.241	11.95	7.160
Esecuzione di lavori semplici	15 gg. lavorativi	437.457	8.70	11.001	438.380	8.61	8.563
Attivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	1.664.078	1.83	16.495	1.760.852	1.59	12.777
Disattivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	767.877	2.09	4.158	835.294	1.78	2.793
Riattivazione per morosità	1 g. feriale	310.540	0,72	4.692	644.240	0.84	24.427
Rettifica di fatturazione	90 gg. solari	32.908	47,73	103	13.136	52.51	1.694
Ripristino fornitura a seguito guasto gruppo di misura	3 ore 4 ore	n.d. ^(A)	n.d. ^(A)	n.d. ^(A)	136.770	1,73	1.592
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	3 ore	69.952		602	72.358		491

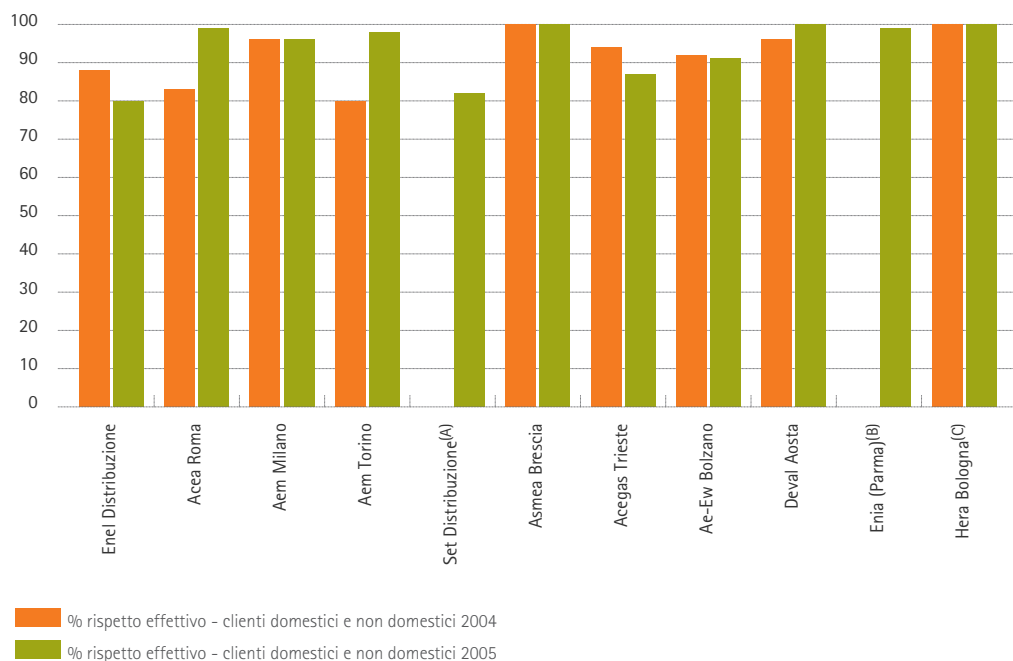
A) Standard vigente dal 2005.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

FIG. 2.28

Rispetto effettivo dei tempi di risposta ai reclami dei clienti finali in bassa tensione (domestici e non domestici)

Anni 2004 e 2005;
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 100.000 clienti finali



A) Dato dell'anno 2004 non confrontabile.

B) Nell'anno 2004 Enia Parma non ha dichiarato reclami per l'attività di distribuzione.

C) I dati dell'anno 2004 si riferiscono a Hera Bologna e Meta Modena.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

L'Autorità ha il compito di svolgere periodicamente rilevazioni sulla soddisfazione delle famiglie per l'uso domestico dell'energia elettrica e del gas e l'efficacia dei servizi. Sin dal 1998, l'Istat, nell'ambito dell'Indagine multiscopo sulle famiglie "Aspetti della vita quotidiana", ha condotto, per conto dell'Autorità, sondaggi volti a rilevare la soddisfazione degli utenti domestici e l'efficacia dei servizi nel settore dell'energia elettrica e del gas. La collaborazione con Istat si protrarrà fino al 2009, al fine di continuare a rilevare la soddisfazione dei clienti domestici e assicurare continuità alla serie di dati storici.

L'indagine Istat coinvolge in media 22.000 famiglie e 60.000 individui. Il campione di famiglie garantisce la rappresentatività dei risul-

tati a livello regionale, in modo da monitorare efficacemente gli effetti della regolazione della qualità, uno dei cui obiettivi è la riduzione dei divari regionali dei livelli di servizio. Fino al 2003 l'indagine si svolgeva nel corso del mese di novembre; dal 2004 viene invece condotta nel mese di febbraio. Per questo motivo, alla data della pubblicazione, non si dispone dei risultati della rilevazione per l'anno 2004. Nel corso del tempo, l'indagine ha riguardato un numero crescente di aspetti di interesse, quali il comportamento degli utenti rispetto alla lettura delle bollette, la conoscenza del ruolo dell'Autorità e il grado di apertura del mercato della fornitura di gas.

Per l'intero periodo 1998-2005 il livello generale di soddisfazione dell'utenza è risultato complessivamente buono, sebbene si evi-

denzano situazioni diversificate sulla base del profilo geografico. Si sottolinea che la soddisfazione dei clienti nel settore dell'energia elettrica è legata fortemente alla continuità del servizio (mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica agli utenti). La soddisfazione globale è però attualmente penalizzata dalla presenza di giudizi negativi su dimensioni strettamente commerciali del servizio (frequenza della lettura, comprensibilità della bolletta, informazioni sul servizio).

L'auspicio dell'Autorità è che la liberalizzazione favorisca lo sviluppo della competizione tra gli operatori anche per quanto riguarda il livello qualitativo del servizio commerciale reso al cliente. Per facilitare il perseguimento di tale obiettivo, l'Autorità ha formulato proposte al fine di accrescere la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità; ciò per migliorare la funzione informativa della bolletta e garantire la comprensibilità della stessa.

TAV. 2.31

Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005
Nord-Ovest	94,6	94,5	94,1	94,5	94,9	93,2	90,4
Nord-Est	93,1	94,1	92,0	94,3	92,9	91,5	88,0
Centro	89,4	91,3	89,6	91,1	90,9	89,4	87,1
Sud	86,4	88,1	88,7	89,2	89,5	89,9	87,8
Isole	83,7	83,9	84,5	84,5	85,6	84,2	80,4
Italia	90,3	91,2	90,6	91,7	91,5	90,3	87,7

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2005.

TAV. 2.32

Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005
Nord-Ovest	95,4	95,4	95,1	94,5	95,6	94,1	93,5
Nord-Est	94,2	94,8	93,9	95,8	95,0	93,1	93,1
Centro	89,5	90,6	89,0	91,9	91,7	89,9	89,4
Sud	85,9	87,5	88,3	88,5	89,2	89,6	90,0
Isole	85,0	83,1	85,8	85,9	88,4	86,4	83,5
Italia	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2005.

TAV. 2.33

Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio elettrico

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005
Continuità	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8
Sbalzi di tensione	86,3	87,2	87,1	87,8	86,2	86,1	85,4
Frequenza lettura	72,8	74,1	73,5	72,5	72,5	70,7	71,5
Comprensibilità bollette	75,0	76,1	74,3	76,3	72,9	72,8	70,3
Informazioni sul servizio	73,2	74,1	73,4	73,5	71,6	69,5	67,4
Soddisfazione globale	90,3	91,2	90,6	91,7	91,5	90,3	87,7

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2005.

3.

Struttura, prezzi
e qualità nel
settore del gas

Domanda e offerta di gas naturale nel 2005

L'evoluzione della domanda e dell'offerta di gas naturale nel corso del 2005, descritta nel Capitolo 1, ha evidenziato le principali caratteristiche dello sviluppo di questa fonte di energia nel più generale contesto dello sviluppo energetico del paese, utilizzando lo strumento del bilancio energetico nazionale. In questo Capitolo, espressamente dedicato al gas naturale, si offre un maggiore dettaglio su tale settore attraverso lo strumento del bilancio degli operatori, riportato nella tavola 3.1. Esso è costruito a partire dai dati forniti dagli operatori stessi nell'ambito dell'indagine annuale che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas svolge sui mercati regolati; per tale motivo i dati complessivi (rappresentati nell'ultima colonna della tavola 3.1) differiscono da quelli, pure provvisori, diffusi dal Ministero delle attività produttive e utilizzati nel Capitolo 1. Le differenze sono dovute in parte all'incompleta copertura, nell'indagine dell'Autorità, della totalità del mercato e in parte alle diverse modalità di rilevazione adottate nei due dataset.

Come negli anni passati, la sua struttura è disegnata per evidenziare le caratteristiche essenziali delle attività delle diverse categorie di operatori nei principali comparti della filiera: dagli ap-

provvigionamenti, ai trasferimenti interni, alle vendite sul mercato finale¹. Le categorie di operatori sono state suddivise per tipo di attività prevalente (grossista o venditore²) e per dimensione. Diversamente dagli scorsi anni, la categoria dei grossisti con vendite intermedie e finali minori di 1 G(m³) è stata ulteriormente suddivisa in due categorie per evidenziare meglio la tipologia di attività dei grossisti più piccoli, quelli con transazioni inferiori a 100.000 M(m³); inoltre sono state evidenziate in un'apposita riga le transazioni svolte al Punto di scambio virtuale (PSV), che hanno consolidato la loro presenza sul mercato del gas, gli acquisti alla frontiera e il gas *release*.

La composizione degli operatori all'interno delle categorie è significativamente cambiata dallo scorso anno. Si evidenzia il passaggio della società Edison Spa alla seconda delle categorie dei grossisti con vendite intermedie e finali superiori a 10 G(m³), assieme a Enel Trade. La terza classe con vendite complessive tra 1 e 10 G(m³) si è arricchita di tre nuovi operatori (Gaz de France, Gas Natural Vendita Italia Spa e Dalmine Energie Spa), precedentemente collocati nella classe inferiore. Nel complesso, il grado di concen-

¹ Per una corretta lettura del bilancio per righe e colonne valgono le stesse considerazioni fatte per il settore elettrico. La colonna "totale" ricalca in maggiore dettaglio strutturale la colonna del gas naturale del bilancio energetico nazionale. Le colonne delle varie categorie di operatori invece non obbediscono alle normali regole di bilancio, dato che l'aggregazione su più operatori comporta l'inclusione delle rivendite nelle transazioni tra gli operatori.

² Sono convenzionalmente classificati come venditori gli operatori che effettuano sul mercato finale oltre il 95% delle loro vendite e/o autoconsumi. Gli altri operatori sono classificati come grossisti.

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale 2005

G(m³)

	Eni	GROSSISTI				VENDITORI			TOTALE
		> 10 G(m ³)	1 - 10 G(m ³)	0,1 - 1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	> 1 G(m ³)	0,1 - 1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	
Produzione nazionale netta	9,6	0,9	0,0	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0	11,5
Importazioni nette^(A)	47,2	16,0	7,5	1,8	0,1	0,0	0,0	0,0	72,6
di cui vendite Eni oltre frontiera	0,0	1,5	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,9
Prelievi netti da stoccaggi	1,0	0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1
- stoccaggi al 31 dicembre 2004	2,5	1,4	0,8	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3
- stoccaggi al 31 dicembre 2005	1,5	1,3	0,8	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2
Acquisti da operatori nazionali	1,1	9,9	6,5	8,3	0,7	9,5	12,1	4,4	52,4
da Eni	0,0	8,0	1,9	2,4	0,2	2,1	5,6	1,8	22,0
- di cui gas <i>re/lease</i>	0,0	0,2	0,4	0,9	0,2	0,0	0,0	0,0	1,7
da Enel	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	5,1	0,9	0,1	6,5
da Edison	0,1	0,8	1,4	0,7	0,0	0,1	2,0	0,5	5,5
da altri	0,9	1,1	2,8	5,2	0,4	2,2	3,7	2,0	18,4
di cui acquisti alla frontiera ^(B)	0,0	0,5	1,5	2,1	0,3	0,0	0,1	0,1	4,6
di cui acquisti al PSV	0,0	0,4	0,6	1,0	0,1	0,0	0,1	0,1	2,2
Cessioni ad altri operatori	22,1	12,4	8,5	8,3	0,6	0,1	0,0	0,0	52,1
di cui vendite al PSV	0,1	0,3	0,7	1,0	0,1	0,0	0,0	0,0	2,0
Trasferimenti netti^(C)	-21,5	-2,2	-2,0	0,3	-0,2	8,5	11,9	4,6	-0,8
Consumi e perdite^(D)	0,4	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	1,0
Vendite e autoconsumi finali	35,9	14,6	5,5	2,5	0,2	8,4	11,8	4,5	83,4
Generazione elettrica	15,8	14,6	2,3	0,0	0,0	0,3	0,4	0,1	33,5
Domestico, commercio e industria	20,1	0,0	3,2	2,4	0,1	8,1	11,4	4,4	49,8
Mercato tutelato	6,5	0,0	0,6	1,2	0,0	5,3	8,3	3,2	25,1
<5.000 m ³	4,1	0,0	0,4	0,8	0,0	3,5	5,9	2,2	16,9
5.000-200.000 m ³	2,3	0,0	0,2	0,4	0,0	1,5	2,2	0,9	7,4
>200.000 m ³	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,3	0,1	0,8
Mercato libero	29,4	14,6	4,9	1,3	0,1	3,1	3,5	1,3	58,2
<5.000 m ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4
5.000-200.000 m ³	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,6	0,3	1,7
>200.000 m ³	29,2	14,6	4,8	1,1	0,1	2,6	2,8	0,9	56,2

A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

B) Include gas *re/lease*.

C) Il valore non nullo dei trasferimenti netti totali è dovuto alla copertura incompleta degli operatori e a imprecisioni nelle risposte.

D) Consumi e perdite stimati in base ai consumi e perdite totali pubblicati dal Ministero delle attività produttive in proporzione alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori e su dati Ministero delle attività produttive.

trazione nel mercato all'ingrosso è tuttavia diminuito (come si vedrà più avanti nel Capitolo), grazie al forte aumento del numero complessivo di grossisti con vendite medie molto ridotte. Il più importante cambiamento tra i venditori riguarda l'incorporazione di Italgas Più Spa in Eni Spa – Divisione Gas & Power, sostituito da E.On Vendita Srl quale nuovo membro della classe con vendite maggiori di 1 G(m³).

Il calo della produzione nazionale è stato molto meno importante

per Eni che per gli altri operatori (5% contro 25%) a riconferma della crescente flessibilità a disposizione di Eni per rispettare i tetti imposti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164. La minore severità dei tetti probabilmente spiega anche l'aumento delle importazioni nette di Eni, di 5,6 G(m³) a fronte di una sostanziale parità degli altri operatori. Va comunque evidenziato che quasi 2 G(m³) sono poi stati ceduti come gas *re/lease*. I nuovi approvvigionamenti dalla Libia, aumentati di 3,3 G(m³) rispetto al 2004, han-

no contribuito ad aumentare la disponibilità di gas di Edison e di Energia Spa allentando la pressione sulle vendite di Eni oltre frontiera che sono nel complesso calate di $0,8 \text{ G(m}^3\text{)}$ rispetto al 2004. Le importazioni libiche hanno inoltre potenziato enormemente la disponibilità di gas da parte di Gaz de France. Si sono invece azzerate le importazioni effettuate dai venditori che nel 2004 erano state pari a circa $1 \text{ G(m}^3\text{)}$, ciò essenzialmente a causa del passaggio di Gaz de France da venditore a grossista.

Nessun operatore ha esportato gas a eccezione di Eni, che ha riesportato gas sul contratto algerino con la Slovenia, e di Estgas Spa, che ha venduto quantità minime attraverso la frontiera slovena. Eni ha notevolmente potenziato le sue vendite in Europa, anche utilizzando gas che non può vendere in Italia, in virtù dei tetti *antitrust*. Inoltre, Edison ed Enel Trade svolgono attività di *trading* in altri paesi europei, ma tale fenomeno non viene rilevato dall'indagine annuale dell'Autorità che ha per oggetto unicamente le attività svolte sul territorio nazionale; appare invece intensa l'attività di *trader* esteri in Italia.

I prelievi dalle scorte nel 2005 sono stati notoriamente superiori alla media, soprattutto per via del freddo anticipato della stagione invernale 2005-2006. Tuttavia, la forte riduzione del gas in stoccaggio al 31 dicembre 2005 rispetto al 31 dicembre 2004, di circa $1 \text{ G(m}^3\text{)}$, a fronte di una sostanziale parità nel periodo annuale precedente, riflette anche l'utilizzo di gas per la generazione di energia elettrica finalizzata all'esportazione sui mercati europei negli ultimi due mesi dell'anno. Tutte le categorie di grossisti tranne una hanno ridotto le scorte rispetto all'inizio dell'anno. Tuttavia, in confronto alla disponibilità di gas, la riduzione è stata di gran lunga maggiore per Eni (1,7% della disponibilità totale contro lo 0,2% per i grossisti diversi da Eni). I venditori invece non hanno né immesso né prelevato dalle scorte.

Le più manifeste variazioni nella struttura degli acquisti da operatori nazionali avvenute tra il 2004 e il 2005 sono dovute all'incorporazione di Italgas Più in Eni e alla riclassificazione di Edison. È inoltre evidente un forte aumento degli acquisti da "Altri operatori", passati da $11,3$ a $18,4 \text{ G(m}^3\text{)}$, che trova una spiegazione nelle rivendite di gas acquistato da questi operatori al PSV, alla frontiera e nella gas *release*.

I trasferimenti di gas tra gli operatori includono, com'è noto, le rivendite. A tal proposito risulta interessante calcolare un "tasso complessivo di rivendita", definito come rapporto tra gas nella disponibilità dell'operatore (prodotto, importato, prelevato da stoc-

caggi e acquistato da altri operatori) e gas venduto sul mercato finale che riflette il numero di volte che il gas viene collocato presso intermediari prima di essere venduto sul mercato finale. Mentre per i venditori questo valore non può che essere prossimo a 1, è invece significativo il valore piuttosto elevato che il rapporto raggiunge per i grossisti in relazione inversa alla loro dimensione. Il tasso complessivo di rivendita risulta infatti pari a 1,6 per l'Eni; 1,8 per i grossisti con vendite maggiori di $10 \text{ G(m}^3\text{)}$; 2,6 per i grossisti con vendite comprese tra 1 e $10 \text{ G(m}^3\text{)}$; 4,3 per i grossisti con vendite comprese tra 0,1 e $1 \text{ G(m}^3\text{)}$; 6,9 per i grossisti con vendite inferiori a $0,1 \text{ G(m}^3\text{)}$.

I trasferimenti al netto delle rivendite sono sostanzialmente allineati a quelli dell'anno precedente, tenuto conto dell'assorbimento di Italgas Più e dello spostamento di Edison nella classe superiore. I trasferimenti netti sono negativi per le prime tre classi di grossisti che riforniscono sia i venditori, sia i grossisti di minore dimensione. I consumi e le perdite delle varie classi di operatori sono stimati in base all'effettivo trasferimento di gas nelle reti nazionali. Dedotti i trasferimenti netti, i consumi e le perdite dagli approvvigionamenti totali (produzione, importazione netta e prelievo da stoccaggi) si ottengono le vendite finali.

Secondo i dati provvisori del Ministero delle attività produttive, nel 2005 il fabbisogno di gas è cresciuto del 7,4% rispetto allo scorso anno, passando da $79,3$ a $85,2 \text{ G(m}^3\text{)}$. L'ampiezza di tale incremento ha permesso alle vendite di Eni di crescere ulteriormente, senza incorrere nei tetti alle forniture. I dati disponibili non indicano significative variazioni nella distribuzione delle vendite tra mercato libero e tutelato, rispetto alla situazione vigente nel 2004: complessivamente il mercato libero rappresenta il 70% circa delle vendite e degli autoconsumi finali. Nella classe di vendite comprese tra 5.000 e 200.000 m^3 l'incidenza del mercato libero è aumentata dal 12,5% al 18,3%. Rimane invece essenzialmente stabile a 99% circa l'incidenza nella classe con consumi oltre 200.000 m^3 , mentre appare in calo (da 3,2% a 2,2%) nella classe con consumi inferiori a 5.000 m^3 , diminuzione che tuttavia rientra nell'errore di misurazione. Infine, anche nel 2005 permane la netta prevalenza dei grossisti quali fornitori del mercato libero: l'86,4% del gas venduto su tale mercato è fornito infatti dai grossisti mentre la quota dei venditori è solo del 13,6%. Al contrario, il mercato tutelato risulta servito al 67% dai venditori e solo al 33% dai grossisti. La quota dei venditori si è quest'anno ridotta a seguito dell'incorporazione di Italgas Più in Eni.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

La produzione nazionale ha seguito l'andamento decrescente degli scorsi anni. Come prospettato dal Ministero delle attività produttive (si vedano le precedenti *Relazioni Annuali*), nel 2005 la produzione si è attestata a 11.977 G(m³), diminuendo di ulteriori 7,6 punti percentuali rispetto al 2004, e rappresentando poco meno del 14% sul totale dei consumi, rispetto al 16% dello scorso anno.

Nella figura 3.1 sono riportate la curva storica della produzione

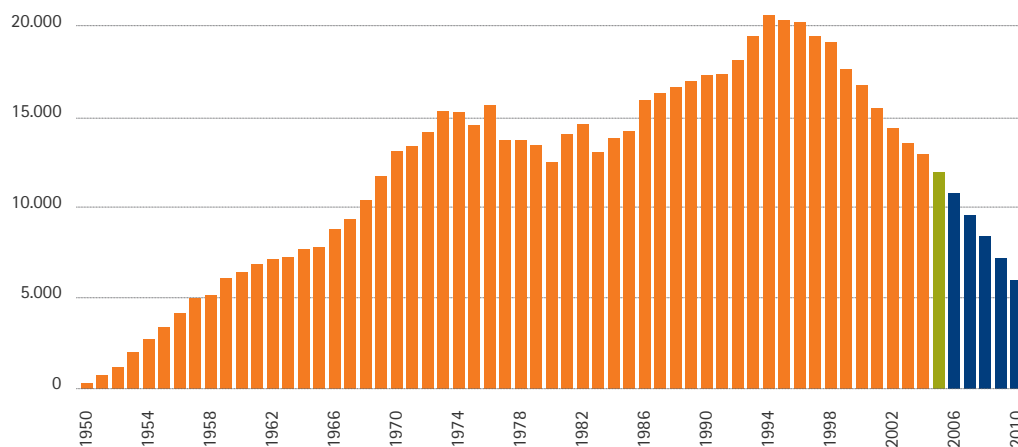
nazionale e la produzione prevista sino al 2010.

In base ai risultati provvisori della consueta indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas svolta dall'Autorità, il segmento della produzione di gas naturale in Italia è dominato da Eni che possiede la quota di produzione nazionale maggioritaria e di gran lunga superiore ai suoi concorrenti (84,1%). In questa fase della filiera, nel 2005, soltanto altre tre società, Edison, Shell Italia E&P Spa e Gas Plus Italiana Spa hanno raggiunto una quota prossima o superiore al 2% (Tav. 3.2).

FIG. 3.1

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1950

M(m³); valori storici dal 1950 al 2004; preconsuntivo 2005 e previsioni dal 2006 al 2010



Fonte: Ministero delle attività produttive.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2005

SOCIETÀ	G(m ³)	QUOTA %
Eni	9.644	84,1
Edison	902	7,9
Shell Italia E&P	364	3,2
Gas Plus Italiana	232	2,0
Edison Stoccaggio	24	0,2
Altri	301	2,6
TOTALE	11.467	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Importazioni

La dipendenza dell'Italia dalle importazioni aumenta sensibilmente di anno in anno. Nel 2005 è stato importato circa l'8,2% di gas in più rispetto al 2004, complessivamente poco più dell'85% dei consumi (Fig. 3.2).

Le principali fonti di approvvigionamento via gasdotto, entrambe extracomunitarie, sono la Russia e l'Algeria. La figura 3.3 riporta la ripartizione dei volumi di gas di importazione in base alla provenienza. Quest'anno il primato di volumi di gas importati spetta all'Algeria, con una quota superiore al 37% del totale importato, in larga parte via gasdotto (punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo), e in misura minore via nave, rigassificato presso

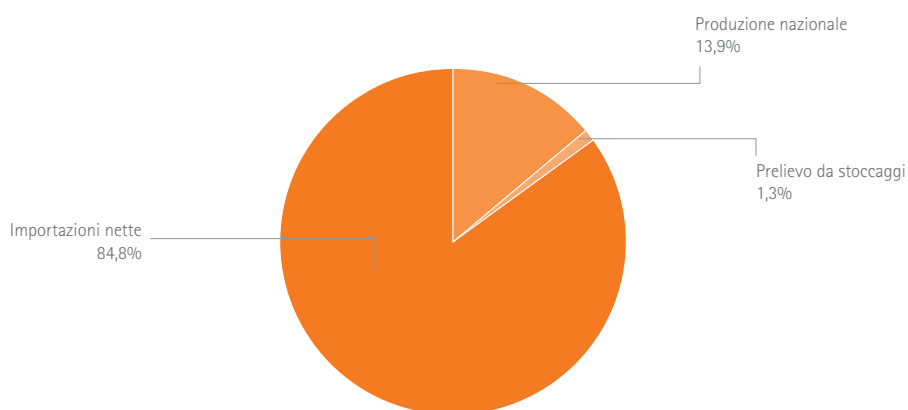
l'impianto di Panigaglia. Seguono le importazioni dalla Russia (32%) che arrivano in Italia via gasdotto attraverso i punti di entrata della rete nazionale di Tarvisio e Gorizia.

Le importazioni dai paesi del Nord Europa rappresentano in totale circa il 23,2%: si tratta principalmente di arrivi dai Paesi Bassi (10,9%) e dalla Norvegia (7,8%), che giungono in Italia presso il punto di entrata della rete nazionale di Passo Gries (confine svizzero). Infine vi sono le importazioni dalla Libia (punto di entrata di Gela in Sicilia), ancora in fase di *build up*, e da altri paesi non appartenenti all'Unione europea (in tutto 7,6%).

Presso il terminale di rigassificazione di Panigaglia, in Liguria, nel 2005 sono stati rigassificati e immessi in rete circa il 3,4% dei volumi di importazione.

FIG. 3.2

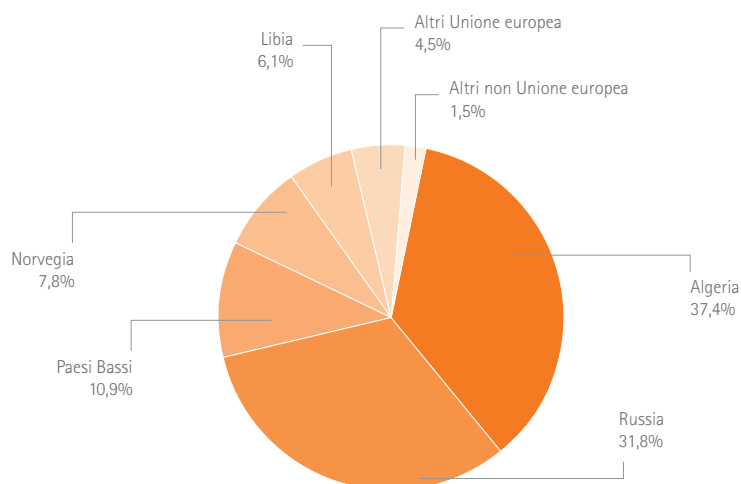
Immissioni in rete nel 2005 Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

FIG. 3.3

Importazioni di gas nel 2005 secondo la provenienza Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

L'attività di approvvigionamento è ancora oggi effettuata in larga parte attraverso contratti pluriennali di tipo *take or pay*. Le elaborazioni realizzate sulla base dei dati forniti dagli operatori nell'ambito dell'indagine dell'Autorità, evidenziano nel 2005 la dipendenza dell'Italia da accordi contrattuali per l'acquisto di gas ultra decennali, *in primis* dai contratti storici stipulati da Eni, nello scorso decennio e in alcuni casi risalenti ai primi anni Ottanta e alla fine degli anni Settanta, con i produttori del Mare del Nord, con la Russia e con l'Algeria.

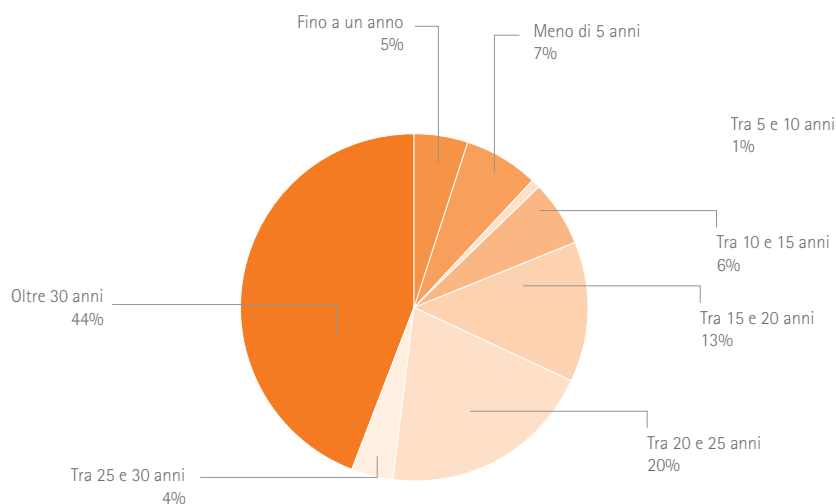
La figura 3.4 mostra la ripartizione dei contratti di importazione attivi, secondo la durata intera, considerando i volumi contrattualizzati per l'anno solare 2005 (*Annual Contract Quantity 2005*); in essa emerge la rilevanza dei contratti di durata ultra trentennale, i quali pesano poco meno del 50% sul totale dei volumi contrattua-

lizzati, seguiti dai contratti di durata compresa nelle classi tra 20 e 25 anni e tra 15 e 20 anni, i quali rappresentano nel complesso poco più del 33% del totale. I contratti *spot*, intesi come quelli di durata inferiore o uguale a un anno, seppur numerosi (oltre 180 contratti, comprese le discariche *spot* di GNL presso Panigaglia), rappresentano poco meno del 5% del totale dei volumi contrattualizzati, dal momento che riguardano volumi di gas esigui.

Considerando la durata residua nel 2005 dei medesimi contratti (Fig. 3.5), si osserva come non siano più presenti le classi di contratti superiori a 25 anni. La classe maggiormente rappresentata, in termini di volumi complessivamente contrattualizzati, è quella compresa tra 10 e 15 anni, che comprende i contratti di importazione dall'Algeria, via gasdotto e via GNL.

FIG. 3.4

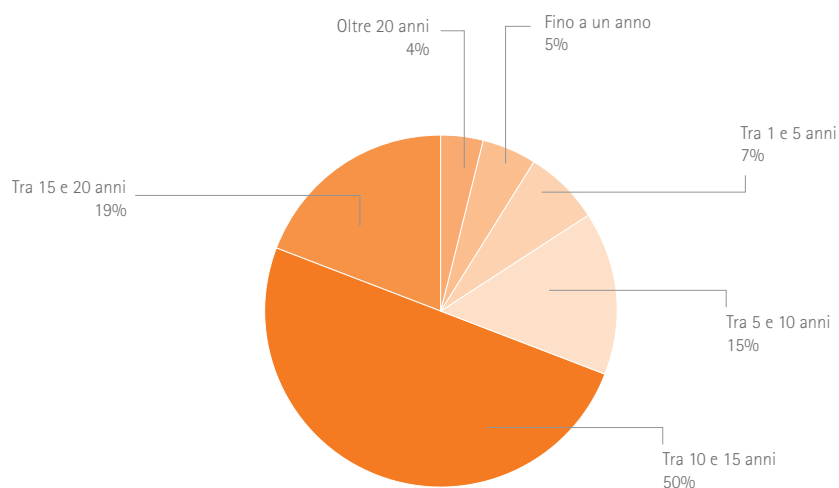
**Struttura dei contratti
(annuali e pluriennali)
attivi nel 2005, secondo
la durata intera**



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

FIG. 3.5

**Struttura dei contratti
(annuali e pluriennali)
attivi nel 2005, secondo
la durata residua**



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

Emergenza gas 2006: i fatti principali

Il 19 dicembre 2005, il Comitato di emergenza e monitoraggio del sistema gas (istituito nel settembre 2001 con decreto del Ministero delle attività produttive) ha dichiarato la situazione di emergenza del sistema gas, a fronte dello svaso anormale degli stoccaggi.

Oltre a una generale insufficienza della situazione infrastrutturale, con particolare riferimento all'importazione e allo stoccaggio, l'emergenza era dovuta:

- alle condizioni climatiche di freddo eccezionale (inverno complessivamente più freddo della media degli ultimi venti anni) che hanno caratterizzato lo scorso inverno, con conseguente maggiore domanda per riscaldamento (+3 miliardi di m³ circa a fine inverno);
- all'incremento contemporaneo della domanda del settore termoelettrico (+13% nel 2005), principalmente legato alle nuove centrali a gas;
- alla riduzione delle importazioni, per complessivi 190 M(m³), in particolare dalla Russia, che ha dovuto far fronte anch'essa all'ondata di freddo che ha colpito l'area dell'Est europeo e alla crisi con l'Ucraina instauratasi a partire dai primi giorni del gennaio 2006.

In base alla procedura di emergenza per far fronte alla mancata copertura del fabbisogno di gas naturale in caso di eventi climatici sfavorevoli, aggiornata con decreto ministeriale del 12 dicembre 2005, è stata attivata la prima fase, di sorveglianza del sistema da parte degli operatori delle infrastrutture, in *primis* da parte della società Snam Rete Gas Spa, operatore maggiore del trasporto, che ha i maggiori compiti di monitoraggio del sistema e di coordinamento con gli altri operatori. Dieci giorni dopo, si è passati alla fase 1 della procedura che prevede, in un crescendo di misure atte a fronteggiare l'emergenza, l'obbligo per gli operatori di massimizzare le importazioni e la produzione nazionale.

Proseguendo l'emergenza climatica e in concomitanza con nuove riduzioni della fornitura dalla Russia per l'ondata di gelo, nel mese di gennaio il Comitato ha programmato il passaggio alle successive due fasi della procedura di emergenza, che prevedono l'interruzione dei clienti con contratto di fornitura interrompibile (disposta dal 23 gennaio 2006) e il passaggio a olio combustibile degli impianti industriali e termoelettrici *dual fuel* (ancora senza deroghe ambientali), con avvio il 19 gennaio.

Il 19 gennaio 2006, in una riunione straordinaria del Comitato di emergenza presieduta dal Ministro delle attività produttive sono state decise ulteriori misure (sino alla fase 5, l'ultima della procedura) atte a ridurre in tempi brevi la domanda giornaliera di gas nazionale al fine di ottenere il risparmio complessivo di circa 1 G(m³) di gas in due mesi ed evitare situazioni di crisi nella seconda metà del mese di febbraio e oltre.

Tra gli interventi disposti vi sono stati:

- l'incentivazione dell'offerta di ulteriore interrompibilità volontaria della domanda da parte del settore industriale;
- il decreto del Ministro delle attività produttive con norme transitorie per le temperature dell'aria negli ambienti e per la durata massima giornaliera per il periodo 1 febbraio – 28 febbraio 2006 (stimando che un grado centigrado in meno delle temperature nell'arco di una giornata sull'intero territorio nazionale comporti un risparmio teorico massimo di 11 M(m³) di gas per giorno);
- deroghe ambientali per aumentare l'impiego dell'olio combustibile in centrali termoelettriche fino al 31 marzo 2006;
- direttive a: produttori elettrici con obblighi di esercizio degli impianti termoelettrici a olio combustibile; produttori per l'incremento della produzione nazionale di gas oltre i limiti operativi normali; impresa maggiore di

stoccaggio (Stogit Spa), per la gestione e l'impiego degli stoccaggi dopo l'inizio dell'utilizzo della riserva strategica anche mediante temporanea riduzione della pressione di parti della rete di trasporto.

Le misure adottate hanno differito l'utilizzo dello stoccaggio strategico alla metà di febbraio 2006. Il Comitato ha inoltre predisposto misure di emergenza da attivare in caso di crisi del sistema del gas naturale indotta da eventi esogeni (interruzione delle forniture da un paese estero, incidente grave agli impianti, picco di freddo eccezionale a marzo), atte a consentire di ridurre in modo significativo con breve preavviso eventuali picchi eccezionali di domanda dagli stoccaggi, prevedendo: blocco temporaneo delle esportazioni di energia elettrica con massimizzazione obbligatoria delle importazioni, esclusione temporanea dalla rete di grandi utilizzatori di gas non sensibili. Non vi è stata necessità di ricorrere a tali misure.

Rientrando l'allarme, il 22 febbraio 2006 sono state sospese le interruzioni delle forniture ai

clienti con contratto interrompibile e un mese dopo, il 22 marzo 2006, in una riunione del Comitato presieduta dal Ministro delle attività produttive a seguito della valutazione della situazione è stata dichiarata la fine dell'emergenza del sistema del gas naturale e si è definito il piano procedurale per il ritorno a condizioni di normalità, con il rientro nel regime normale per gli impianti termoelettrici *dual fuel* (dal 27 marzo) e la ricostituzione degli stoccaggi con precedenza per la riserva strategica.

La tavola 3.3 mostra l'efficacia delle misure adottate nel periodo dell'emergenza, così come valutate dal Comitato.

Le ragioni dell'emergenza non sono in realtà da ricercare solo nelle cause contingenti derivanti dalla casualità di un inverno particolarmente rigido, ma ancora prima in cause "strutturali" più profonde, legate principalmente alla carenza di infrastrutture sul territorio nazionale e di importazione, come tante volte segnalato dall'Autorità (si veda il riquadro nel secondo volume di questa *Relazione Annuale*).

TAV. 3.3

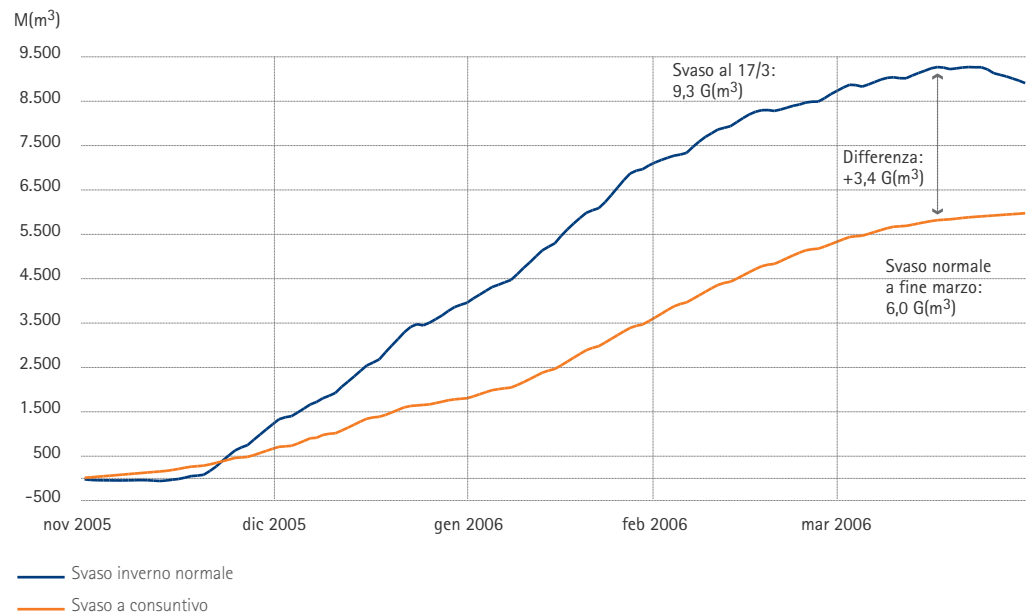
Misure adottate per l'emergenza 2006

MISURE ADOTTATE	VOLUMI DI GAS RISPARIATI
Massimizzazione importazione e produzione nazionale (dal 24/12/05) compresa la riduzione del gas russo	850
Interrompibilità contrattuale (dal 23/1/06 al 22/2/06)	110
Interrompibilità <i>dual fuel</i> senza deroghe (dal 27/1/06 al 27/3/06)	180
Interrompibilità <i>dual fuel</i> con deroghe e massimizzazione olio combustibile (dal 27/1/06 al 27/3/06)	735
Contenimento consumi civili (dal 1/2/06 al 28/2/06)	220
TOTALE	2.095

Fonte: Dati e stime del Ministero delle attività produttive.

FIG. 3.6

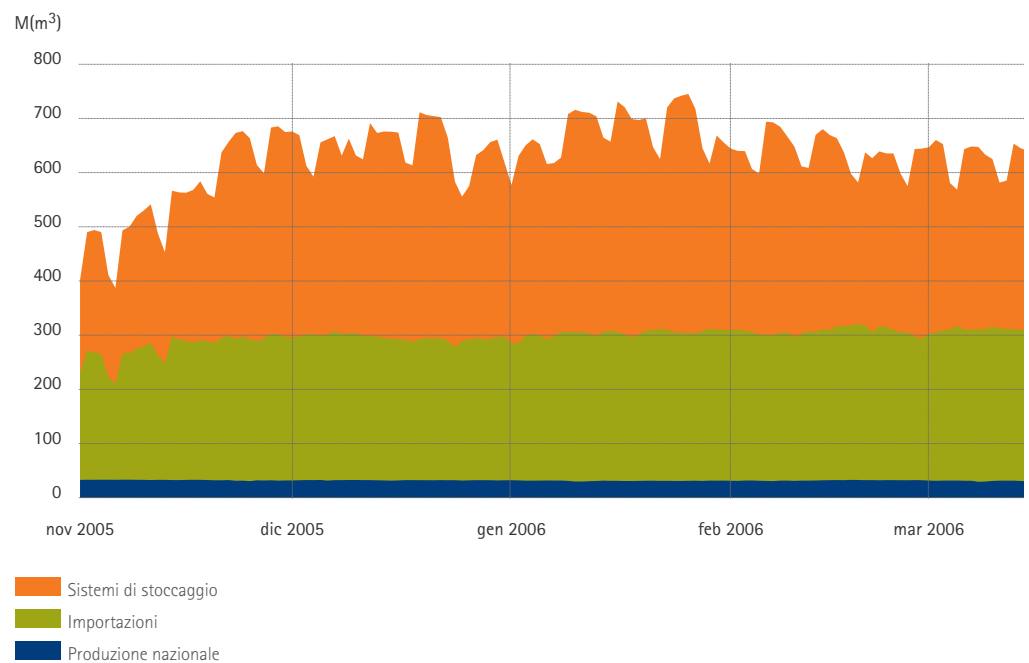
Svaso del sistema degli stoccaggi nell'inverno 2005-2006



Fonte: Ministero delle attività produttive.

FIG. 3.7

Copertura della domanda di gas nell'inverno 2005-2006



Fonte: Elaborazione AEEG su dati AIE.

Autorizzazioni all'importazione

Come disposto dal decreto legislativo n. 164/00, l'attività di importazione è libera per quanto riguarda il gas prodotto nei paesi dell'Unione europea, soggetta ad autorizzazione ministeriale per quanto concerne le importazioni extracomunitarie. Con riferimento alla situazione delle autorizzazioni all'importazione illustrata in maniera esaustiva nella *Relazione Annuale* del 2004, nel 2005 il Ministero delle attività produttive ha complessivamente accordato ulteriori 27 autorizzazioni all'importazione da paesi extra europei, di cui 21 autorizzazioni per importazioni inferiori a un anno (*spot*) e 6 per importazioni pluriennali. Le comunicazioni di importazioni intracomunitarie nel 2005 sono state 45³.

Sviluppo delle infrastrutture di importazione

Nelle tavole 3.4 e 3.5 è illustrato un aggiornamento (al marzo 2006) delle infrastrutture di importazione via gasdotto, rispetto al quadro presentato lo scorso anno, riguardante i potenziamenti di infrastrutture esistenti e nuovi progetti.

Per quanto riguarda i gasdotti in fase di progetto:

- per il progetto IGI, interconnessione Italia-Grecia, lo scorso novembre 2005 è stato stipulato un accordo intergovernativo tra Italia e Grecia che prevede la realizzazione sia del tratto sottomarino (*offshore*), di collegamento tra la costa italiana nell'area di Otranto in Puglia e la costa greca (Stavrolimenas), sia di un tratto *onshore* che attraversa la Grecia sino a interconnettersi con la rete turca. Dalla Turchia, il sistema dovrebbe poi collegarsi con le aree di produzione del Mar Caspio. Il progetto è stato presentato da parte delle società Edison e Depa (operatore principale greco);
- per il Galsi, gasdotto di collegamento tra le produzioni algerine e l'Italia, con un tratto attraverso la Sardegna per la meta-nizzazione della quale sarebbero destinati circa 2-2,5 dei 10 G(m³) di capacità, è in corso lo studio di fattibilità;
- il progetto Interconnectirol, presentato dalla società SEL AG Spa, ha ottenuto il finanziamento da parte dell'Unione europea;
- il progetto TAP, *Trans Adriatic Pipeline*, presentato dalla società EGL Italia Spa, collegherebbe l'Italia alle produzioni medio-orientali o a interconnessioni con altri gasdotti di adduzione dalla Russia, prevedendo al contempo l'attraversamento e il rilascio di una quota di gas in Albania.

Infrastrutture del gas

Trasporto

La tavola 3.6 mostra i risultati del conferimento di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2005-2006. Rispetto alle capacità⁴ messe a disposizione nell'anno termico precedente, nell'anno termico 2005-2006 non si registrano signi-

ficative variazioni di capacità conferibile, a eccezione dei punti di Gela, che prosegue nella fase di *build up*, e di Gorizia che ha avuto un lieve aggiustamento in aumento (si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione).

I risultati del conferimento per l'anno termico 2005-2006 mostra-

³ Si ricorda che i dati relativi alle istanze di autorizzazione all'importazione non indicano l'effettiva presenza di operatori nella fase di importazione di gas ma, più semplicemente, l'avvenuto espletamento delle formalità amministrative preliminari allo svolgimento dell'attività di importazione di gas naturale (disposizioni del decreto legislativo n. 164/00).

⁴ È opportuno ricordare che i valori della capacità di trasporto sono calcolati mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto che tengono conto degli scenari di prelievo previsti per l'anno in oggetto. La capacità di trasporto presso ciascun punto di entrata è determinata considerando lo scenario di trasporto più gravoso (quello estivo per i punti di entrata di Mazara del Vallo, Tarvisio e Gorizia, quello invernale per il punto di entrata di Passo Gries). In particolare Snam Rete Gas ha valutato i massimi quantitativi che possono essere immessi sulla rete da ciascun punto di entrata senza che siano superati i vincoli minimi di pressione nei vari punti del sistema, e senza superare le prestazioni massime degli impianti. Ciò, al fine di assicurare la disponibilità del servizio di trasporto al livello richiesto nel corso di tutto l'anno termico.

TAV. 3.4

Potenziamento dei gasdotti esistenti

PROGETTO	CAPACITÀ NOMINALE POTENZIAMENTO G(m ³)/ANNO	LUNGHEZZA (km)	DATA COMPLETA- MENTO STUDIO FATTIBILITÀ	AVVIO ITER ASSEGNA- ZIONE CAPACITÀ DI TRASPORTO	STIME MAP PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	NOTE
1) Potenziamento gasdotto Algeria-Italia via Tunisia (Mazara del Vallo): aumento della capacità di trasporto lungo il tratto in Tunisia	3,2	372	2002	2003 (sospeso) ripreso nel 2005	2008	La società TTPC, del gruppo Eni, ha avviato gara per un potenziamento parziale di 3,2 Gm ³ . Istruttoria AGCM in corso per abuso di posizione dominante
2) Potenziamento gasdotto TAG di importazione di gas naturale dalla Russia (Tarvisio) potenziamento TAG in Austria	3,3	380	2002	Iniziato nel 2005, più volte rinviato	2008	
3) Potenziamento gasdotto Libia-Italia (Gela)	2,0	516	n.d.	n.d.	n.d.	Possibile potenziamento mediante aumento centrali di spinta in Libia
4) Ulteriore potenziamento gasdotto Algeria-Italia via Tunisia (Mazara del Vallo): aumento della capacità di trasporto lungo il tratto tunisino del gasdotto	3,3	372	2002	n.d.	2011	Ulteriore potenziamento che potrebbe essere realizzato insieme al potenziamento di cui al punto 1
5) Ulteriore potenziamento TAG di importazione di gas naturale dalla Russia (Tarvisio) potenziamento TAG in Austria	3,2	380	2002	n.d.	2011	Ulteriore potenziamento che potrebbe essere realizzato insieme al potenziamento di cui al punto 2

Fonte: Ministero delle attività produttive.

TAV. 3.5

Nuovi gasdotti in progetto

PROGETTO	CAPACITÀ NOMINALE G(m ³)/ANNO	LUNGHEZZA (km)	DIAMETRO GASDOTTO (POLLICI)	DATA COMPLETA- MENTO STUDIO FATTIBILITÀ	STIME MAP PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	NOTE
Gasdotti in corso di progettazione						
Gasdotto IGI Interconnessione Grecia-Italia - tratto <i>offshore</i>	8/10	212	32"	2005	2010	Studio fase ingegneria in corso - ottenuto finanziamento regolamento TEN-E-projects, concluso Accordo con governo greco per la realizzazione. In corso procedimento per inserimento nella rete nazionale dei gasdotti
Gasdotti in fase di studio di fattibilità						
Nuovo gasdotto Algeria-Italia (Sardegna/Corsica)	10	2.000	36"	2005	n.d.	Studio fattibilità in corso
Progetto Interconnectirol (Bressanone-Innsbruck)	1/2	48	20"	2006	n.d.	Studio fattibilità in corso - ottenuto finanziamento regolamento TEN-E-projects
Progetto TAP TransAdriatic Pipeline (Albania /Italia)	10	421/500	32"	2007	n.d.	Studio fattibilità in corso - ottenuto finanziamento regolamento TEN-E-projects

Fonte: Ministero delle attività produttive.

TAV. 3.6

Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia

M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2005-2006

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	QUOTA CONFERITA/CONFERIBILE
Passo Gries	57,5	57,5	0,0	100%
Tarvisio	88,3	84,1 ^(B)	4,2	95%
Mazara del Vallo	80,5	80,4	0,1	100%
Gorizia	2,0	0,86	1,1	43%
Gela ^(A)	22,8	22,8	0,0	100%
TOTALE	251,1	245,7	5,4	98%

A) Capacità disponibile a partire da gennaio 2006.

B) La capacità riportata nella tavola corrisponde alla capacità conferita a partire dal gennaio 2006.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive e Snam Rete Gas.

no come quasi interamente conferite le capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. All'inizio dell'anno termico, 26 soggetti hanno richiesto e ottenuto l'accesso presso questi punti, e le capacità richieste sono state interamente soddisfatte, in alcuni casi ricorrendo all'assegnazione di capacità interrompibile.

Non è riportato nella tavola il punto di entrata di Panigaglia, la cui capacità conferibile giornaliera, pari a 13 M(m³)/giorno, in base alle procedure attuali è assegnata all'operatore del terminale di Panigaglia, GNL Italia Spa, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione; ciò al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale.

Conferimenti pluriennali

La tavola 3.7 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite 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 a partire dal 2007-2008. La tavola riporta anche l'anno termico 2006-2007, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. I titolari di tale capacità sono in tutto 27 per i prossimi due anni (a esclusione di una quota di capacità, poco meno di 1 M(m³)/giorno, riservata alla stessa Snam Rete Gas presso Passo Gries per lo svolgimento del servizio di trasporto), 7 anche per gli anni successivi, questi ultimi soggetti tutti titolari di contratti di importazione pluriennali.

Nel frattempo Snam Rete Gas porterà a compimento i potenziamenti programmati in territorio nazionale coerenti con le capacità conferite.

Stoccaggio

Per l'anno termico 2005-2006 il sistema di stoccaggio⁵ ha una disponibilità complessiva per il conferimento in termini di spazio per il *working gas* pari a circa 12,9 G(m³).

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m³), come stabilito dal Ministero delle attività produttive sulla base dei programmi di importazione dai paesi non appartenenti all'Unione europea comunicati dagli utenti. La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario e di modulazione ciclica è pari a 7,8 G(m³).

La massima disponibilità di punta giornaliera in erogazione è pari complessivamente a circa 253 M(m³) standard, in condizioni di massimo riempimento degli stoccaggi (Tav. 3.8).

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2005-2006 sono riportati nella tavola 3.9.

Le capacità messe a disposizione da Stogit nel 2005 sono state complessivamente pari a:

- circa 12,55 G(m³), equivalenti a circa 489,45 milioni di GJ, considerando un potere calorifico superiore pari a 39 MJ/m³ standard, in termini di spazio per riserva attiva (il cosiddetto *working gas*);
- 7,450 G(m³) (circa 291 milioni di GJ) per il servizio di modula-

⁵ Relativamente all'attività di stoccaggio l'anno termico inizia ad aprile in concomitanza con l'inizio del ciclo di riempimento degli stoccaggi e si conclude nel marzo successivo, al termine dello svasso degli stessi.

TAV. 3.7

Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2006-2007 al 2011-2012
M(m³) standard per giorno

PUNTI DI ENTRATA	CAPACITÀ CONTINUA	CAPACITÀ CONFERITA	CAPACITÀ DISPONIBILE
ANNO TERMICO 2006-2007			
TARVISIO	100,9	79,2	21,7
GORIZIA	2,0	0,4	1,6
PASSO GRIES	57,5	53,0	4,5
MAZARA DEL VALLO	86,0	70,3	15,7
GELA	25,0	21,9	3,1
ANNO TERMICO 2007-2008			
TARVISIO	100,9	84,9	16,0
GORIZIA	2,0	-	2,0
PASSO GRIES	Da 01/10/07 a 31/12/07	52,8	4,7
	Da 01/01/08 a 30/09/08	52,8	5,0
MAZARA DEL VALLO	86,0	69,2	16,8
GELA	25,0	21,9	3,1
ANNO TERMICO 2008-2009			
TARVISIO	100,9	85,8	15,1
GORIZIA	2,0	-	2,0
PASSO GRIES	59,4	52,2	7,2
MAZARA DEL VALLO	86,0	69,2	16,8
GELA	25,0	21,9	3,1
ANNO TERMICO 2009-2010			
TARVISIO	100,9	85,8	15,1
GORIZIA	2,0	-	2,0
PASSO GRIES	59,4	52,2	7,2
MAZARA DEL VALLO	86,0	69,2	16,8
GELA	25,0	21,9	3,1
ANNO TERMICO 2010-2011			
TARVISIO	100,9	85,8	15,1
GORIZIA	2,0	-	2,0
PASSO GRIES	59,4	52,2	7,2
MAZARA DEL VALLO	86,0	68,9	17,1
GELA	25,0	21,9	3,1
ANNO TERMICO 2011-2012			
TARVISIO	100,9	85,8	15,1
GORIZIA	2,0	-	2,0
PASSO GRIES	59,4	50,8	8,6
MAZARA DEL VALLO	86,0	52,7	33,3
GELA	25,0	21,9	3,1

zione e minerario e 0,1 G(m³) per il bilanciamento operativo della rete di trasporto;

- 5,1 G(m³) per la riserva strategica.

Nel complesso, nell'anno termico 2005-2006 Stogit ha stipulato con 44 utenti 35 contratti per il servizio minerario e di modulazione, 13 per lo stoccaggio strategico e 23 per il servizio di modulazione aciclica. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal

TAV. 3.8

Disponibilità di stoccaggio
in Italia

	MILIONI DI GJ AL GIORNO PER LA PUNTA	MILIONI DI m ³ STANDARD
Spazio per stoccaggio strategico	199,3	5.110
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	303,1	7.779
Disponibilità di punta per stoccaggio strategico	1,508	39
Disponibilità di punta per stoccaggio minerario, per modulazione oraria e bilanciamento operativo della rete di trasporto	8,345	214
Disponibilità di punta per stoccaggio di modulazione (interrompibile)	2,674	69

Fonte: Elaborazione su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.9

Conferimenti di capacità di
stoccaggio relativi al
servizio di modulazione
ciclica

IMPRESE DI STOCCAGGIO	ANNO TERMICO 2004-2005		ANNO TERMICO 2005-2006	
	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ)	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ)
Stogit	29	289.060.000 ^(A)	34	290.550.000 ^(A)
Edison Stoccaggio	5	8.859.424 + 952.500 (non garantito)	7	12.397.483

A) Per il sistema di stoccaggi Stogit il PCS di riferimento è 38,8 MJ/m³ standard nel 2004-2005 e 39 nel 2005-2006.

Fonte: Elaborazione su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.10

Istanze di concessione di
stoccaggio al marzo 2006

PROGETTO	WORKING GAS M(m ³)	PUNTA M(m ³)/ GIORNO	STUDIO FATTIBILITÀ	AVVIO ITER PROGETTO	NOTE
Alfonsine	1.650	15,0	2006	n.d.	Stogit deve presentare il programma di sviluppo alla valutazione del MAP
Bordolano	1.200-1.500	12,5-20,0	2006	2006	Stogit deve presentare il programma di sviluppo alla valutazione del MAP
Cornegliano	590-1.010	16,5	2002	2004	Assegnato a società Ial Gas Storage - screening MATT da fare
Cotignola ^(A)	915	8,0	2002	2004	Assegnato a società Edison Stoccaggio - VIA in attuazione
San Potito ^(A)					
Cugno le Macine ^(A)	742	6,6	2002	2004	Assegnato a società Geogas - screening MATT da fare
Serra Pizzuta ^(A)					
Canton (in acquifero profondo)	1.500	15,5	2003	n.d.	Sospeso in attesa esiti Progetto Rivara
Rivara (in acquifero profondo)	3.000	32	2003	2004	Assegnato IGM per 20 anni con programma accertamento da presentare entro 5 anni - screening MATT da fare

A) È prevista la gestione integrata dei giacimenti di San Potito-Cotignola e di Cugno Le Macine-Serra Pizzuta.

Fonte: Ministero delle attività produttive.

complesso degli stoccaggi Stogit al marzo 2006 sono pari a circa 17,2 G(m³), di cui 9 in erogazione e 8,1 in iniezione.

Le capacità in termini di *working gas* messe a disposizione da Edison Stoccaggio Spa nell'anno termico 2005-2006 sono pari a circa 340 M(m³). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono 8: 7 del servizio di modulazione (di cui 1 anche del servizio di stoccaggio strategico) e 1 del servizio di bilanciamento della rete di trasporto.

Rispetto all'anno termico precedente, per l'anno termico 2005-2006 Edison Stoccaggio ha reso disponibile una capacità di spazio aggiuntiva di circa 71 M(m³) a fronte del potenziamento della centrale di compressione e degli impianti di trattamento del campo di Collalto. Di tale spazio incrementale circa 18 M(m³) sono stati resi disponibili per il conferimento nel luglio 2005. I volumi di gas movimentati complessivamente dallo *hub* di Edison Stoccaggio nell'anno termico 2005-2006 sono pari a circa 650 M(m³), di cui più o meno 322 in iniezione e 329 in erogazione.

Situazione delle istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Nella tavola 3.10 sono riportati le istanze e lo stato attuale delle concessioni per nuovi siti di stoccaggio da parte del Ministero delle attività produttive, che riguardano giacimenti di gas esauriti da convertire in stoccaggi e acquiferi in unità litologiche profonde.

Da rilevare che per quanto riguarda i siti di Alfonsine e Bordolano, la società Stogit ha ottenuto dal ministero la proroga all'esecuzione dei programmi lavoro previsti per lo sviluppo dell'attività di stoccaggio dopo aver impugnato, nel maggio del 2002, le delibere dell'Autorità inerenti il quadro tariffario. Il periodo di proroga comprende, oltre i tempi del giudizio, quattro mesi decorrenti dalla data di passaggio in giudicato della sentenza definitiva. La decisione del Consiglio di Stato, favorevole all'Autorità, è stata disposta il 7 dicembre 2005.

Terminali di GNL

La tavola 3.11 riassume lo stato dei progetti per la realizzazione di nuovi terminali sulle coste italiane.

Per quanto riguarda i progetti rimanenti:

- i progetti di terminali GNL della società Enel di Taranto, Vado Ligure, Trieste sono stati rinunciati;

- i progetti di terminali GNL della società LNG Terminal di Corigliano e Lamezia Terme sono stati rilocalizzati nel progetto di terminale di San Ferdinando della stessa società, e successivamente nell'unico progetto a Gioia Tauro.

Reti di distribuzione

Nell'ambito dell'indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas svolta dall'Autorità sono state raccolte informazioni dettagliate sulla distribuzione di gas naturale attraverso reti secondarie.

La tavola 3.12 illustra la distribuzione regionale di gas naturale in Italia nel 2004 e nel 2005. Le cifre per il 2004 sono quelle definitive rilasciate dal Ministero delle attività produttive, mentre i dati relativi al 2005 derivano dalle prime elaborazioni dei risultati dell'indagine dell'Autorità e sono quindi provvisori. I volumi di gas riportati sono quelli distribuiti attraverso reti secondarie per la consegna ai clienti finali dei settori residenziale, terziario, e della piccola industria in ambito urbano; i dati non comprendono quindi i volumi di gas consumati dai clienti industriali o termoelettrici direttamente collegati alle reti di trasporto, né includono i quantitativi di gas diversi dal gas naturale (tipo GPL, aria propanata ecc.) distribuiti attraverso reti cittadine.

Nel 2004 sono stati distribuiti complessivamente circa 34,7 G(m³) di gas naturale con un'elevata variabilità sul territorio nazionale. Solo quattro regioni, Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna, mostrano consumi superiori al 10%: insieme le quattro regioni assorbono il 65,5% del totale di gas distribuito su reti secondarie. Anche Toscana e Lazio evidenziano valori significativi (rispettivamente pari al 7,1% e al 5,9%). Seguono poi 9 regioni i cui consumi superano l'1,5% del totale e le rimanenti con quote inferiori all'1%. La tradizionale ripartizione geografica tra Nord, Centro, Sud e Isole, rivela l'assoluta predominanza del Nord che, con una quota del 72,6%, supera di gran lunga il 18,9% del Centro e l'8,6% del Sud e Isole.

Nel 2005 i valori percentuali restano sostanzialmente immutati: 71,7% è il gas distribuito al Nord, 20% quello al Centro, 8,3% al Sud e Isole. Questa distribuzione dei consumi riflette sia la diversa diffusione del servizio di distribuzione (il grado di metanizzazione), sia le differenze climatiche tra le diverse aree del paese, sia una diversa distribuzione delle attività produttive di dimensioni medio-piccole (tipicamente quelle servite da reti di distribuzione secondarie).

TAV. 3.11

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al 31 marzo 2006

Progetti, società proponenti, capacità di rigassificazione in G(m³)/anno, stato autorizzazioni

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	STATO
Porto Levante <i>offshore</i> (RO)	Terminale GNL Adriatico (sarà ampliata alle seguenti società: 10% Edison, 45% ExxonMobil, 45% Qatar Terminal)	Ampliamento fino a 8	Autorizzazione ampliamento rilasciata l'11/11/04. Rilasciata il 26/11/04 esenzione accesso dei terzi per 80% della capacità per 25 anni ai sensi legge n. 239/04 e Direttiva 55/03/CE; assenso Commissione europea ottenuto. Iniziati lavori per la costruzione della struttura in Spagna e dei serbatoi in Corea
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8	Autorizzazione rilasciata il 21/1/03 – Comune e Provincia di Brindisi hanno contestato validità assenso fornito dalle precedenti amministrazioni comunali e provinciali. Rilasciata il 6/4/05 l'esenzione accesso dei terzi per 80% della capacità per 20 anni ai sensi legge n. 239/04 e Direttiva 55/03/CE il 6/4/05; assenso Commissione europea ottenuto. Enel ha ceduto la propria quota di partecipazione nella società Brindisi LNG, pari al 50%, alla BG Italia. Ottenuto parere favorevole al progetto preliminare da parte del Consiglio superiore dei lavori pubblici
Toscana <i>offshore</i> (LI)	OLT – Offshore LNG Terminal (in corso di estensione di titolarità con 51% Endesa Europa – Amga – Asa, 49% OLT Energy Toscana)	3 (espandibili a 6)	Conclusa, dopo un <i>iter</i> di circa due anni, la fase di acquisizione dei pareri degli enti locali, in maggioranza favorevoli, con prescrizioni per motivi turistici e ambientali. Parere positivo sulla VIA nazionale da parte della Regione Toscana. Il progetto è valutato in maniera comparata con il progetto del terminale presso Rosignano, anch'esso in fase di istruttoria. La Olt ha concluso un accordo con il Comune di Pisa sulle misure compensative e sulla possibilità di spostare a Sud l'impianto nella fase di progettazione esecutiva compatibilmente con il decreto di VIA
Rosignano (LI)	Edison – BP – Solway	8	Durante il procedimento di VIA gli enti locali hanno dato parere negativo per motivi urbanistici e ambientali; parere negativo della Regione Toscana sulla compatibilità ambientale del progetto. Il Ministero dell'ambiente ha effettuato una VIA positiva. Convocata il 20/4/05 una Conferenza dei servizi per presentare, da parte di Edison, un nuovo progetto rilocalizzato all'interno dello stabilimento Solway di Rosignano, ampliato a 8 miliardi di capacità. Nuova VIA in corso
Gioia Tauro (RC)	LNG Terminal (100% CrossGas)	12	Il progetto deriva dalla fusione di due progetti denominati rispettivamente "Gioia Tauro" della società Petrolifera Gioia (per un terminale da 4,2 G(m ³)/anno, espandibile a 8) e "S. Ferdinando" della società LNG Terminal (per un terminale da 8 G(m ³)/anno, espandibile a 12), il cui <i>iter</i> era iniziato nel 2003 e poi sospeso per l'adeguamento al progetto di apertura della seconda bocca del porto. È stato presentato in data 16/3/05 un nuovo progetto unificato da parte della società LNG MedGas Terminal (100% CrossGas, controllata a sua volta al 40% dal gruppo Sensi e al 60% dal gruppo Belleli) nel porto di Gioia Tauro per 12 G(m ³)/anno. Effettuata la prima riunione della nuova conferenza dei servizi. In corso VIA
Taranto	Gas Natural	8	Effettuata una prima riunione della Conferenza dei servizi. Presentato il SIA all'autorità portuale. In corso VIA
Zaule (TS)	Gas Natural	8	Procedimento autorizzativo svolto dalla Regione Friuli Venezia Giulia. Effettuata una prima riunione della Conferenza dei servizi. In corso VIA
Trieste <i>offshore</i> (TS)	Endesa Italia	8	Progetto presentato dalla società Endesa in collaborazione con Friulia, la finanziaria regionale del Friuli Venezia Giulia che curerà il <i>project financing</i> . Programmata una prima riunione della Conferenza dei servizi
Porto Empedocle (AG)	Nuove Energie	8 (espandibili a 12)	Procedimento autorizzativo iniziato dalla Regione Sicilia con una prima riunione della Conferenza dei servizi
Rada di Augusta (SR)	ERG Power&Gas – Shell Energy Italia	Fase 1: 8 Fase 2: 12	Progetto presentato alla Regione Sicilia. Effettuata una prima riunione della Conferenza dei servizi. VIA in corso

Fonte: Ministero delle attività produttive

TAV. 3.12

Gas naturale distribuito per regione

Volumi di gas naturale distribuiti su reti secondarie ai settori residenziale, terziario, industriale e termoelettrico

REGIONE	2004		2005			
	M(m ³)	QUOTA % REGIONALE	NUMERO DI CLIENTI	M(m ³)	QUOTA % REGIONALE	VOLUME MEDIO (m ³)
Val d'Aosta	39,3	0,11	15.763	42,5	0,13	2.693
Piemonte	4.205,4	12,13	1.675.103	3.863,6	12,09	2.306
Liguria	956,6	2,76	680.367	831,6	2,60	1.222
Lombardia	9.304,7	26,83	3.883.932	8.487,2	26,55	2.185
Trentino Alto Adige	567,8	1,64	184.923	506,6	1,59	2.740
Veneto	4.325,2	12,47	1.679.733	3.987,2	12,47	2.374
Friuli Venezia Giulia	897,0	2,59	410.130	748,7	2,34	1.826
Emilia Romagna	4.868,8	14,04	1.740.533	4.450,3	13,92	2.557
Toscana	2.461,5	7,10	1.207.430	2.187,9	6,85	1.812
Lazio	2.030,4	5,86	1.839.581	2.092,5	6,55	1.137
Marche	827,6	2,39	517.613	884,2	2,77	1.708
Umbria	550,4	1,59	284.651	539,8	1,69	1.896
Abruzzo	636,4	1,84	384.242	589,7	1,85	1.535
Molise	32,8	0,09	64.645	88,1	0,28	1.362
Campania	979,4	2,82	961.611	863,7	2,70	898
Puglia	982,3	2,83	596.881	602,4	1,88	1.009
Basilicata	187,1	0,54	147.063	184,0	0,58	1.251
Calabria	226,3	0,65	260.707	247,2	0,77	948
Sicilia	595,7	1,72	709.966	764,8	2,39	1.077
Sardegna	0	0	0	0	0	0
ITALIA	34.674,7	100,0	17.244.874	31.962,0	100,0	1.853

Fonte: Per il 2004 dati Ministero delle attività produttive; per il 2005 elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori

Mercato all'ingrosso del gas

Anche i dati relativi al mercato all'ingrosso del gas, come pure parte di quelli che verranno presentati sul mercato finale al dettaglio, provengono dall'elaborazione dei dati raccolti nell'indagine annuale che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas nell'anno precedente. Nel settore della vendita di gas l'indagine era rivolta a tutte le società che a settembre 2005 risultavano autorizzate dal Ministero delle attività produttive a effettuare vendite di gas ai clienti finali, nonché a tutti quei soggetti che svolgono attività di solo *trading* e, per questo, non sono obbligati a richiedere l'autorizzazione ministeriale. Tra gli esercenti og-

getto di rilevazione sono stati classificati come grossisti gli operatori che hanno effettuato meno del 95% delle loro vendite a clienti finali, seguendo quindi il criterio adottato per la stesura del bilancio del settore gas illustrato all'inizio di questo Capitolo.

Nel 2005 il numero dei grossisti è salito a 60 unità, superando il livello registrato nel 2002 (Tav. 3.13). Complessivamente questi operatori hanno venduto 110,5 G(m³), di cui 51,9 ad altri intermediari e 58,6 a clienti finali (Tav. 3.14), realizzando un volume medio unitario di vendita pari a 1,8 G(m³) circa. Nel 2005 i dati evidenziano una significativa crescita delle vendite complessive di Eni,

TAV. 3.13

Attività dei grossisti nel periodo 2002-2005

	2002	2003	2004	2005
NUMERO DI OPERATORI	55	40	41	60
Eni Gas & Power	1	1	1	1
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m ³)	1	1	1	2
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m ³)	4	4	6	8
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m ³)	17	20	19	29
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m ³)	32	14	14	20
VOLUME VENDUTO (miliardi di m³)	85,2	90,6	95,9	110,5
Eni Gas & Power	52,3	51,3	53,6	58,0
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m ³)	12,9	17,8	16,3	27,0
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m ³)	15,8	15,6	18,4	14,0
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m ³)	4,0	5,6	7,6	10,8
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m ³)	0,2	0,2	0,1	0,7
VOLUME MEDIO UNITARIO (milioni di m³)	1.550	2.264	2.340	1.842
Eni Gas & Power	52.349	51.320	53.632	58.027
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m ³)	12.865	17.808	16.268	13.486
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m ³)	3.954	3.902	3.061	1.748
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m ³)	234	279	399	372
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m ³)	7	17	7	37

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori

ma l'aumento è solo apparente e dovuto all'incorporazione di Italgas Più nella Divisione Gas & Power; confrontando il volume venduto da Eni nel 2005, pari a 58 G(m³) con i volumi complessivamente venduti da Eni e Italgas Più nel 2004, pari a 61,1 G(m³), emerge una diminuzione delle vendite di circa 3 G(m³), a vantaggio dei concorrenti.

La classe di grossisti con vendite superiori ai 10 G(m³) conta quest'anno due operatori, in quanto vi entra anche Edison, le cui vendite hanno raggiunto 11,6 G(m³). Al pari dello scorso anno, la classe di operatori più numerosa è rimasta quella dei grossisti medio-piccoli, con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); tale classe si è accresciuta nel 2005 di 10 nuove società, ma il volume medio unitario è rimasto sostanzialmente invariato a 0,3 G(m³) grazie all'aumento di 3 G(m³) dei volumi complessivamente venduti da questi operatori. Più in generale, i dati evidenziano un aumento dei volumi complessivamente venduti per tutte le classi considerate, a eccezione di quella che raggruppa gli esercenti con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³), nonostante essa conti 2 operatori più dello scorso anno. Il valore medio delle vendite complessive dei soggetti che fanno parte di questa classe è pari a 1,7 G(m³), ma al suo interno si registrano profili piuttosto differenziati. Fa parte di que-

sta classe anche la società Plurigas Spa, per esempio, che registra vendite complessive pari al doppio di tale valore (Tav. 3.14). Il volume medio unitario degli operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³) è quintuplicato rispetto al 2004, nonostante la presenza in tale classe di 6 operatori con vendite inferiori a 10 M(m³).

La tavola 3.14 consente di apprezzare il dettaglio delle vendite dei grossisti nel 2005: i primi 26 operatori coprono il 97% delle vendite complessive effettuate sul mercato all'ingrosso. Il mercato risulta molto concentrato: i primi quattro operatori, Eni, Enel Trade, Edison e Plurigas, infatti, coprono da soli l'80% dei 110,5 G(m³) complessivamente venduti. Calcolando la quota dei primi quattro operatori grossisti nelle vendite a clienti finali – i cui acquisti ammontano in totale a 83,4 G(m³) – il livello di concentrazione si riduce al 62% e nel gruppo al posto di Plurigas si sostituisce Gaz de France.

Punto di scambio virtuale

Gli utenti del sistema di trasporto che hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV nei primi mesi del 2006, sono stati 36. Le figure 3.8 e 3.9 mostrano lo storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas na-

TAV. 3.14

Vendite dei maggiori grossisti nel 2005

M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE ^(A)
Eni	22.144	35.883	58.027
Enel Trade	6.593	8.776	15.369
Edison	5.780	5.822	11.602
Plurigas	2.378	821	3.198
Aem Trading ^(B)	1.163	1.087	2.250
Energia	1.306	733	2.039
Gaz de France	324	1.231	1.555
Blumet	556	893	1.449
Gas Natural Vendita Italia	870	397	1.267
Blugas	1.100	68	1.169
Dalmine Energie	798	256	1.055
Italtrading	900	48	948
Amga	384	383	767
2B ENERGIA	686	0	686
Hera Trading	656	0	656
Gas Plus Italiana	608	16	624
Utilità	205	351	556
ENOI	458	67	525
Energy Trade	521	0	521
Acea Electrabel Trading	481	0	481
Linea Group	87	373	460
ETA3	47	338	385
Elettrogas	347	0	347
EGL Italia	309	37	345
Shell Italia E&P	326	0	326
Energas	268	48	316
Altri	2.632	966	3.598
TOTALE	51.927	58.593	110.521

A) Gli acquisti interni da altri grossisti e/o venditori sono pari alla differenza tra vendite e approvvigionamenti.

B) Inclusi quantitativi di gas destinato al funzionamento degli impianti termoelettrici in *tolling*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

zionale e presso il PSV sino al marzo 2006, in termini di volumi e di numero di transazioni⁶.

Nell'ambito delle transazioni presso il PSV sono indicate in maniera distinta, con l'indicazione "PSV GNL", le riconsegne di gas (in termini di volumi ceduti e di numero di riconsegne giornaliere) da parte dell'operatore del terminale di rigassificazione di Panigaglia GNL Italia agli utenti del terminale, consegne che avvengono

presso il PSV in base alle procedure attuali (più precisamente, la procedura è in vigore dal novembre 2005). Ancorché registrate come operazioni al PSV, esse non sono dovute a contrattazioni tra operatori sul mercato secondario.

Un confronto tra gli anni termici 2003-2004 e 2004-2005 (Fig. 3.10) mostra un aumento complessivo dei volumi oggetto di transazione presso il PSV di quasi 10 punti percentuali. Nei primi

⁶ Per rendere confrontabili le transazioni registrate presso il PSV con quelle avvenute presso i punti di entrata indicati, per il PSV si è considerata per ogni mese la media del numero di transazioni giornaliere insieme al totale dei volumi scambiati.

FIG. 3.8

Transazioni nei punti di entrata della rete nazionale nel periodo ottobre 2003 – marzo 2006

M(m³) standard da 38,1 MJ;
le transazioni effettuate
si riferiscono a gas immesso
in rete dall'utente cedente

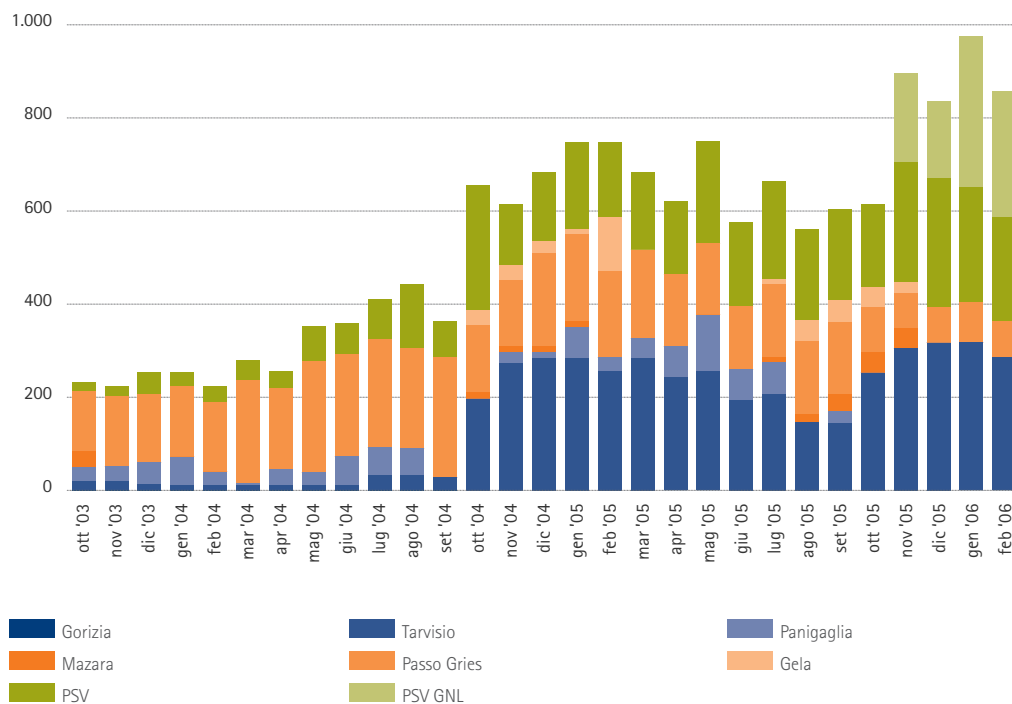
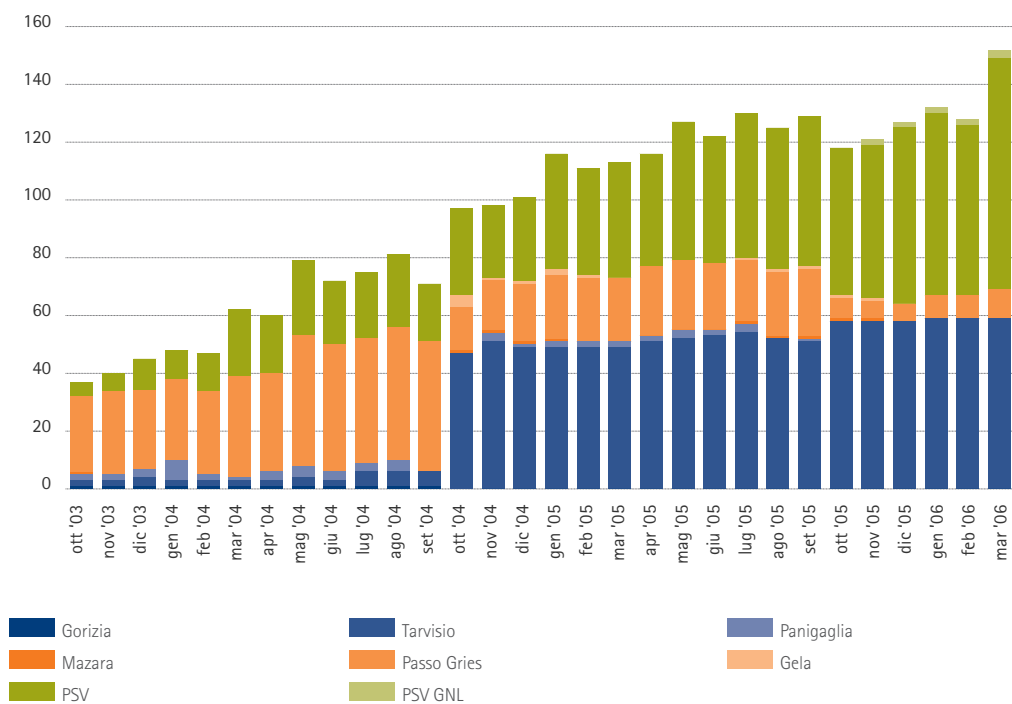


FIG. 3.9

Transazioni lato Italia nel periodo ottobre 2003 – marzo 2006

Numero di transazioni per mese



mesi dell'anno termico 2005-2006, sino a marzo 2006, le transazioni di gas presso il PSV in termini di volumi hanno rappresentato poco più del 28% del totale movimentato (la quota sale a oltre il 50% se si considerano tutte le operazioni presso il PSV, comprese le consegne effettuate dall'operatore del terminale di Panigaglia). La figura mostra anche che la più ampia quota di volumi di gas scambiati, storicamente registrata presso il punto di entrata di Passo Gries, a partire dall'anno termico 2004-2005 si rileva invece presso Tarvisio; ciò in ragione principalmente delle operazioni di gas *release*

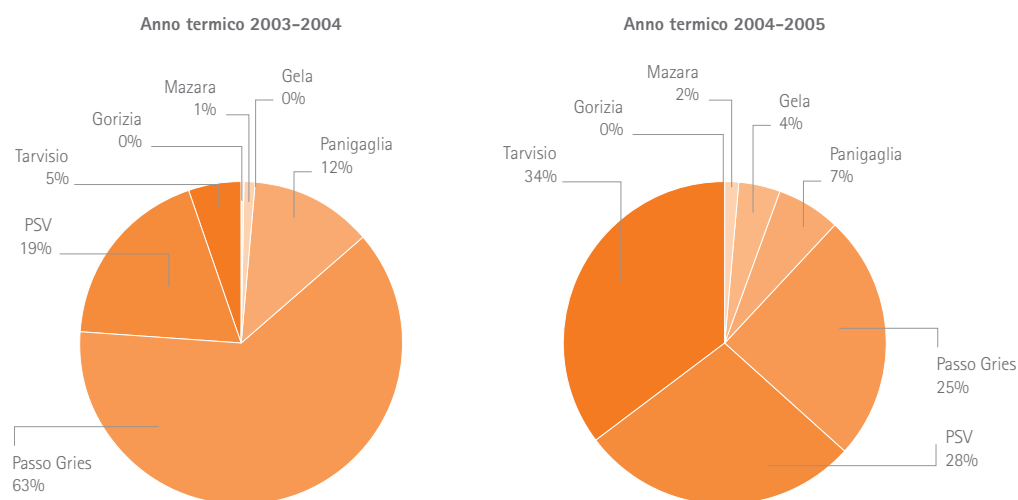
che avvengono presso questo punto di entrata della rete nazionale con consegne da parte di Eni agli altri operatori, come disposto dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM).

I dati relativi alle transazioni presso il PSV ordinate in base a classi di volumi (Fig. 3.11), mostrano che nel corso del 2005 la maggior parte delle transazioni è avvenuta per volumi di gas compresi tra i 50.000 e i 100.000 m³ standard. La classe rappresentata dalle transazioni di volumi superiori a 1 M(m³) standard è data dai volumi consegnati presso il PSV da GNL Italia agli utenti del servizio di rigassificazione.

FIG. 3.10

Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero e PSV

Confronto tra gli anni termici 2003-2004 e 2004-2005

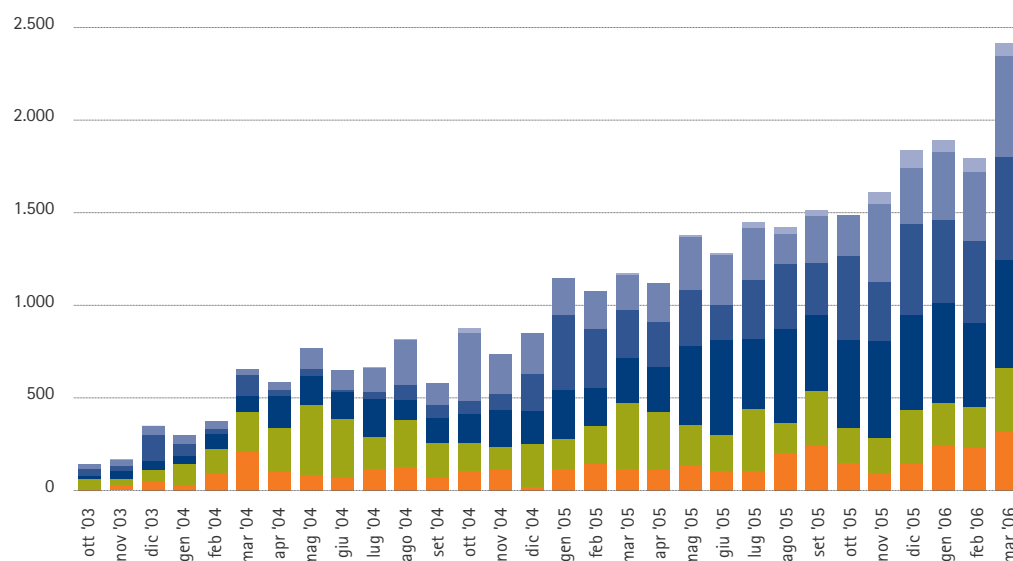


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.11

Frequenza dei volumi scambiati presso il PSV nel periodo ottobre 2003 – marzo 2006

Numero di transazioni per classi di volume di gas (valori in m³ standard da 38,1 MJ)



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

Mercato finale al dettaglio

Alla data dell'8 settembre 2005 le società autorizzate dal Ministero delle attività produttive a esercitare l'attività di vendita al mercato finale erano 409; è noto però che alcune di quante chiedono l'autorizzazione ministeriale alla vendita restano poi inattive. All'atto della chiusura della presente *Relazione Annuale*, non hanno risposto all'indagine annuale dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e del gas 106 venditori presenti nell'elenco di quelli autorizzati dal Ministero delle attività produttive; tra le società che hanno risposto all'indagine, inoltre, 40 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso del 2005. La lettura delle successive tavole 3.15 e 3.16, che illustrano in dettaglio le attività dei venditori, deve quindi tener conto dei limiti indicati.

L'indagine annuale dell'Autorità sul mercato del gas mostra una situazione relativa ai venditori decisamente meno dinamica di quanto è emerso nel caso dei grossisti. Rispetto al 2005, nella classe di operatori con vendite superiori a 1.000 M(m³) il numero

di società è rimasto invariato a 4, ma la sostituzione di Italgas Più (incorporata in Eni) con E.On Vendita ha condotto a una diminuzione del volume complessivamente venduto di quasi 4 G(m³); come conseguenza il volume medio unitario di vendita è sceso da 3,6 a 2,1 G(m³). Il gruppo di venditori medio-grandi, con vendite comprese tra 100 e 1.000 M(m³), è risultato invece in modesta crescita: il numero di operatori è aumentato da 37 a 40 e le vendite complessive sono rimaste sostanzialmente stabili a 11,8 G(m³); anche in questo caso, quindi, si è registrata una lieve diminuzione del volume medio unitario di vendita.

Il segmento della vendita appare meno concentrato dell'ingrosso: i primi 26 venditori coprono il 71% delle vendite complessivamente effettuate da questi operatori sul territorio nazionale, mentre è pari al 34% la quota del gruppo dei primi quattro venditori, composto da Enel Gas, Hera Comm Srl, E.On Vendita e Aem Acquisto e Vendita Energia Spa.

TAV. 3.15

Attività dei venditori nel periodo 2002–2005

	2002	2003	2004	2005
NUMERO DI OPERATORI	504	432	353	257
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m ³)	2	5	4	4
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m ³)	42	40	37	40
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m ³)	222	176	149	102
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m ³)	237	211	163	111
VOLUME VENDUTO G(m³)	26,6	33,0	31,4	24,9
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m ³)	7,5	15,8	14,6	8,5
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m ³)	11,2	11,1	11,6	11,8
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m ³)	6,8	5,2	4,6	4,2
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m ³)	1,0	0,8	0,7	0,3
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)	53	76	89	97
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m ³)	3.756	3.169	3.640	2.135
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m ³)	267	279	313	295
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m ³)	31	30	31	42
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m ³)	4	4	4	4

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori

TAV. 3.16

Vendite dei maggiori
venditori nel 2005M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE ^{A)}
Enel Gas	67	4.422	4.488
Hera Comm	0	1.722	1.723
E.On Vendita	26	1.245	1.270
Aem Acquisto e Vendita Energia	-	1.059	1.059
Italcogim Vendite	-	812	812
Ascotrade	2	800	802
Fiorentina Gas Clienti	-	575	575
Napoletana Gas Clienti	-	522	522
Asm Energia e Ambiente	-	519	519
Toscana Gas Clienti	-	504	504
Arcalgas Energie	-	492	492
Edison Energia	-	418	418
ConsiaGas Servizi Energetici	-	376	376
Amps Energie	-	373	373
APS Trade	-	371	371
Edison Per Voi	4	365	369
MetaEnergy	-	348	348
Estgas	14	324	338
Trenta	-	331	331
Agsm Verona	-	314	314
Enercom	0	305	305
SGR Servizi	-	301	301
Erogasmet Vendita – Vivigas	1	298	298
Prometeo	3	263	267
Gas Plus Vendite	0	246	246
Sinergas	-	242	242
Altri	9	7.221	7.230
TOTALE	128	24.766	24.894

A) Gli acquisti interni da altri grossisti e/o venditori sono pari alla differenza tra vendite e approvvigionamenti.

Fonte: Elaborazione sui dati di indagini effettuate da AEEG

Mercato della vendita di gas naturale ai clienti finali nel 2004

All'inizio dell'anno l'Autorità ha pubblicato i risultati di un'indagine sulla situazione del mercato della vendita di gas naturale in Italia. Sviluppata nel corso del 2005, essa ha fornito una disamina molto dettagliata del settore, basandosi su dati relativi all'anno 2004. Le principali informazioni e conclusioni sono riportate nel seguito.

Dinamica, localizzazione territoriale e dimensione delle imprese autorizzate alla vendita ai clienti finali

Il settore della vendita ai clienti finali è fortemente influenzato dal controllo esercitato da Eni, il maggiore operatore nazionale, su tutte le infrastrutture d'importazione. Eni continua a porre forti condizionamenti all'intera filiera del gas limitando, di fatto, le potenzialità di evoluzione del settore verso una maggior concorrenzialità. La mancanza di forniture autonome sul mercato internazionale del gas costringe le imprese autorizzate alla vendita nel mercato finale a rifornirsi di gas ricorrendo al mercato all'ingrosso, anch'esso alimentato principalmente dai quantitativi resi disponibili dall'operatore principale. A ciò si aggiunga che il settore del gas in Italia è stato storicamente caratterizzato dalla presenza di un numero elevato di imprese, operanti essenzialmente a livello locale, in condizioni di monopolio legale per le forniture cosiddette "civili" (domestiche e piccola industria-commercio) allacciate alle reti cittadine. L'avvento della liberalizzazione e l'introduzione del diritto di accesso dei terzi alle reti hanno sensibilmente modificato il quadro di riferimento anche se, a causa dell'eredità storica di un mercato polverizzato e della mancanza di un effettivo confronto concorrenziale per la conquista dei clienti finali, si assiste a tutt'oggi a una marcata segmentazione territoriale, soprattutto per il settore civile.

In questo contesto il mercato della vendita ai clienti finali mostra comunque segnali di evoluzione, in particolare una dinamica molto vivace come desumibile anche dalle autorizzazioni alla vendita (circa

400), rilasciate a livello nazionale dal Ministero delle attività produttive. Si evidenzia come da una parte vi sia un lento declino delle imprese presenti nel mercato che non hanno mantenuto l'autorizzazione alla vendita. Si tratta principalmente di imprese di piccole dimensioni, perlopiù piccoli Comuni che in precedenza gestivano direttamente il servizio integrato (distribuzione e vendita) e operatori privati, che hanno proceduto a cedere l'attività ad altri operatori di settore. A questo processo si aggiunge quello di aggregazione tra imprese ex municipalizzate, di un certo rilievo, che ha contribuito ad accelerare il processo di aggregazione in atto. Dall'altra parte, l'analisi delle autorizzazioni alla vendita rilasciate dal Ministero delle attività produttive evidenzia l'entrata di molte nuove imprese. Di queste solo una minima parte (poco meno del 15%) proviene dal settore della distribuzione del gas: la componente più cospicua è infatti costituita da imprese specializzate nella vendita di prodotti petroliferi (quasi il 40%). È da rilevare anche l'entrata di operatori elettrici (circa il 15%), soprattutto grossisti, oltre che di alcuni grandi operatori energetici esteri (per il 20%) e di società fornitrici di servizi energetici (per il restante 10%).

L'evoluzione del mercato della vendita di gas ai clienti finali mostra significative differenziazioni a livello locale, relativamente al numero e alla tipologia di imprese coinvolte nei processi di aggregazione e di entrata di nuove imprese. Nel Nord del paese si rileva l'ingresso di nuovi operatori, attratti dalle opportunità offerte dal mercato, mentre al Centro prevale un sostanziale processo di concentrazione. La situazione rimane pressoché invariata al Sud. Nel complesso si può dire che il mercato della vendita registra un lento processo di aggregazione, condotto soprattutto da parte delle imprese di maggiori dimensioni. Da rilevare, poi, è che l'entrata di nuovi operatori, ascrivibile alla possibilità di usufruire di margini ritenuti appetibili, nonostante la razionalizzazione dei costi infrastrutturali di sistema, si è rivelata poco redditizi-

zia a causa delle notevoli difficoltà per i nuovi operatori ad avere immediata operatività in un settore ove non potessero vantare esperienza o canali di approvvigionamento consolidati.

Un ulteriore elemento di analisi in merito alle logiche di espansione delle imprese nel mercato del gas in Italia è desumibile anche dalla comparazione delle quote di mercato nazionali ove Eni si assesta al 40% circa, seguita da operatori, quali Enel, Edison, Hera Comm e Gaz de France, con quote di mercato decisamente più ridotte (comprese tra 12 e 1,5%). Sono comunque molti gli operatori che non arrivano all'1% dei volumi venduti a livello nazionale. Sotto il profilo della localizzazione delle imprese sul territorio, i dati a disposizione mostrano come Eni sia presente in tutte le regioni, con quota di mercato massima nel Basso Veneto (74%) e minima in Lombardia Orientale (21,2%). Gli altri operatori che detengono quote nazionali significative (superiori all'1,5%) e con attività pluriregionale evidenziano, invece, una presenza rilevante solo in alcune aree del territorio nazionale.

Il dettaglio delle quote di mercato, approfondito distinguendo tra consumatori allacciati alle reti di distribuzione o alle reti di trasporto, mostra come Eni, tramite Italgas Più, mantenga una quota di poco superiore al 22% delle vendite alla clientela allacciata alle reti di distribuzione; i restanti operatori possiedono ciascuno quote inferiori al 10%. Il livello di concentrazione delle imprese risulta complessivamente moderato, data la suddivisione geografica del paese. Il dato, però, deve essere apprezzato tenendo conto della condizione di assoluta predominanza, a livello locale, di molte imprese che, in alcuni casi, arrivano a detenere quote di mercato anche prossime al 100%.

Per quanto concerne le vendite ai clienti allacciati alle reti di trasporto (prevalentemente clienti industriali e termoelettrici) si nota che Eni detiene il 65% del mercato nazionale ed è presente in tutte le regioni, mentre i restanti operatori posseggono quote di mercato nazionali tutte inferiori al 5% a

eccezione di Enel Trade che ha il 20%. Sotto il profilo territoriale si osserva una maggiore concentrazione rispetto alla rete di distribuzione, con Eni presente su tutto il territorio nazionale e una minore incidenza delle altre numerose imprese, poche delle quali operative su scala nazionale.

Vendita ai clienti finali:

tassi di *switching* e prezzi di fornitura

Una rappresentazione sintetica dell'evoluzione competitiva del mercato è espressa anche dall'intensità con la quale i clienti gas fanno ricorso a forniture alternative a quella dell'operatore più importante nel mercato (*incumbent* nazionale o locale, in precedenza integrato con le reti di trasporto o di distribuzione), il cosiddetto tasso di *switching*. I dati relativi al numero di consumatori che hanno cambiato fornitore almeno una volta tra la data di avvio formale del processo di liberalizzazione (entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, 21 giugno 2000) e l'1 giugno 2005, sono stati raccolti dall'Autorità attraverso una specifica indagine, descritta in dettaglio più avanti nel Capitolo. Gli esiti dell'indagine mostrano comunque come il tasso di *switching* dipenda dalla dimensione dei consumatori.

Per comprendere la situazione del mercato della vendita del gas risulta interessante, infine, analizzare i prezzi medi di fornitura praticati ai clienti finali suddivisi per classi di consumo. I dati mostrano come la variabilità dei prezzi tenda a diminuire all'aumentare delle classi di consumo, risultando minima per consumi superiori ai 200 M(m³)/anno. Per bassi consumi (inferiori a 500 m³/anno) si riscontrano prezzi medi più elevati, che si rivelano anche molto diversificati tra i principali venditori considerati.

Più in generale si riscontra che le classi soggette a tutela regolatoria (consumi inferiori a 200.000 m³/anno), pur risultando sostanzialmente allineate alle condizioni economiche fissate dal regolatore, mostrano una variabilità di prezzo nettamente su-

periore a quella delle classi successive, che sono soggette a libero mercato. Ciò è naturalmente imputabile alle differenze nei costi di rete, in particolare alla variabilità delle tariffe di distribuzione e alla progressiva riduzione dell'incidenza dei corrispettivi fissi al crescere dei volumi. Dai dati si rileva anche una variabilità più accentuata (rispetto alla classe di consumo che segue e precede) per la classe di consumo tra 200.000 e 2 M(m³)/anno; le differenze tra i prezzi offerti dai principali operatori sono riconducibili, oltre che alla varietà dei profili di prelievo dei clienti compresi in questa classe, anche agli spazi di azione commerciale connessi, per esempio, con la durata del contratto, con il rinnovo tacito, con la possibilità di recesso anticipato, con la possibilità di rinegoziazione delle condizioni contrattuali. Tende inoltre ad affermarsi, seppure in misura limitata, una certa differenziazione del servizio da parte delle imprese che propongono combinazioni innovative di prezzo (introduzione di *bonus*, premi di attivazione, fedeltà e regolarità nei pagamenti, prepagato, offerta *dual fuel* ecc.) e/o servizi offerti (sportello *on line*, numero verde anche per la gestione dei contratti, monitoraggio dei consumi *on line*, consulenza per l'ottimizzazione energetica ecc.) che possono incidere, in misura variabile a seconda dei casi, sulla determinazione del prezzo finale.

Una situazione diversa caratterizza invece i segmenti relativi ai grandi consumatori (oltre i 2 M(m³)/anno), ove la bassa variabilità dei prezzi si associa alla maggiore concentrazione del mercato: pochi operatori, ciascuno con quote elevate. Ciò può essere il risultato, ancora una volta, delle scelte strategiche attuate dall'operatore più importante che si concentra in questo segmento nel quale detiene quote di mercato quasi sempre superiori al 50%, lasciando agli altri operatori la possibilità di soddisfare buona parte della domanda per le classi di consumo inferiori. Tale scelta strategica è anche dipendente dai tetti *antitrust* che pongono all'*incumbent* limiti all'attività di vendita: costretto ad abbandonare quote di mer-

cato, esso ha lasciato meno presidiati alcuni segmenti del mercato. Questi spazi sono quindi stati occupati da altre imprese che agiscono con logiche commerciali differenziate, in termini di prezzo e pacchetti offerti, sfruttando anche i margini originati dalla riduzione delle tariffe di trasporto e stoccaggio operata dagli interventi regolatori.

Sembrerebbe quindi emergere con evidenza, anche dall'esame dei prezzi medi, come solo per il settore industriale si possa riscontrare una presenza significativa di offerte variegiate dal punto di vista commerciale; per le categorie di consumo inferiore, allacciate alle reti di distribuzione, prevalgono invece offerte meno concorrenziali, generalmente allineate a quelle fissate dall'Autorità.

Conclusioni

In conclusione, il mercato risulta contraddistinto, da un lato, dalla predominanza dell'operatore dominante in tutte le fasi della filiera e in particolare in quella dell'approvvigionamento, dall'altro da una struttura di offerta frammentata ed essenzialmente a carattere locale. La struttura di mercato è segmentata territorialmente, con operatori orientati principalmente al consolidamento delle proprie posizioni a livello locale e che nella maggior parte dei casi appartengono allo stesso gruppo industriale del gestore della rete di distribuzione, ponendo ulteriori difficoltà all'entrata per i nuovi operatori. Tutto ciò è confermato dai bassi tassi di *switching* dei clienti allacciati a tali reti e dalla scarsità di politiche commerciali destinate a tale segmento di clientela, con condizioni di prezzo allineate a quelle stabilite dall'Autorità. Gli operatori nuovi entranti hanno concentrato la loro attività (con disponibilità di gas comunque limitate) sui clienti medio grandi, per i quali si assiste al processo di diversificazione commerciale, mentre per le categorie di consumo elevate l'operatore più importante determina il prezzo di riferimento del mercato, avvalendosi anche degli indubbi vantaggi che possiede nella fase *upstream*.

Tassi di switching dei consumatori finali

Un indicatore significativo del grado di evoluzione competitiva del mercato è espresso dall'intensità con la quale i clienti finali di gas fanno ricorso a forniture alternative rispetto a quelle garantite dall'operatore preesistente (*incumbent* a livello nazionale o locale, in precedenza integrato con le reti di trasporto o di distribuzione). Tale indicatore, già oggetto di monitoraggio sistematico da parte sia dei regolatori internazionali, in particolare quelli anglo-americani, sia delle istituzioni dell'Unione europea, consente di sintetizzare il grado di effettiva possibilità per il cliente finale di beneficiare di offerte alternative sul mercato.

Anche l'Autorità si è attivata in questo ambito, attraverso una specifica indagine rivolta ai gestori delle reti di trasporto e distri-

buzione, raccogliendo dati relativi al numero di consumatori che hanno cambiato fornitore, almeno una volta, tra la data di avvio formale del processo di liberalizzazione (entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, 21 giugno 2000) e l'1 giugno 2005, nonché i relativi volumi. Nello specifico l'indagine è stata condotta classificando i clienti finali in base a due precise caratteristiche: l'area territoriale di ubicazione⁷ e la classe di consumo annuo (distinguendo tra piccoli, medi e grandi clienti).

Nella tavola 3.17 sono riportati gli esiti dell'indagine. In particolare sono riportate le percentuali di consumatori che hanno cambiato fornitore (tassi di *switching*), con riferimento ai punti di riconsegna attivi all'1 giugno 2005⁸ e alle quantità di gas ivi erogate annualmente.

Dall'esame dei dati raccolti è stato possibile evidenziare alcuni im-

TAV. 3.17

Situazione cambi di fornitore al 1° giugno 2005

AREA DI USCITA DALLA RETE NAZIONALE	NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA ATTIVI AL 1° GIUGNO 2005 OGGETTO DI CAMBIO FORNITORE ^(A)				QUANTITÀ EROGATE ANNUALMENTE (m ³) OGGETTO DI CAMBIO FORNITORE ^(B)			
	< 5.000 m ³ /anno	> 5.000 e < 200.000 m ³ /anno	> 200.000 m ³ /anno	Totale	< 5.000 m ³ /anno	> 5.000 e < 200.000 m ³ /anno	> 200.000 m ³ /anno	Totale
A Friuli Venezia Giulia	1,25%	9,48%	31,71%	1,53%	1,47%	13,78%	24,46%	18,01%
B Trentino Alto Adige e Veneto	0,30%	2,96%	15,87%	0,42%	0,39%	4,83%	31,13%	17,58%
C Lombardia Orientale	0,21%	1,48%	18,48%	0,27%	0,25%	3,64%	26,78%	13,91%
D Lombardia Occidentale	1,12%	3,66%	28,67%	1,23%	1,03%	7,72%	44,98%	28,87%
E1 Nord Piemonte	0,11%	1,97%	17,97%	0,19%	0,15%	3,37%	49,36%	29,02%
E2 Sud Piemonte e Liguria	1,11%	8,13%	24,42%	1,31%	1,65%	13,33%	77,72%	58,72%
F Emilia e Liguria	1,63%	4,26%	22,44%	1,74%	1,66%	5,93%	56,59%	32,63%
G Basso Veneto	0,97%	4,98%	15,87%	1,12%	0,92%	6,92%	71,41%	58,85%
H Toscana e Lazio	0,54%	4,29%	21,34%	0,63%	0,61%	7,42%	50,62%	37,47%
I Romagna	0,05%	1,35%	23,44%	0,11%	0,06%	3,45%	53,42%	40,86%
L Umbria e Marche	0,19%	2,01%	16,14%	0,24%	0,30%	2,91%	53,02%	35,58%
M Marche e Abruzzo	1,74%	5,61%	30,30%	1,82%	1,57%	7,31%	39,53%	27,93%
N Lazio	0,08%	3,59%	16,78%	0,15%	0,16%	5,56%	32,25%	13,30%
O Basilicata e Puglia	0,10%	1,06%	21,48%	0,11%	0,13%	2,25%	19,53%	13,15%
P Campania	0,11%	4,06%	24,68%	0,15%	0,19%	4,94%	34,83%	22,98%
Q Calabria	0,00%	0,74%	12,96%	0,01%	0,01%	1,25%	88,38%	73,70%
R Sicilia	0,08%	0,02%	25,95%	0,08%	0,08%	0,40%	66,26%	57,68%
TOTALI	0,64%	3,57%	22,16%	0,73%	0,76%	6,28%	52,67%	35,58%

A) Si intendono i punti di riconsegna verso clienti finali (clienti diretti) che hanno cambiato fornitore tra l'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00 (21 giugno 2000) e il 1° giugno 2005. Sono esclusi i mutamenti dovuti a trasformazioni societarie del venditore.

B) Si intendono le quantità erogate in un intero anno termico, con riferimento ai dati disponibili più aggiornati (ove possibile, l'anno termico 2003-2004).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

⁷ Aree di uscita dalla rete di trasporto nazionale, come definite dalla delibera dell'Autorità 14 luglio 2004, n. 113.

⁸ Punti in cui avviene l'erogazione del gas naturale presso i consumatori finali allacciati alle reti di trasporto o distribuzione. I dati si riferiscono a una popolazione di 16,7 milioni di clienti finali aventi consumi complessivi pari a circa 70 G(m³).

portanti fattori distintivi che caratterizzano le diverse categorie di clienti finali. Per quelli di piccole dimensioni (con consumi inferiori a 5.000 m³/anno), a livello nazionale si presenta una scarsa diffusione del fenomeno di cambio del fornitore, che interessa solo lo 0,6% di tale categoria (0,8% in termini di volumi di gas). Va tuttavia rilevato che, rispetto al dato nazionale, nelle regioni del Centro-Nord, oltre a manifestarsi una dinamica complessiva più consistente, perlomeno in termini assoluti (circa 100.000 piccoli clienti hanno cambiato fornitore), vi è il caso delle grandi aree urbane (Milano, Genova e Bologna), caratterizzate da una campagna di acquisizione di circa 30.000 clienti domestici (riconducibile principalmente a Enel Gas). In altre zone sono essenzialmente gli operatori locali che contribuiscono a movimentare i cambi di fornitura, anche se tale attività risulta, a parte qualche eccezione, alquanto modesta. Allo stesso tempo va osservato che esistono aree del paese (principalmente al Sud, ma non solo) in cui i tassi di *switching* sono molto bassi o prossimi allo zero, mentre in alcune zone le effettive possibilità di cambiare fornitore restano puramente teoriche per la clientela, che si affida all'operatore locale tradizionale il quale rimane, pertanto, l'unico fornitore⁹.

Per clienti finali medio-grandi (con consumo annuo compreso tra 5.000 e 200.000 m³) si riscontrano tassi di *switching* lievemente più elevati, rispetto al caso precedente, ma comunque alquanto modesti: in particolare il 3,6% di tali consumatori ha cambiato fornitore. La loro incidenza, in termini di volumi di gas, è pari al 6,3% dei consumi nazionali della categoria. Anche in questo contesto, riguardo alla distribuzione territoriale del fenomeno valgono, in gran parte, le considerazioni sopra esposte rispetto ai piccoli clienti, a parte i dati desumibili per alcune aree territoriali quali Friuli Venezia Giulia e Sud Piemonte-Liguria, che evidenziano valori maggiori del doppio delle medie nazionali.

I dati mostrano per i grandi clienti finali (consumo superiore a 200.000 m³/anno) un quadro decisamente diverso. Nel periodo compreso tra il mese di giugno 2000 e il mese di giugno 2005, a livello nazionale il 22% di tali consumatori (quasi uno su quattro) ha cambiato fornitore. In termini di volumi di gas, il 53% delle quantità consumate annualmente dalla categoria è stato oggetto di cambio di fornitore, con alcune aree, quali in particolare il Sud Piemonte, la Liguria, l'Emilia e il Basso Veneto, che presentano tassi nettamente superiori a tale media. Poiché in questa categoria rientrano molti

clienti finali allacciati direttamente alle reti di trasporto (nazionale e regionale), risulta utile anche in questo caso distinguere l'analisi tra tali consumatori e quelli allacciati alle reti di distribuzione locali. Dai dati raccolti emergono differenze significative tra le due sottocategorie. In particolare i clienti allacciati alle reti di trasporto che hanno cambiato fornitore sono il 37% (57% in termini di volumi), mentre quelli allacciati alle reti di distribuzione che hanno effettuato il cambio sono il 16% (24% in termini di volumi).

Più in generale, quanto sopra esposto indica che le imprese venditrici di gas hanno concentrato l'attività di acquisizione di "nuova" clientela sui grandi consumatori (oltre 200.000 m³/anno), mentre risulta molto modesta la dinamica delle altre categorie. I cambi di fornitore, poi, benché associabili essenzialmente a vantaggi sui prezzi offerti, in realtà sono condizionati da più fenomeni.

In particolare, la scarsissima "mobilità" dei piccoli clienti finali (ovvero con consumi inferiori a 5.000 m³/anno), costituiti principalmente da famiglie, è riconducibile in buona parte ai seguenti fattori:

- il legame storico che lega tali consumatori al proprio fornitore di gas locale;
- la conoscenza incompleta delle opportunità derivanti dalla liberalizzazione;
- il contenuto impatto economico di eventuali sconti proposti data l'esiguità degli stessi, anche tenendo conto delle difficoltà a valutare l'effettiva convenienza nell'attuare il cambio fornitore e i modesti quantitativi di gas consumato;
- il temuto peggioramento della qualità del servizio con un nuovo operatore;
- la modesta disponibilità di offerte contrattuali alternative a quella dell'operatore tradizionale, dato che i nuovi venditori hanno concentrato l'offerta sui clienti aventi consumi più elevati o hanno rilevato quote di mercato attraverso l'acquisizione delle imprese di vendita.

Risultano invece meno motivati, almeno dal punto di vista economico, i bassi tassi di *switching* registrati per le utenze intermedie (comprese tra 5.000 e 200.000 m³/anno), tra le quali figurano, oltre che consumatori domestici, anche esercizi commerciali e piccole imprese industriali, quasi sempre allacciate alle reti di distribuzione locali.

In questo caso sembrano determinanti i seguenti elementi:

⁹ Caso a parte è rappresentato, per esempio, dalla legge regionale siciliana 26 marzo 2002, n. 2, *Disposizioni programmatiche e finanziarie per l'anno 2002* (art. 65), la quale ha previsto il mantenimento di soglie di idoneità di consumo diverse da quelle del decreto legislativo n. 164/00, e riferite alle dimensioni del singolo comune.

- la modesta conoscenza, da parte di tali consumatori, delle problematiche connesse con l'ottimizzazione nell'utilizzo delle fonti energetiche;
- l'irrilevante impatto degli sconti proposti, come nella classe di consumo precedente;
- la limitata disponibilità di proposte commerciali alternative a quella dell'operatore principale;
- la maggiore complessità delle procedure di accesso, da parte delle società di vendita, alle reti di distribuzione rispetto alle reti di trasporto, sulle quali sono ubicati quasi tutti i clienti della categoria in esame;
- la delicata posizione delle imprese di distribuzione, le quali sono chiamate sia a garantire l'accesso alle reti a tutte le società di vendita a parità di condizioni sia, nello stesso tempo, a rispondere agli interessi dell'azionista di riferimento; quest'ultimo, nella maggior parte dei casi, controlla anche l'impresa di vendita precedentemente integrata con la stessa impresa di distribuzione (*incumbent* locale).

Infine, come detto, si rileva l'alta dinamicità dei grandi consumatori (oltre 200.000 m³/anno). Si tratta di un risultato atteso, in ragione della forte attrattività reddituale che tali clienti esercitano sulle società di vendita, in virtù dei loro elevati volumi unitari. Le notevoli differenze nei tassi di *switching* riscontrate tra i consumatori allacciati alle reti di trasporto e quelli allacciati alle reti di distribuzione

lasciano scorgere l'influenza, anche in tale caso, delle caratteristiche delle infrastrutture e delle regole che ne disciplinano l'utilizzo. In questo senso, la maggiore dinamicità dei clienti ubicati sulle reti di trasporto risulta immediatamente riconducibile al fatto che le relative forniture implicano procedure (di accesso) più dirette, omogenee e collaudate di quelle necessarie a rifornire i consumatori ubicati sulle reti di distribuzione; infatti queste ultime, al di là dell'evoluzione del quadro regolatorio, sono articolate e differenziate in funzione del singolo gestore della rete locale¹⁰.

I risultati dell'analisi dei cambi di fornitura, verificatisi nel quinquennio successivo all'avvio del processo di liberalizzazione, hanno pertanto permesso di delineare un duplice quadro. Da una parte vi sono i clienti caratterizzati da consumi modesti (principalmente la clientela domestica) che evidenziano tassi di *switching* estremamente bassi, quasi nulli. I dati mostrano sensibili differenze territoriali evidenziando per il Centro-Nord, in media, una maggiore intensità nel processo di sostituzione del fornitore tradizionale, soprattutto in alcuni centri urbani. Dall'altra, per consumi medio-grandi, tale dinamica presenta tassi percentuali elevati in termini assoluti e superiori alla media soprattutto al Nord.

Appare determinante, in tutti i casi, un ruolo prevalentemente attivo dei consumatori finali, con una generale tendenza, per quanto riguarda le imprese di vendita, a concentrarsi sui grandi clienti, per lo più direttamente allacciati alle reti di trasporto.

La liberalizzazione nel settore del gas secondo l'indagine Energy 2005

Interessante risulta confrontare i dati appena visti dell'indagine dell'Autorità sullo *switching* con quelli emersi dall'indagine multicliente Energy 2005, realizzata da GfK-EURISKO sulla domanda di energia e gas nelle aziende italiane, alla quale l'Autorità ha partecipato. L'indagine è stata condotta su un campione rappresentativo dell'intera clientela nazionale non domestica (2.700 unità locali delle imprese italiane a livello nazionale), stratificato per area geografica, settore merceologico e classe di addetti. Scopo dell'indagine era fornire una fotografia della conoscenza della liberalizzazione del mercato energetico ed esaminare il com-

portamento dei clienti di fronte a essa.

Per quanto riguarda il primo obiettivo, il settore del gas presenta una situazione dalle caratteristiche simili a quanto rilevato nel mercato elettrico: il 63% è a conoscenza degli sviluppi occorsi nel mercato del gas, con una maggior consapevolezza da parte delle unità locali con consumi superiori a 10.000 m³/annui. Rispetto al settore elettrico, è più contenuta la *leadership* di un unico fornitore, soprattutto per le unità con consumi superiori a 100.000 m³/annui.

A seguito della liberalizzazione, il 4% dei clienti non domestici ha sottoscritto un nuovo contrat-

¹⁰ Si ricorda che attualmente il numero di imprese di distribuzione è superiore alle 400 unità, mentre ammonta a pochissime unità il numero delle imprese di trasporto.

TAV. 3.18

Grado di conoscenza della liberalizzazione

Percentuali di risposte alla domanda: "Lei sa che le aziende possono scegliere liberamente il proprio fornitore di gas?"

UNITÀ LOCALI CON CONSUMI ANNUI						
	Fino a 2.500 m ³	Da 2.501 a 10.000 m ³	Da 10.001 a 100.000 m ³	Da 100.001 a 500.000 m ³	Oltre 500.000 m ³	Totale
Sì, lo so	60,02	64,92	78,62	91,92	98,53	66,85
No, non lo sapevo	39,98	35,08	21,38	8,08	1,47	33,15

Fonte: Indagine multicliente Energy 2005.

TAV. 3.19

Metodo di conoscenza della liberalizzazione

Percentuali di risposte alla domanda: "Come siete venuti a conoscenza della liberalizzazione del mercato del gas?"

UNITÀ LOCALI CON CONSUMI ANNUI						
	Fino a 2.500 m ³	Da 2.501 a 10.000 m ³	Da 10.001 a 100.000 m ³	Da 100.001 a 500.000 m ³	Oltre 500.000 m ³	Totale
Comunicazione da parte del proprio fornitore di energia	7,74	1,03	2,76	2,55	5,25	4,07
Comunicazione da parte di altri fornitori di energia	2,5	6,66	10,28	13,42	21,02	7,26
Comunicazione da parte di associazioni di categoria/associazioni industriali	3,04	5,09	11,58	31,58	36,41	6,22
Dai siti Internet dei fornitori di energia elettrica	3,2	0,64	1,27	3,73	12,64	1,54
Pubblicità	33,36	35,75	39,73	33,75	13,01	39,56
Articoli sui giornali/Riviste	35,44	50,30	41,41	28,86	31,43	33,99
Passaparola	12,22	8,63	2,74	0,18	6,55	10,27
Attraverso media TG/TV	12,17	8,69	3,64	0,53	1,50	7,01

Fonte: Indagine multicliente Energy 2005.

to (la maggioranza cambiando il fornitore) motivato da condizioni contrattuali più vantaggiose e di fatto il 59% ha potuto rilevare una diminuzione della spesa percepita (in media del 13%).

Per la maggioranza dei clienti fino a ora comunque non è cambiato nulla in seguito alla liberalizzazione; la mancanza di informazione sui fornitori presenti in zona, i consumi contenuti e la soddisfazione per il fornitore attuale sono tra i principali motivi che hanno contribuito al mantenimento dello *status quo*. A essi si aggiungono una riduzione dei costi giudicata da alcuni troppo contenuta, la poca chiarezza delle condizioni contrattuali e una mancanza di contatto da parte di nuovi fornitori.

In generale i clienti non domestici sono soddisfatti dei fornitori attuali (il 23% manterrebbe l'operatore consueto anche di fronte a nuove proposte e un'analoga quota lo consiglierebbe ad altri), ed è

evidente l'esistenza di margini di crescita del mercato, con possibilità reali di sottoscrizione di nuovi contratti a favore di nuovi fornitori.

Il principale motore al cambio ovviamente è la maggior convenienza, ambita dal 91% del campione (e attesa nella misura di uno sconto medio pari al 24%). Mentre fattori che vengono indicati come altri *driver* potenzialmente determinanti nella scelta di un nuovo fornitore sono: la garanzia della qualità del servizio (37%); l'assistenza e la qualità del personale (30%); la personalizzazione del contratto (26%); la comodità di avere un unico fornitore per l'energia elettrica e per il gas (24%); la semplificazione burocratica (23%). Il servizio di distribuzione del gas viene valutato molto positivamente sia per la continuità e la flessibilità della fornitura sia per la capacità di risolvere eventuali guasti in tempi brevi.

TAV. 3.20

Comportamento di fronte alla liberalizzazione

Percentuali di risposte alla domanda: "La vostra azienda come si è comportata a fronte della liberalizzazione del mercato?"

	UNITÀ LOCALI CON CONSUMI ANNUI					Totale
	Fino a 2.500 m ³	Da 2.501 a 10.000 m ³	Da 10.001 a 100.000 m ³	Da 100.001 a 500.000 m ³	Oltre 500.000 m ³	
Ha sottoscritto un nuovo contratto con un nuovo fornitore	1,63	0,35	3,77	24,81	37,75	2,86
Ha sottoscritto un nuovo contratto con un nuovo fornitore ma poi è tornato al precedente	0	0	0	0	0,45	0
Ha sottoscritto un nuovo contratto con il vecchio fornitore	0,39	2,73	1,32	13,76	13,69	1,55
Non ha fatto nulla ha mantenuto il vecchio fornitore	97,98	96,93	94,91	61,44	48,11	95,59

Fonte: Indagine multicliente Energy 2005.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto

Il 30 settembre 2005 si è concluso il primo periodo di regolazione delle tariffe di trasporto del gas naturale. Nel marzo 2005 l'Autorità ha quindi avviato il procedimento di revisione della disciplina per la determinazione delle tariffe di trasporto che è giunto a conclusione nel mese di luglio e cioè, come di consueto, prima dell'inizio del nuovo anno termico allo scopo di permettere agli utenti del servizio la migliore pianificazione dei propri investimenti. Per la determinazione dei livelli tariffari l'Autorità ha disposto nuovi criteri e nuovi principi, anche se non sono sostanzialmente mutate la struttura e l'articolazione tariffaria, che restano basate su corrispettivi per la componente *commodity* e corrispettivi unitari per la componente *capacity* (sia per la rete nazionale, sia per quel-

la regionale) differenziata per i punti di entrata e uscita dalla rete nazionale. Le principali novità (il processo di revisione e il nuovo sistema tariffario sono descritti in dettaglio nel Capitolo 3 del secondo volume di questa *Relazione Annuale*) hanno riguardato: la valorizzazione dei costi di trasporto in controflusso; la previsione di un servizio di trasporto di tipo interrompibile; la definizione di corrispettivi specifici per il transito di gas e per il servizio di misura; la definizione di una tariffa regionale unica a livello nazionale. I nuovi livelli tariffari che si sono determinati a seguito della verifica delle proposte degli operatori sono illustrati nella tavola 3.21. La revisione della disciplina tariffaria del trasporto ha consentito, a volumi costanti di gas trasportato, una riduzione dei ricavi pari al 3,9% in termini nominali e al 5,9% in termini reali, considerando un'inflazione pari al 2%.

TAV. 3.21

**Tariffe di trasporto
e dispacciamento**Corrispettivi *commodity*;
anno termico 2005-2006Corrispettivi unitari di capacità
sulla rete nazionale;
anno termico 2005-2006;
€/anno/m³ standard/giorno

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI (€/GJ)	
CV	0,158444
CVP	0,018596

CPE – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA					
5 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione					
Mazara del Vallo	2,079495	Tarvisio	0,677268		
Gela	1,913407	Gorizia	0,418577		
Passo Gries	0,319976				
1 punto dall'impianto di rigassificazione GNL					
GNL panigaglia	0,455039				
Hub stoccaggio					
Stoccaggi Stogit/ Edison Stoccaggio	0,203371				
68 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento					
Bordolano, Casteggio, Caviaga, Cornegliano, Corte-Colombarola, Fornovo, Leno, Ovanengo, Piadena Est, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Romanengo, Settala, Soresina, Trecate	0,058425	Alfonsine, Casalborsetti, Certaldo, Correggio, Cotignola, Manara, Montenevoso, Muzza, Pomposa, Ravenna Mare, San Potito, Santerno, Scandiano, Spilamberto, Tresigallo-Sabbioncello, Vittorio V.-S. Antonio-S. Andrea	0,203649		
Calderasi-Monteverde, Ferrandina, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	0,833217	Larino, Fonte Filippo, Poggiofiorito, Reggente, S. Salvo-Capello, Santo Stefano Mare	0,596610		
Rubicone	0,162629	Falconara, Fano	0,444276		
Carassai, Cellino, Fontevecchia, Grottamare, Montecosaro, Pineto, Rapagnano, San Benedetto del Tronto, San Giorgio Mare, Settefinestre-Passatempo	0,633615	Candela, Masseria Spavento, Roseto-Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,671351		
Crotone, Hera Lacinia, Lavinia	1,604398	Bronte, Gagliano, Mazara-Lippone, Noto	1,677216		
CPU – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA					
5 punti di interconnessione con le esportazioni					
Bizzarone	1,545288	Passo Gries	1,158986		
Gorizia	0,877378	Tarvisio	0,548865		
Repubblica San Marino	0,740740				
17 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale					
Friuli Venezia Giulia	A	0,608200	Romagna	I	0,543436
Trentino Alto Adige e Veneto	B	0,764898	Umbria e Marche	L	0,431834
Lombardia Orientale	C	0,833515	Marche e Abruzzo	M	0,420930
Lombardia Occidentale	D	0,986361	Lazio	N	0,486475
Nord Piemonte	E1	1,207823	Basilicata e Puglia	O	0,595535
Sud Piemonte e Liguria	E2	0,986361	Campania	P	0,374072
Emilia e Liguria	F	0,764898	Calabria	Q	0,374072
Basso Veneto	G	0,642688	Sicilia	R	0,152610
Toscana e Lazio	H	0,653296			

TAV. 3.21 SEQUE

Tariffe di trasporto e dispacciamento

Corrispettivi unitari di capacità sulla rete regionale; anno termico 2005-2006; €/anno/m³ standard/giorno

CRr	
Comunità Montana della Valtellina di Sondrio	4,477873
Netenergy Service	0,058400
Retragas	1,810070
Snam Rete Gas	1,265192
Società Gasdotti Italia e Consorzio Frosinone	2,161763

Tariffa interrompibile di Snam Rete Gas
riduzione percentuale dei corrispettivi Cpe

CASI DI INTERROMPIBILITÀ	RIDUZIONE %
Interrompibilità annuale di primo livello per un'interruzione massima di 30 giorni con preavviso entro le ore 12:00 del giovedì della settimana precedente a quella di inizio della interruzione	10
Interrompibilità stagionale 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	10
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)	10
Interrompibilità annuale di secondo livello per un'interruzione massima di 60 giorni con preavviso entro le ore 12:00 del giovedì della settimana precedente a quella di inizio della interruzione	20
Interrompibilità stagionale 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	20

GNL

Nel corso del 2005 si è concluso anche il primo periodo di regolazione per l'utilizzo dei terminali GNL. Pure in questo caso l'Autorità ha predisposto per tempo i criteri per la formulazione delle tariffe di rigassificazione. Per la determinazione dei livelli tariffari sono stati fondamentalmente confermati i meccanismi già in vigore nel primo periodo regolatorio. In aggiunta, data la necessità di nuova capacità di rigassificazione, si è previsto il riconoscimento di un ricavo addizionale a fronte della realizzazione di nuovi investimenti, anche in corso d'opera (il processo di revisione e il nuovo sistema tariffario sono descritti in dettaglio nel Capitolo 3 del secondo volume di questa *Relazione Annuale*).

Il nuovo sistema tariffario si articola su un corrispettivo unitario associato alle capacità di rigassificazione impegnate contrattualmente, e su un corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi delle navi metaniere. A questi, si affiancano altri due corrispettivi specifici associati all'energia dei gas rigassificati. Nel caso di servizio di rigassificazione su base *spot*, cioè non continuativo, il corrispettivo di impegno è scontato del 30%.

Alla fine di settembre 2005 l'Autorità ha determinato d'ufficio i li-

velli tariffari per il servizio di rigassificazione per l'anno termico 2005-2006 (Tav. 3.22 e Tav. 3.23) a seguito del rigetto della proposta tariffaria di GNL Italia, l'unico operatore della rigassificazione attualmente operante. Le tariffe approvate sono mediamente inferiori del 21% rispetto a quelle precedentemente in vigore. Infatti, sulla base delle nuove tariffe, il costo medio di rigassificazione passa dai 0,8494 c€/m³ del 2004-2005 ai 0,6711 c€/m³ del 2005-2006.

Stoccaggio

Il 31 marzo 2006 si è concluso anche il primo periodo di regolazione tariffaria dello stoccaggio. Il processo di revisione dei criteri per la formulazione delle tariffe di stoccaggio è terminato il 3 marzo 2006, quando l'Autorità ha fissato la nuova disciplina tariffaria per questo servizio (il processo di revisione e il nuovo sistema tariffario sono descritti in dettaglio nel Capitolo 3 del secondo volume di questa *Relazione Annuale*). Sono stati previsti una tariffa unica nazionale (contemperata da un sistema di perequazione per garantire agli operatori il recupero dei ricavi derivanti da costi territorialmente differenti) e un sistema di incentivi per favorire la realizzazione di nuova capacità di stoccag-

TAV. 3.22

**Tariffa di rigassificazione
per il servizio continuativo
per l'utilizzo del terminale di
Panigaglia di GNL Italia**

Anno termico 2005-2006

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (€/m ³ liquido)	2,814806
Corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi	Cna (€/approdo)	17.477,786218
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	CVL (€/GJ) CVLP (€/GJ)	0,036556 0,004424
Quota percentuale a copertura dei consumi e delle perdite corrisposte dall'utente del terminale	per m ³ consegnato	2%

TAV. 3.23

**Tariffa di rigassificazione
per il servizio su base *spot*
per l'utilizzo del terminale di
Panigaglia di GNL Italia**

Anno termico 2005-2006

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (€/m ³ liquido)	1,970364
Corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi	Cna (€/approdo)	17.477,786218
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	CVL (€/GJ) CVLP (€/GJ)	0,036556 0,004424
Quota percentuale a copertura dei consumi e delle perdite corrisposte dall'utente del terminale	per m ³ consegnato	2%

TAV. 3.24

**Corrispettivi unici
di stoccaggio facenti
parte della tariffa**

CORRISPETTIVI	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio fS	0,155673 (€/GJ/anno)
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione fPI	9,503475 (€/GJ/giorno)
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione fPE	11,295975 (€/GJ/giorno)
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas CVS	0,102119 (€/GJ)
Corrispettivo unitario di stoccaggio strategico fD	0,156773 (€/GJ/anno)

TAV. 3.25

**Prezzi medi di vendita
al netto delle imposte
sul mercato finale
c€/m³**

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2004	2005	VAR. %
Mercato tutelato			
Consumi inferiori a 5.000 m ³	35,32	37,01	4,8
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m ³	30,44	32,12	5,5
Consumi superiori a 200.000 m ³	27,04	29,39	8,7
MEDIA MERCATO TUTELATO	33,65	35,35	5,0
Mercato libero			
Consumi inferiori a 5.000 m ³	32,99	31,95	-3,2
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m ³	27,24	29,75	9,2
Consumi superiori a 200.000 m ³	18,46	22,93	24,2
MEDIA MERCATO LIBERO	18,76	22,78	21,5

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

gio, anche a supporto di una potenziale funzione di *hub* del territorio italiano per l'Europa. Il 16 marzo 2006 l'Autorità ha fissato i corrispettivi unici nazionali per l'anno termico 2006-2007 (Tav. 3.24) a seguito della verifica dei dati, inviati dai due operatori dello stoccaggio nazionali Edison Stoccaggio e Stogit, necessari alla verifica dei corrispettivi d'impresa.

Distribuzione

A seguito del contenzioso legale con il quale le imprese avevano contestato i criteri di calcolo delle tariffe di distribuzione del gas naturale stabiliti nel settembre 2004, l'Autorità ha avviato e concluso, nel corso del 2005, un procedimento per la loro modifica. Le

nuove modalità di calcolo per il riconoscimento degli investimenti effettuati dalle imprese di distribuzione di gas naturale e di altri tipi di gas sono operative da giugno 2005. Nel primo trimestre del 2006 l'Autorità ha quindi potuto esaminare le proposte tariffarie riformulate in base ai nuovi criteri e approvare o determinare (in caso di rifiuto o mancata presentazione delle proposte) le tariffe di distribuzione per l'anno termico 2004-2005.

Ciò nonostante, le procedure per l'approvazione delle tariffe di distribuzione per gli anni termici 2004-2005 e 2005-2006 risentono del contenzioso amministrativo ancora in atto. In attesa della sua risoluzione l'Autorità ha disposto l'applicazione delle tariffe da essa approvate o fissate, salvo successivo conguaglio.

Prezzi del mercato libero

Nel 2005 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 risultato pari a 35,35 c€/m³ per i clienti nel mercato tutelato e a 22,78 c€/m³ per quelli del mercato libero. Questo è quanto emerge dalle prime elaborazioni dei dati dell'indagine 2006 dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e del gas.

Come si vede dalla tavola 3.25, i dati confermano le aspettative su andamenti e ordini di grandezza: i clienti del mercato tutelato pagano significativamente di più di quelli del mercato libero con analoghi profili di consumo; al crescere delle dimensioni dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti liberi. Risultati simili sono emersi peraltro nella recente indagine che l'Autorità ha svolto sul mercato della vendita finale (si veda il riquadro nel paragrafo dedicato al mercato finale al dettaglio).

Nelle classi soggette a tutela regolatoria il prezzo appare sostanzialmente allineato con le condizioni economiche fissate dall'Autorità (che nella media del 2005 erano pari a 34,49 c€/m³ al netto delle imposte); tuttavia i clienti più piccoli risultano pagare mediamente 37 c€/m³, contro i 32,12 c€/m³ dei clienti medi e i 29,39 c€/m³ dei clienti grandi; il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi è dunque pari a 7,62 c€/m³. Nel mercato libero i clienti di più piccole dimensioni risultano invece pagare 8,95 c€/m³ in più dei grandi, che ottengono il gas mediamente a un prezzo di 23 c€/m³.

Il confronto con gli analoghi dati del 2004 mostra una crescita del costo del gas alquanto differenziata per classi di consumo: i piccoli clienti di entrambi i mercati, tutelato e libero, sono quelli che hanno subito gli aumenti relativamente meno rilevanti; la corsa del prezzo del greggio sembrerebbe aver pesato proporzionalmente di più sui clienti medio-grandi.

Condizioni economiche di riferimento

L'andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi in permanente ascesa ha causato una nuova e marcata accelerazione delle tariffe del gas per le famiglie italiane nel corso del 2005. La dinamica dell'indice elementare del gas raccolto mensilmente dall'Istat nell'ambito del paniere di rilevazione dell'inflazione¹¹ è illustrata nella Tav. 3.26.

Nella prima parte del 2004, il prezzo del gas per le famiglie italiane ha invertito il *trend* di ascesa che aveva mantenuto per tutto l'anno precedente, registrando diversi cali; la riduzione si è poi interrotta a partire dal mese di ottobre 2004, dal quale si sono registrati ripetuti aumenti consecutivi che hanno condotto il tasso tendenziale oltre il 10% alla fine del 2005.

In media d'anno, il prezzo del gas ha registrato nel 2005 una va-

riazione complessiva pari al 7,6%. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è cresciuto dell'1,8%, la dinamica del gas ha segnato un incremento in termini reali del 5,6%.

Il confronto con gli altri principali paesi europei (Fig. 3.12) mostra che la forte ascesa del prezzo del gas in Italia dello scorso anno non è stata un fenomeno isolato. A fronte di una variazione del prezzo del petrolio Brent del 42% nel 2005 (riprodotta per memoria nel grafico), si nota come l'Italia sia il paese che è riuscito a contenere l'incremento del prezzo del gas al valore più basso (7,6%), nettamente inferiore alla media dei paesi europei (10,6%). Francia e Spagna hanno registrato variazioni di simile entità (rispettivamente pari al 7,9% e all'8,6%), mentre aumenti superiori al 10% si sono realizzati in Germania e Regno Unito.

TAV. 3.26

Indici mensili Istat dei prezzi del gas

Numeri indice 1995=100
e variazioni percentuali

MESI	2004				2005			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2004- 2003	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2004- 2003	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2005- 2004	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2005- 2004
Gennaio	128,7	4,3	104,5	2,1	132,6	3,0	105,9	1,4
Febbraio	127,6	2,4	103,2	0,1	132,8	4,1	105,7	2,4
Marzo	127,3	1,8	102,9	-0,2	133,2	4,6	105,7	2,7
Aprile	127,3	-0,7	102,7	-2,8	134,7	5,8	106,7	3,9
Maggio	127,3	-0,9	102,3	-3,0	134,8	5,9	106,5	4,1
Giugno	127,1	-1,0	102,0	-3,2	134,8	6,1	106,4	4,3
Luglio	126,9	-1,3	101,8	-3,5	138,9	9,5	109,3	7,4
Agosto	126,9	-1,2	101,5	-3,4	138,9	9,5	109,1	7,5
Settembre	127,2	-1,2	101,8	-3,2	139,3	9,5	109,4	7,5
Ottobre	128,1	-0,5	102,5	-2,4	142,0	10,9	111,4	8,7
Novembre	129,1	0,2	103,2	-1,5	143,5	11,2	112,5	9,0
Dicembre	129,6	0,5	103,5	-1,3	143,6	10,8	112,5	8,6
Media annua	127,8	0,2	102,7	-1,9	137,4	7,6	108,4	5,6

A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

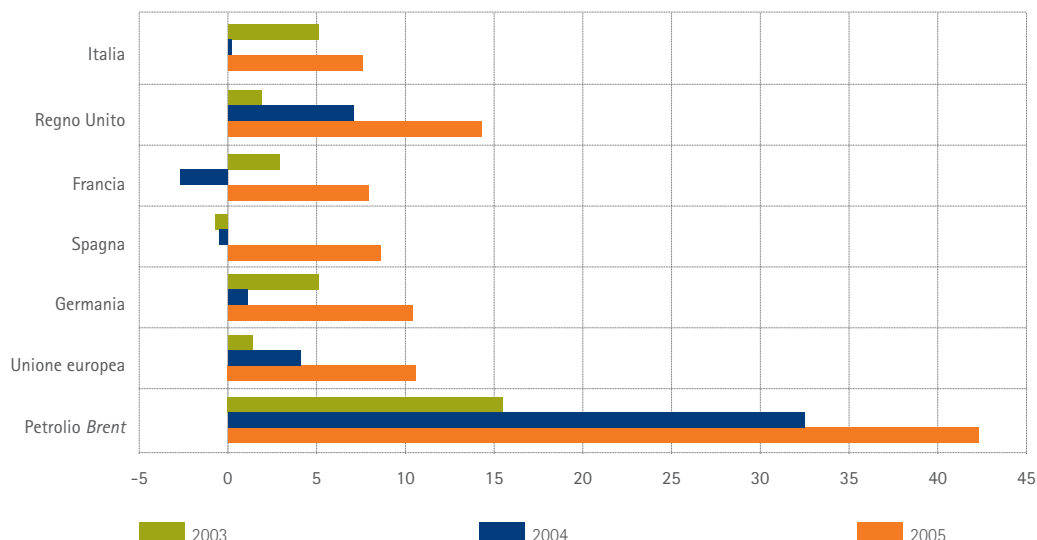
Fonte: Elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - indici nazionali.

¹¹ Più precisamente, nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva il prezzo del gas (che comprende il gas impiegato per riscaldamento, per cottura cibi e produzione di acqua calda, distribuito a mezzo rete urbana o bombole) all'interno della categoria della "spesa per l'abitazione". Il peso dell'indice elementare del gas nel paniere al netto dei tabacchi è pari all'1,9%.

FIG. 3.12

Variazioni dei prezzi del gas nei principali paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente



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

Tariffa media nazionale di riferimento del gas

Gli andamenti registrati dall'Istat trovano una sostanziale conferma nella tariffa media nazionale di riferimento pubblicata dall'Autorità riguardo ai piccoli consumatori che utilizzano meno di 200.000 m³ all'anno (Fig. 3.13). Si tratta delle cosiddette condizioni economiche di riferimento, definite dalla delibera 4 dicembre 2003, n. 138, che dall'1 gennaio 2004 le società di vendita devono obbligatoriamente offrire, accanto a eventuali altre proprie condizioni, ai piccoli consumatori del commercio, dell'artigianato e alle famiglie.

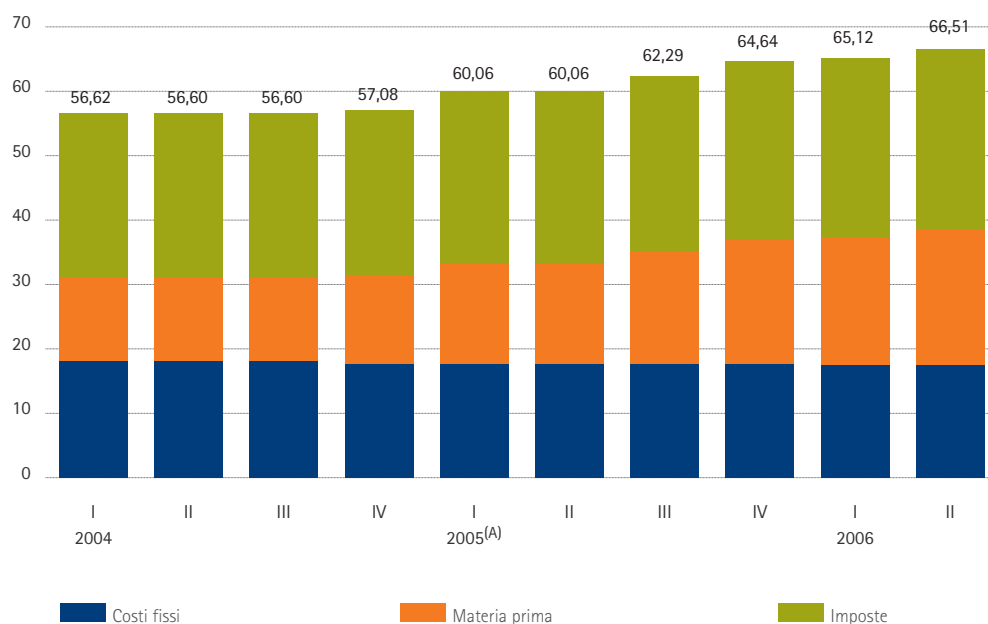
Nei primi tre trimestri del 2004 l'impatto dei rincari petroliferi è stato calmierato dal meccanismo di indicizzazione grazie al quale il valore della componente materia prima (la componente QE) ha mantenuto un andamento stabile o in lieve discesa. La sensibile risalita di questa componente nell'ultimo trimestre dell'anno è stata parzialmente controbilanciata sul valore della tariffa totale dalla contemporanea riduzione che si è avuta nella componente a copertura dei costi di distribuzione sulle reti locali e cittadine (inclusa nella voce dei costi fissi). Risale ad allora, infatti, il provvedimento dell'Autorità che ha definito i criteri per la formulazione delle tariffe di distribuzione del gas per il secondo periodo regolatorio, 1 ottobre 2004 – 30 settembre 2008. Per effetto dei provvedimenti, la componente della distribuzione è scesa, nella tariffa di riferimento media nazionale, da 8,04 a 7,53 c€/m³, riducendo la propria incidenza sulla tariffa finale del gas al 13,2%. Il 2005 si è poi aperto

con un nuovo e sensibile incremento tariffario dovuto al costo del petrolio e all'aumento delle imposte che gravano sul gas.

Al fine di attenuare le spinte delle quotazioni petrolifere sulla tariffa complessiva, l'Autorità era intervenuta mettendo a punto, alla fine del 2004, un nuovo meccanismo di indicizzazione della componente materia prima, definito dalla delibera 29 dicembre 2004, n. 248. Esso aveva permesso di contenere la risalita della componente QE nel primo trimestre dell'anno a 14,63 c€/m³ e, di conseguenza, anche la crescita della tariffa complessiva a 59,09 c€/m³. A seguito della sospensione della delibera n. 248/04 da parte del TAR, nel secondo trimestre 2005 il valore della componente materia prima è stato ricalcolato (con valore retroattivo al primo trimestre 2005) secondo il vecchio metodo di aggiornamento (previsto dalla delibera 29 novembre 2002, n. 195), ed è quindi salito a 15,44 c€/m³. La tariffa complessiva è passata, di conseguenza, a 60,06 c€/m³, valore rimasto invariato nel secondo trimestre dell'anno. A partire dal terzo trimestre del 2005, il perdurare della corsa delle quotazioni petrolifere internazionali ha condotto la tariffa a registrare ripetuti e consistenti aumenti a seguito dei quali ha raggiunto nel secondo trimestre 2006 il valore di 66,51 c€/m³. È opportuno sottolineare che tali rialzi sarebbero stati ancor più consistenti se l'Autorità non avesse applicato, come ha fatto a partire dal primo trimestre 2006, il meccanismo di indicizzazione della componente QE definito dalla delibera n. 248/04, il cui contenzioso legale si è parzialmente risolto a par-

FIG. 3.13

Composizione della tariffa media nazionale di riferimento del gas naturale negli ultimi due anni
c€/m³



A) Il valore del primo trimestre 2005 è stato ricalcolato (in base alla metodologia prevista dalla delibera n. 195/02) e modificato retroattivamente in occasione dell'aggiornamento tariffario per il secondo trimestre.

tire dalla fine dello scorso anno.

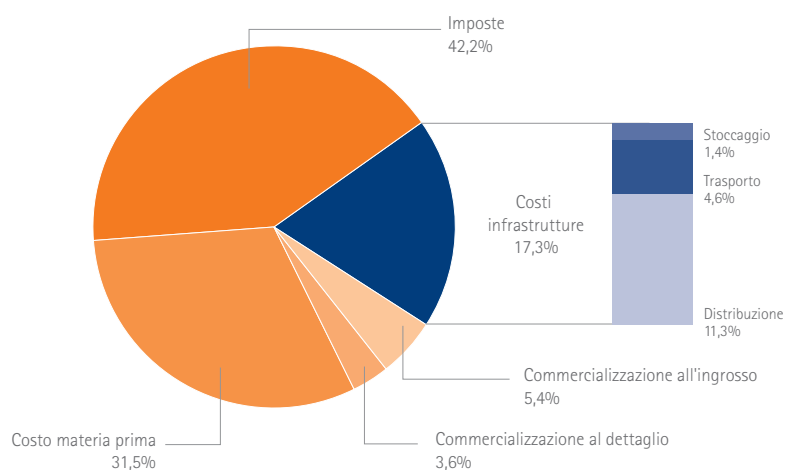
All'1 aprile 2006 la tariffa media nazionale di riferimento (Fig. 3.14) risulta composta per il 58% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 42% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (imposta di consumo, addizionale regionale e IVA). Il costo della materia prima incide sul valore complessivo della tariffa per oltre un terzo (31,5%), i costi di commercializzazione per

il 9% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 17%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione; la componente Cd incide infatti per l'11,3% sulla tariffa complessiva, mentre quella a copertura dei costi di trasporto raggiunge quasi il 5% e la componente per lo stoccaggio è pari all'1,4%.

FIG. 3.14

Composizione percentuale della tariffa media nazionale di riferimento del gas naturale al 1° aprile 2006

Tariffa di riferimento per consumi inferiori a 200.000 m³ annui; c€/m³



La tavola 3.27 mostra i valori delle accise e delle aliquote IVA in vigore per l'anno 2006, invariati rispetto al 2005, determinati per l'anno in corso nell'ambito della legge finanziaria per il 2006 (art. 1, comma 115, legge 23 dicembre 2005, n. 266). Nella tavola compare ancora la distinzione tariffaria per tipologia d'uso del gas

perché l'art. 2 del decreto legge 28 dicembre 2001, n. 452, convertito con modificazioni dalla legge 27 febbraio 2002, n. 16, ne ha prorogato la validità, seppure ai soli fini fiscali, fino alla revisione organica del regime tributario del settore.

TAV. 3.27

Imposte sul gas
c€/m³ per le accise
e aliquote percentuali per l'IVA,
in vigore nel 2005

TARIFFA	T1 COTTURA E ACQUA CALDA	T2 RISCALDAMENTO INDIVIDUALE	T3 RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	T4 USI INDUSTRIALI
USO				
IMPOSTE		<250 m ³ /a	>250 m ³ /a	
Imposta di consumo				
Normale	4,48491	7,88526	17,33074	17,33074
Località ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,86516	3,86516	12,42182	12,42182
Addizionale regionale^(B)				
Piemonte	2,2425	2,5800	2,5800	2,5800
Veneto	0,5165	0,5165	1,2911	1,2911
Liguria ^(C)	2,2425	2,5800	2,5800	2,5800
Emilia Romagna	2,2425	3,09874	3,09874	3,09874
Toscana	2,0000	2,0000	2,6000	2,6000
Umbria	0,5200	0,5200	0,5200	0,5200
Marche	1,5500	1,5500	1,5500	1,5500
Lazio	2,2425 ^(D)	3,09874 ^(D)	3,1000	3,1000
Abruzzo	1,9326	1,9326	2,582 ^(E)	2,582 ^(E)
Molise ^(F)	1,5000	1,5000	1,5000	1,5000
Campania	1,93258	1,93258	3,1000	3,1000
Puglia	1,93258	1,93258	2,5800	2,5800
Basilicata	1,93258	1,93258	2,5800	2,5800
Calabria	1,93258	1,93258	2,58228	2,58228
Aliquota IVA (%)	10	20	20	20

A) Si tratta delle regioni: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna; delle province di: Frosinone, Latina; di alcuni comuni della provincia di Roma compresi nel comprensorio di bonifica di Latina; di comuni della provincia di Rieti compresi nell'ex circondario di Cittaducale; di alcuni comuni della provincia di Ascoli Piceno inclusi nel territorio di bonifica del Tronto; delle Isole d'Elba, del Giglio e Capraia.

B) Le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a zero; la Regione Lombardia, invece, l'ha abolita dal 2002 (art. 1, comma 10, legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27).

C) Per le tariffe T1, T2 e T3 aliquota invariata e ridotta a 1,55 per i comuni appartenenti alla fascia climatica "E" e a 1,03 per quelli nella fascia "F".

D) Aliquota ridotta a 1,93258 nelle località che ricadono nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno.

E) Aliquota pari a 1,033 nelle località che ricadono nella fasce climatiche "E" e "F".

F) Aliquota pari a 2,8 nelle località che ricadono nella fascia climatica "C"; pari a 2,1 nella fascia climatica "D" e pari a 0,8 nella fascia climatica "F".

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

Nel 2005 sono proseguite le attività di rilevazione dei dati sulla qualità del servizio erogato ai clienti finali per valutare l'attuazione da parte degli esercenti di quanto previsto dal Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas (approvato con la delibera 29 settembre 2004, n. 168).

In particolare, sulla base dei dati comunicati dagli esercenti e confrontando i dati relativi al biennio 2004-2005, si può affermare che:

- l'ispezione programmata delle reti ha interessato una percentuale significativamente maggiore dei livelli minimi stabiliti dall'Autorità, con un leggero aumento nel 2005 della percentuale di rete ispezionata in bassa pressione e una lieve diminuzione di quella ispezionata in media/alta pressione, attestandosi entrambe intorno al 40% (Fig. 3.15);

- si conferma il *trend* di miglioramento della tempestività riguardante il pronto intervento, a fronte di un ulteriore aumento rispetto all'anno 2004 del numero di chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione (Fig. 3.16).

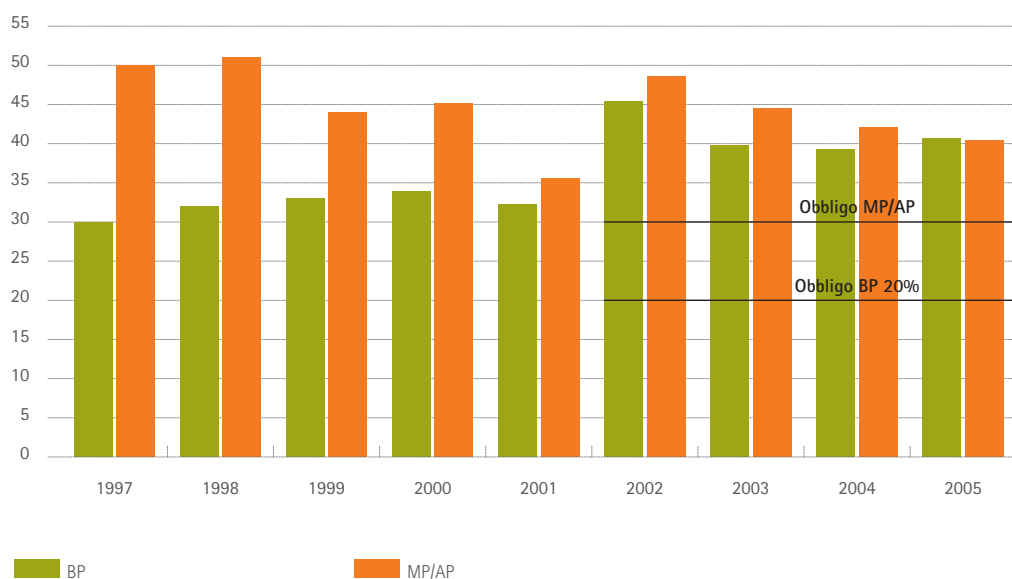
La tavola 3.29 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento per l'anno 2005 relative ai grandi esercenti.

Le tavole 3.30 e 3.31 forniscono il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete e di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2005 relative ai grandi distributori.

La tavola 3.32 fornisce il riepilogo generale delle attività di protezione catodica relativa ai grandi esercenti per l'anno 2005.

FIG. 3.15

Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2005

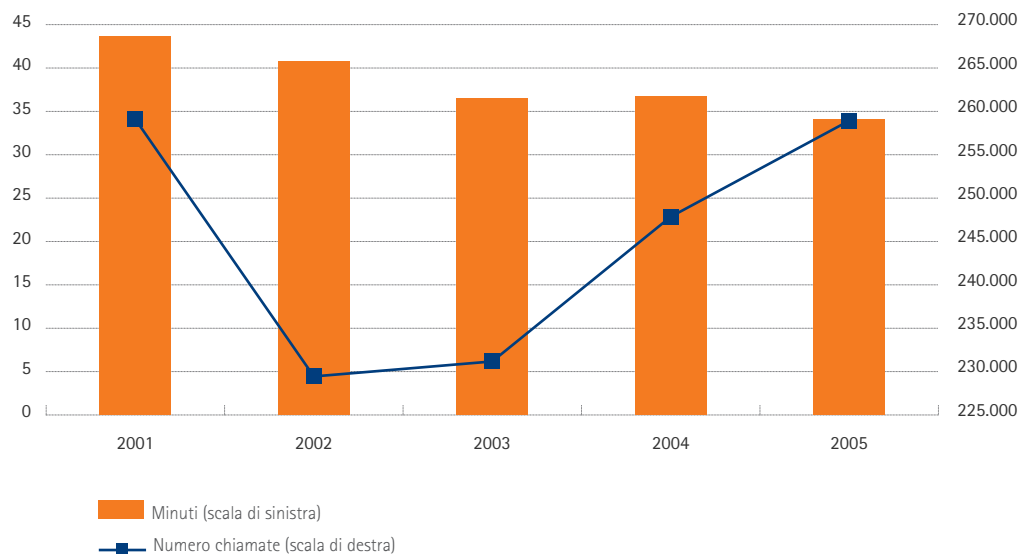


Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

FIG. 3.16

Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione

Anni 2001-2005; tempo medio effettivo (in minuti) e numero di chiamate



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

TAV. 3.28

Dispersioni suddivise per tipologia

Anno 2005

LOCALIZZAZIONE	NUMERO DISPERSIONI LOCALIZZATE A SEGUITO DI ISPEZIONI PROGRAMMATE					NUMERO DISPERSIONI LOCALIZZATE A SEGUITO DI SEGNALAZIONI DI TERZI					TOTALE
	A1	A2	B	C	TOTALE	A1	A2	B	C	TOTALE	
Su rete	1.254	1.120	1.345	1.581	5.300	4.186	1.422	957	735	7.300	12.600
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	180	253	526	613	1.572	3.791	2.434	1.852	1.734	9.811	11.383
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	689	126	164	2.391	3.370	13.113	6.655	6.530	16.064	42.362	45.732
Su gruppo di misura	126	82	109	349	666	25.665	10.125	5.965	18.952	60.707	61.373
TOTALE	2.249	1.581	2.144	4.934	10.908	46.755	20.636	15.304	37.485	120.180	131.088

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

TAV. 3.29

**Pronto intervento
dei grandi esercenti
nel 2005**

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	4.600.000	68.462	14,9	6.185	1,34	74.647
Enel Rete Gas	1.955.189	29.909	15,3	1.590	0,81	31.499
Hera	956.305	14.910	15,6	392	0,41	15.302
Aem Distribuzione Gas e Calore	851.270	16.357	19,2	528	0,62	16.885
Napoletana Gas	684.303	14.634	21,4	187	0,27	14.821
Italcogim Reti	573.366	8.083	14,1	262	0,46	8.345
Azienda Energia e Servizi	461.446	6.100	13,2	1.054	2,28	7.154
Enia	365.392	6.038	16,5	249	0,68	6.287
Fiorentina Gas	326.251	5.895	18,1	493	1,51	6.388
Azienda Mediterranea Gas e Acqua	325.587	4.912	15,1	15	0,05	4.927
Ascopiave	300.970	2.291	7,6	340	1,13	2.631
Toscana Gas	258.724	3.142	12,1	186	0,72	3.328
AcegasAps	255.937	1.757	6,9	397	1,55	2.154
Asm Brescia	239.066	1.513	6,3	510	2,13	2.023
Siciliana Gas	217.316	4.121	19,0	447	2,06	4.568
Arcalgas Progetti	215.137	1.924	8,9	-	0,00	1.924
Consiag Reti	164.148	1.446	8,8	141	0,86	1.587
Thüga Padana	155.286	1.331	8,6	152	0,98	1.483
SGR Reti	151.768	1.215	8,0	382	2,52	1.597
Thüga Mediterranea	136.332	1.504	11,0	88	0,65	1.592
Amg Energia	130.264	4.811	36,9	782	6,00	5.593
Agsm Rete Gas	129.145	2.409	18,7	638	4,94	3.047
Edison DG	128.777	1.977	15,4	136	1,06	2.113
Trentino Servizi	114.527	220	1,9	88	0,77	308
G.E.I. Gestione Energetica impianti	110.648	983	8,9	81	0,73	1.064
Azienda Municipale del Gas Bari	109.760	1.658	15,1	-	0,00	1.658
Erogasmet	105.108	2.490	23,7	8	0,08	2.498
Acam Gas	104.550	1.787	17,1	723	6,92	2.510
Thüga Laghi	103.312	1.470	14,2	174	1,68	1.644
TOTALE	14.229.884	213.349	15,0	16.228	1,1	229.577

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

TAV. 3.30

Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2005

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE DELLA RETE IN km ^(A)	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA IN km	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE DELLA RETE IN km ^(A)	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA IN km	% RETE ISPEZIONATA
Società Italiana per il Gas	24.029	7.744	32,2	17.058	6.498	38,1
Enel Rete Gas	17.308	8.197	47,4	10.932	5.143	47,0
Hera	4.394	1.402	31,9	7.870	2.442	31,0
Aem Distribuzione Gas e Calore	2.459	1.703	69,3	493	483	98,0
Napoletana Gas	3.258	1.166	35,8	1.427	488	34,2
Italcogim Reti	4.331	1.939	44,8	2.921	1.440	49,3
Azienda Energia e Servizi	1.131	507	44,8	180	85	47,2
Enia	2.692	1.497	55,6	2.548	1.554	61,0
Fiorentina Gas	1.204	564	46,9	1.420	667	47,0
Azienda Mediterranea Gas e Acqua	1.232	399	32,3	416	122	29,4
Ascopiave	4.253	1.531	36,0	2.025	779	38,5
Toscana Gas	2.221	1.583	71,3	1.086	820	75,5
AcegasAps	1.666	1.229	73,7	407	341	84,0
Asm Brescia	1.739	1.381	79,4	268	161	59,8
Siciliana Gas	1.596	350	21,9	938	297	31,7
Arcalgas Progetti	1.799	303	16,8	1.974	450	22,8
Consiag Reti	899	230	25,6	467	237	50,6
Thüga Padana	1.567	367	23,5	1.147	322	28,1
SGR Reti	1.215	359	29,6	1.327	427	32,2
Thüga Mediterranea	1.878	589	31,4	1.704	534	31,3
Amg Energia	482	482	100,0	182	187	102,7
Agsm Rete Gas	820	638	77,9	286	229	80,0
Edison DG	1.254	872	69,5	965	524	54,3
Trentino Servizi	1.026	376	36,6	400	201	50,1
G.E.I. Gestione Energetica impianti	1.370	469	34,2	543	169	31,2
Azienda Municipale del Gas Bari	382	381	99,8	104	101	97,1
Erogasmet	874	272	31,1	333	121	36,2
Acam Gas	1.115	460	41,3	317	287	90,5
Thüga Laghi	1.125	358	31,9	543	173	31,9
TOTALE	89.317	37.349	41,8	60.282	25.281	41,9

A) L'estensione della rete è comprensiva di quella degli impianti dei comuni in avviamento e degli impianti che al 31 dicembre 1999 fornivano meno di 1.000 clienti finali.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

TAV. 3.31

**Individuazione di dispersioni
nelle reti dei grandi esercenti
nel 2005**

ESERCENTE	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA RETE IN km	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA IN km	NUMERO DISPERSIONI			
				DA RETE ISPEZIONATA	PER km RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER km DA SEGNALAZIONE DI TERZI
Società Italiana per il Gas	9,19	41.087	14.242	955	0,07	26.580	0,65
Enel Rete Gas	14,75	28.239	13.339	395	0,03	12.280	0,43
Hera	12,80	12.264	3.845	296	0,08	7.674	0,63
Aem Distribuzione Gas e Calore	3,49	2.951	2.185	2021	0,92	10.612	3,60
Napoletana Gas	6,96	4.685	1.654	273	0,17	8.436	1,80
Italcogim Reti	13,37	7.252	3.379	25	0,01	3.073	0,42
Azienda Energia e Servizi	2,87	1.311	592	23	0,04	3.433	2,62
Enia	14,69	5.240	3.051	217	0,07	2.968	0,57
Fiorentina Gas	8,19	2.624	1.231	55	0,04	2.783	1,06
Azienda Mediterranea Gas e Acqua	5,10	1.648	521	841	1,61	3.875	2,35
Ascopiave	21,34	6.277	2.311	43	0,02	654	0,10
Toscana Gas	13,21	3.307	2.403	85	0,04	1.101	0,33
AcegasAps	8,18	2.073	1.570	195	0,12	753	0,36
Asm Brescia	8,52	2.007	1.541	102	0,07	662	0,33
Siciliana Gas	12,00	2.534	647	0	-	2.653	1,05
Arcalgas Progetti	18,83	3.773	753	192	0,25	1.223	0,32
Consiag Reti	8,51	1.366	467	3	0,01	417	0,31
Thüga Padana	16,58	2.714	690	1180	1,71	682	0,25
SGR Reti	17,25	2.542	786	14	0,02	660	0,26
Thüga Mediterranea	18,57	3.581	1.123	26	0,02	703	0,20
Amg Energia	5,21	663	668	7	0,01	3.648	5,50
Agsm Rete Gas	8,38	1.106	867	78	0,09	624	0,56
Edison DG	17,87	2.219	1.395	66	0,05	581	0,26
Trentino Servizi	12,86	1.427	577	7	0,01	119	0,08
G.E.I. Gestione Energetica impianti	17,80	1.913	638	20	0,03	960	0,50
Azienda Municipale del Gas Bari	4,50	486	482	108	0,22	891	1,83
Erogasmet	11,80	1.207	393	81	0,21	1.541	1,28
Acam Gas	13,80	1.432	747	171	0,23	1.197	0,84
Thüga Laghi	16,23	1.668	531	555	1,04	517	0,31
TOTALE	10,69	149.598	62.630	8.034	0,13	101.300	0,68

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

TAV. 3.32

Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2005

ESERCENTE	ESTENSIONE RETE IN km	ESTENSIONE RETE ACCIAIO IN km	ESTENSIONE RETE ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA IN km	ESTENSIONE RETE ACCIAIO NON PROTETTA IN km	% RETE ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA
Società Italiana per il Gas	41.087	33.172,0	32.912,6	259,4	99,2
Enel Rete Gas	28.239	26.679,4	26.042,4	637,0	97,6
Hera	12.264	10.409,0	10.380,4	28,6	99,7
Aem Distribuzione Gas e Calore	2.951	1.069,2	669,0	400,2	62,6
Napoletana Gas	4.685	3.655,7	3.515,9	139,8	96,2
Italcogim Reti	7.252	6.631,6	6.631,6	-	100,0
Azienda Energia e Servizi	1.311	508,8	508,8	-	100,0
Enia	5.240	5.003,1	4.665,9	337,2	93,3
Fiorentina Gas	2.624	1.724,1	1.630,2	93,9	94,6
Azienda Mediterranea Gas e Acqua	1.648	498,6	50,0	448,6	10,0
Ascopiave	6.277	6.202,1	6.202,1	-	100,0
Toscana Gas	3.307	3.225,1	2.108,2	1.117,0	65,4
AcegasAps	2.073	672,4	468,1	204,3	69,6
Asm Brescia	2.007	996,7	430,7	566,1	43,2
Siciliana Gas	2.534	2.013,4	2.013,4	-	100,0
Arcalgas Progetti	3.773	2.750,3	2.730,5	19,8	99,3
Consiag Reti	1.366	1.275,5	1.269,2	6,3	99,5
Thüga Padana	2.714	2.707,4	2.609,6	97,8	96,4
SGR Reti	2.542	2.528,0	2.528,0	-	100,0
Thüga Mediterranea	3.581	3.103,1	3.019,4	83,7	97,3
Amg Energia	663	188,7	188,7	-	100,0
Agsm Rete Gas	1.106	805,0	770,4	34,6	95,7
Edison DG	2.219	1.457,9	1.457,9	-	100,0
Trentino Servizi	1.427	1.389,6	1.389,6	-	100,0
G.E.I. Gestione Energetica impianti	1.913	1.877,8	1.877,8	-	100,0
Azienda Municipale del Gas Bari	486	472,7	258,5	214,2	54,7
Erogasmet	1.207	1.206,6	1.206,6	-	100,0
Acam Gas	1.432	1.319,4	818,7	500,7	62,0
Thüga Laghi	1.668	1.649,1	1.649,1	-	100,0
TOTALE	149.598	125.192,8	120.003,7	5.189,1	95,9

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

Servizio di distribuzione del gas naturale

Il Testo integrato della qualità dei servizi gas ha confermato con alcune modifiche e semplificazioni gli standard stabiliti dall'Autorità e il meccanismo di indennizzo automatico. Quest'ultimo ha portato nel tempo a un aumento del numero di indennizzi pagati ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard; anche nel 2005 è stato confermato il *trend* di crescita positiva già registrato nell'anno 2004 rispetto al precedente regime della Carta dei servizi (Tav. 3.33). Le prestazioni soggette a standard specifici hanno

generato 1.769.382 richieste e sono state di gran lunga più numerose di quelle soggette a standard generali. La categoria più numerosa riguarda l'attivazione della fornitura che copre da sola quasi il 39% del totale. La tipologia di utenza con misuratore fino alla classe G6 (utenza domestica) ha generato la quasi totalità delle richieste di prestazioni e risulta pertanto quella maggiormente tutelata dalla regolazione introdotta dall'Autorità.

Il confronto tra gli anni 2004 e 2005 relativamente alla percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (Fig. 3.17) conferma l'inversione di tendenza rispetto agli

TAV. 3.33

Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Anni 1997-2005; esercenti con più di 5.000 clienti finali

	CARTA DEI SERVIZI				REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE				
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso	14.265	12.366	11.212	14.635	16.424	14.651	11.766	25.826	34.330
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	1.237	707	1.640	3.709	12.086	13.368	8.535	19.249	31.189

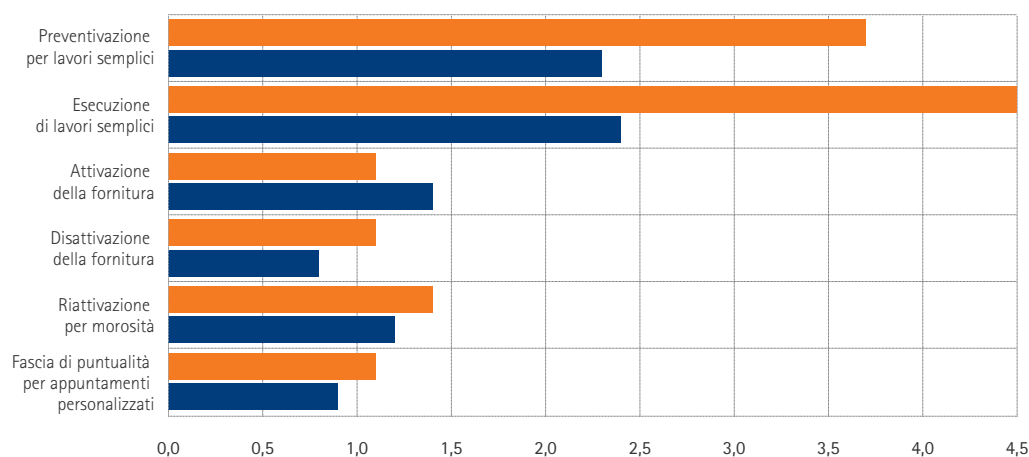
Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

FIG. 3.17

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale

Anni 2004-2005; esercenti con più di 5.000 clienti finali

■ % media di mancato rispetto 2004
■ % media di mancato rispetto 2005

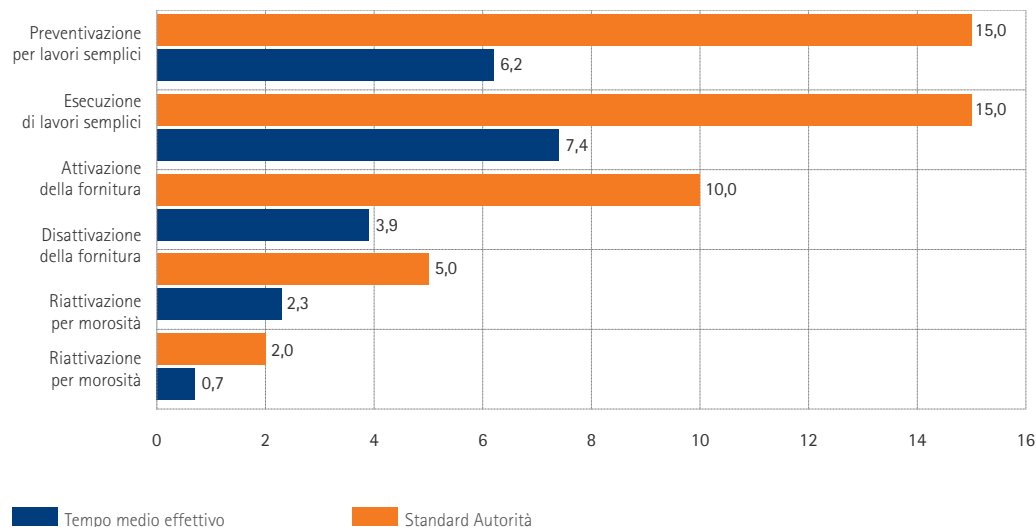


Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

FIG. 3.18

Confronto tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per tutte le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino a G6

Anno 2005; esercenti con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

anni antecedenti al 2004. Tale tendenza si era già evidenziata lo scorso anno in ragione dei tempi necessari all'adeguamento dei sistemi informativi che ha interessato alcuni grandi esercenti. Un leggero miglioramento si registra invece per la prestazione di attivazione della fornitura.

Per tutte le prestazioni soggette a standard specifico o generale, l'Autorità ha verificato il tempo medio effettivo di realizzazione sulla base dei dati comunicati dagli esercenti. I tempi medi effettivi per

le prestazioni soggette a standard specifici risultano pari alla metà degli standard definiti dall'Autorità; per i preventivi e l'esecuzione di lavori il fenomeno è ancora più accentuato (Fig. 3.18).

La tavola 3.34 presenta, per gli anni 2004 e 2005, i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico, con riferimento alla tipologia di utenza più diffusa, costituita dai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6.

TAV. 3.34

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6

Anni 2004-2005

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2004			ANNO 2005		
		NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	257.883	5,6 giorni lavorativi	4.372	269.872	6,2 giorni lavorativi	9.313
Esecuzione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	204.411	6,8 giorni lavorativi	4.172	214.529	7,4 giorni lavorativi	8.027
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	674.768	2,4 giorni lavorativi	6.930	682.610	3,9 giorni lavorativi	6.539
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	311.683	2,4 giorni lavorativi	1.651	332.543	2,3 giorni lavorativi	2.850
Riattivazione per morosità	2 giorni feriali	39.279	0,8 giorni feriali	252	44.552	0,7 giorni feriali	534
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	3 ore	225.135		1.315	181.753		2.259
TOTALE		1.713.159		18.692	1.725.859		29.522

Servizio di vendita del gas naturale

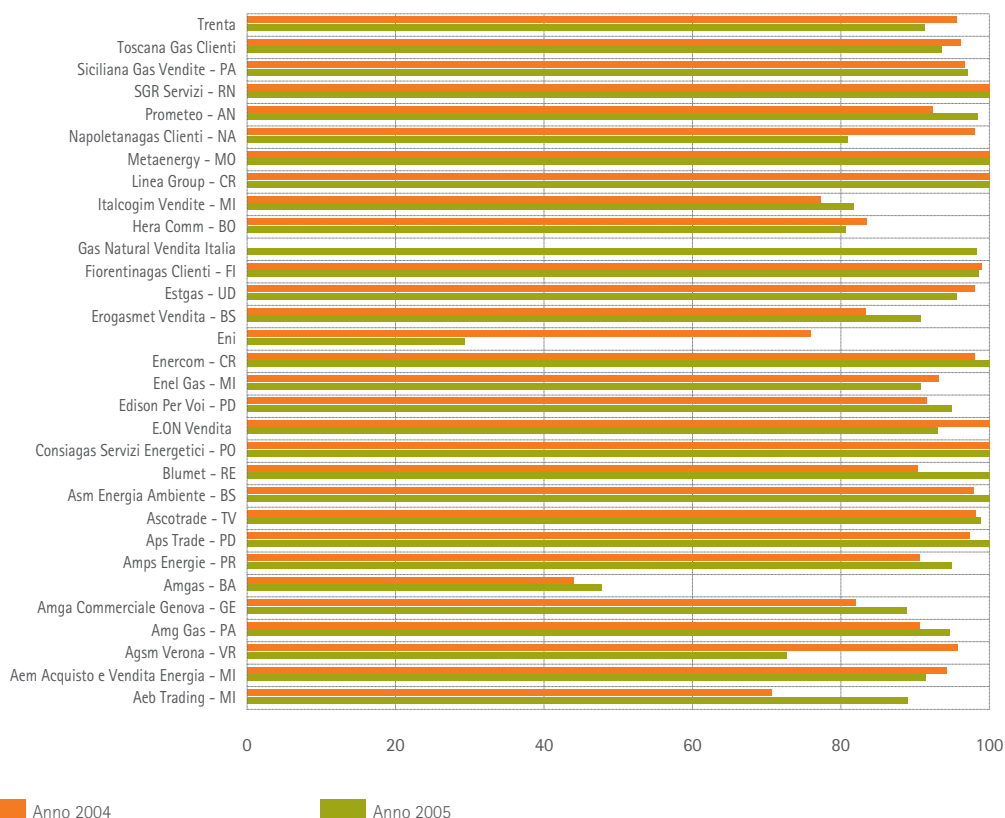
La figura 3.19 presenta, per gli anni 2004 e 2005, la gestione dei reclami pervenuti ai venditori con più di 100.000 clienti finali, relativamente alla tipologia di utenza più diffusa, vale a dire ai

clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6. Si evidenzia che le aziende di vendita hanno tutte adottato, in entrambi gli anni riportati, lo standard stabilito dall'Autorità che prevede almeno il 90% di risposte a reclami scritti o richieste di informazioni scritte in 20 giorni lavorativi.

FIG. 3.19

Risposta a reclami dei clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6

Anno 2005; percentuale effettiva di rispetto



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEAG.

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Il resoconto dell'istruttoria conoscitiva sull'attuazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40, approvato e pubblicato con la delibera 27 febbraio 2006, n. 42, ha evidenziato che l'attuazione del regolamento emanato dall'Autorità ha prodotto effetti significativi. Nonostante la quasi totalità dei distributori abbia dato piena attuazione alla delibera n. 40/04 per l'attivazione degli impianti di utenza nuovi solo a far data dall'1 luglio 2005, oltre 77.000 impianti di utenza a gas nuovi sono stati accertati con esito positivo, a fronte di poco più di 7.000 con esito negativo,

comportando quindi per un elevato numero di impianti di utenza la verifica della completezza e della conformità della documentazione di corredo prevista dalla legislazione vigente in tema di sicurezza (Tavv. 3.35 e 3.36).

Per quanto concerne, nello specifico, i tempi di concretizzazione della delibera n. 40/04, l'esame dei dati comunicati evidenzia come a livello nazionale la maggior parte dei distributori le abbia dato attuazione, con l'utilizzo degli allegati A, B, C e D per l'attivazione degli impianti di utenza nuovi, a far data dall'1 luglio 2005. La tavola 3.37 evidenzia la ripartizione dei distributori in funzione della data di avvio della messa in opera della delibera n. 40/04.

TAV. 3.35

Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori
Anno termico 2004-2005

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≥ 34,8 kW	71.515	6.616	5.605
> 34,8 kW e ≤ 116 kW	3.528	462	547
> 116 kW	2.266	107	61
TOTALE	77.309	7.185	6.213

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

TAV. 3.36

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

DISTRIBUTORI	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grandi	46.704	4.097	3.434
Medi	26.650	2.535	1.990
Piccoli	3.955	553	789
TOTALE	77.309	7.185	6.213

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

TAV. 3.37

**Ripartizione dei distributori
in funzione della data di
avvio dell'attuazione della
delibera n. 40/04**

DATA DI AVVIO	DISTRIBUTORI	CLIENTI FINALI AL 31 DICEMBRE 2004
Entro il 30 giugno 2005	31	2.412.036
Dall'1 luglio 2005	146	14.529.365
TOTALE	177	16.941.401

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

Assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

In ottemperanza del comma 3.3 della delibera 12 dicembre 2003, n. 152, il Comitato italiano gas (CIG) ha trasmesso all'Autorità, entro il 31 dicembre 2005 e con riferimento all'anno termico concluso, un resoconto sintetico delle denunce di sinistro pervenute e dello stato delle procedure di risarcimento dall'1 ottobre 2004 al 30 settembre 2005. Il numero totale di denunce di sinistro è stato pari a 56, di cui 8 per intossicazione da monossido di carbonio e 48 per altri eventi accidentali.

Dalla rilevazione statistica degli incidenti da gas combustibile, elaborata dal CIG in ottemperanza alla delibera n. 168/04, per l'anno termico 2004-2005, risultano 185 sinistri riconducibili alla definizione di cui alla delibera n. 152/03.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

L'Autorità e l'Istat hanno stipulato anche per gli anni 2005-2009 una convenzione, finalizzata alla rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici per l'erogazione dei servizi di energia elettrica e gas. L'indagine raggiunge per i servizi gas in media 15.000 famiglie, monitorando a livello regionale la soddisfazione delle stesse relativamente agli aspetti oggetto di regolazione della qualità,

quali per esempio la frequenza di lettura dei contatori, la comprensibilità della bolletta e il giudizio sull'informazione riguardo ai servizi. Si tratta di un'indagine cominciata fin dal 1998 e ripetuta ogni anno: a tal proposito si evidenzia che non si dispone dei risultati della rilevazione per l'anno 2004, in quanto dal 2004 l'indagine viene svolta nel mese di febbraio mentre fino al 2003 veniva realizzata nel corso del mese di novembre.

Il livello generale di soddisfazione dell'utenza è rimasto sostanzialmente invariato nel corso degli anni. In quest'ultimo anno si è assistito a una leggera diminuzione, seppure di qualche punto percentuale, del grado di soddisfazione rispetto all'anno precedente relativamente ai diversi aspetti del servizio gas oggetto dell'indagine. In tal senso, al fine di favorire una maggiore efficienza nell'esecuzione delle prestazioni, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'individuazione di uno standard unico obbligatorio nazionale di comunicazione tra i distributori e i venditori di gas naturale sia per l'effettuazione delle prestazioni previste dalla delibera dell'Autorità n. 168/04, sia per la sostituzione del venditore nella fornitura di gas al cliente finale. Inoltre, l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione sulla qualità dei servizi telefonici commerciali erogati dagli esercenti sia del settore gas sia del settore elettrico.

TAV. 3.38

Soddisfazione complessiva per il servizio gas

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005
Nord Ovest	94,9	95,0	94,6	94,7	95,4	94,7	94,7
Nord Est	94,5	94,8	94,0	94,5	93,1	94,3	92,3
Centro	94,3	95,7	94,9	94,3	95,0	94,6	92,9
Sud	94,5	95,1	94,9	96,0	94,0	93,9	92,5
Isole	89,6	95,6	91,5	96,3	94,6	90,8	95,3
Italia	94,5	95,2	94,5	94,9	94,6	94,3	93,4

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2005.

TAV. 3.39

Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio gas

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005
Frequenza lettura	86,1	86,9	85,7	82,9	82,4	81,0	78,5
Comprensibilità bolletta	80,2	81,5	79,6	80,4	78,4	77,0	74,4
Informazioni sul servizio	79,4	81,1	79,5	79,0	77,3	75,8	72,9
Subentro o nuovo allacciamento	68,2	68,7	73,8	73,3	74,0	70,5	69,8
Soddisfazione globale	94,5	95,2	94,5	94,9	94,6	94,3	93,4

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2005.

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Strategie, Studi
e Documentazione
Piazza Cavour, 5 - 20121 Milano
Tel 02655651
e-mail: info@autorita.energia.it

Officina S.n.c. di G. Citton e A. Piscone

Progetto grafico

studio FM milano S.r.l.



Pubblicazione della

Presidenza del Consiglio dei Ministri
Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria
Via Po, 14 - 00198 Roma - Tel 0685981

Direttore: Mauro Masi

Stampa e diffusione

Istituto Poligrafico
e Zecca dello Stato S.p.A.
Stabilimento Salario
Roma, 2005



Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2006

VOLUME II Attività svolta

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Alessandro Ortis

presidente

Tullio Maria Fanelli

componente

Capitolo 1.

Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali	pag. 2
--	--------

Evoluzione della legislazione europea	pag. 3
Coordinamento europeo e internazionale	pag. 9
Coordinamento tra paesi membri dell'Unione europea	pag. 9
Rapporti e iniziative extra Unione europea	pag. 12
Evoluzione della legislazione italiana	pag. 14
Rapporti istituzionali	pag. 17
Segnalazioni al Parlamento e al Governo	pag. 17
Pareri e proposte al Governo	pag. 22
Audizioni presso il Parlamento	pag. 23
Rapporti con altre istituzioni	pag. 25

Capitolo 2

Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica	pag. 26
--	---------

Regolamentazione tariffaria	pag. 27
Regolamentazione non tariffaria	pag. 31
Promozione della concorrenza e dei mercati	pag. 34
Regolamentazione tecnico-economica	pag. 41
Regolamentazione della qualità dei servizi elettrici	pag. 52
Gestione di reclami, istanze, segnalazioni, conciliazioni e arbitrati	pag. 59

Capitolo 3

Regolamentazione nel settore del gas	pag. 62
---	---------

Regolamentazione tariffaria	pag. 63
Regolamentazione non tariffaria	pag. 70
Promozione della concorrenza e dei mercati	pag. 71
Regolamentazione tecnico-economica	pag. 73
Regolamentazione della sicurezza	pag. 79
Gestione di reclami, istanze, segnalazioni, conciliazioni e arbitrati	pag. 84

Capitolo 4

Obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori

pag. 90

Tutela dei consumatori nei mercati energetici liberalizzati

pag. 91

Mercato elettrico

pag. 92

Mercato gas

pag. 94

Rapporto con le associazioni dei consumatori

pag. 94

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

pag. 95

Indagini e istruttorie conoscitive

pag. 95

Vigilanza e controllo

pag. 99

Istruttorie formali e sanzioni

pag. 106

Stato del contenzioso

pag. 109

Efficienza energetica negli usi finali

pag. 111

Attività di regolazione

pag. 112

Attività di gestione

pag. 115

Attività di divulgazione

pag. 118

Capitolo 5

Organizzazione, attività e risorse

pag. 120

Organizzazione e piano strategico triennale

pag. 121

Provvedimenti assunti

pag. 124

Consultazione e Analisi di impatto della regolazione

pag. 125

Attività di consultazione

pag. 125

Analisi di impatto della regolazione

pag. 127

Risorse umane e sviluppo del personale

pag. 128

Acquisizione delle risorse, formazione e sviluppo del personale

pag. 128

Compagine: analisi per età, qualifica e livelli retributivi

pag. 130

Gestione finanziaria

pag. 132

Tav. 2.1	Esiti delle assegnazioni di CCCI	pag. 37
Tav. 2.2	Riepilogo delle assegnazioni di CCCI: quantità e prezzi	pag. 38
Tav. 2.3	Esiti delle assegnazioni di CCCE sulla frontiera elettrica meridionale	pag. 39
Tav. 2.4	Esiti delle assegnazioni annuali di CCC della tipologia <i>baseload</i>	pag. 40
Tav. 2.5	Esiti delle assegnazioni annuali di CCC della tipologia <i>peakload</i>	pag. 41
Tav. 2.6	Numero massimo di interruzioni per clienti alimentati in alta e media tensione	pag. 54
Tav. 2.7	Distribuzione dei 400 punti di misura di qualità della tensione	pag. 56
Tav. 2.8	Numero massimo annuo di interruzioni lunghe per cliente nei principali paesi europei – valori standard	pag. 58
Tav. 2.9	Reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevuti dall'Autorità	pag. 60
Tav. 2.10	Principali argomenti oggetto dei reclami, delle segnalazioni e delle richieste di informazioni ricevuti dall'Autorità	pag. 60
Tav. 3.1	Misura delle agevolazioni riconosciute per la realizzazione di nuovi investimenti in terminali GNL	pag. 67
Tav. 3.2	Durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture	pag. 69
Tav. 3.3	Misura delle agevolazioni riconosciute per la realizzazione di nuovi investimenti in stoccaggi	pag. 69
Tav. 3.4	Reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevuti dall'Autorità	pag. 85
Tav. 3.5	Principali argomenti oggetto dei reclami, delle segnalazioni e delle richieste di informazioni ricevuti dall'Autorità	pag. 85
Tav. 4.1	Sintesi delle attività ispettive svolte	pag. 100
Tav. 4.2	Verifiche ispettive in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	pag. 101
Tav. 4.3	Controlli tecnici in materia di sicurezza e qualità del gas	pag. 102
Tav. 4.4	Verifiche ispettive in materia di garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale	pag. 102
Tav. 4.5	Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivati svolti con la CCSE	pag. 104
Tav. 4.6	Esito del contenzioso dal 1997 al marzo 2006	pag. 109
Tav. 4.7	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al marzo 2006	pag. 110
Tav. 5.1	Provvedimenti dell'Autorità nel periodo 2004 – 2005	pag. 124
Tav. 5.2	Sintesi delle attività di consultazione	pag. 125
Tav. 5.3	Pianta organica dell'Autorità	pag. 130
Tav. 5.4	Composizione del personale al 31 marzo 2006 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento	pag. 131
Tav. 5.5	Composizione del personale dipendente al 31 marzo 2006 per carriera e qualifica	pag. 131
Tav. 5.6	Retribuzione contrattuale lorda per carriera e grado	pag. 131
Tav. 5.7	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto	pag. 133

Indice delle figure

Fig. 1.1	Differenziali nei prezzi medi europei e connessioni transfrontaliere	pag. 5
Fig. 1.2	Tassi di <i>switching</i> nell'elettricità e nel gas	pag. 6
Fig. 2.1	Livello di servizio dei <i>call center</i> delle principali imprese elettriche	pag. 57
Fig. 2.2	Totale delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dall'Autorità	pag. 60
Fig. 3.1	Totale delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità	pag. 85
Fig. 4.1	Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica nell'anno 2006	pag. 113
Fig. 4.2	Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di gas naturale nell'anno 2006	pag. 113
Fig. 4.3	Risparmi di energia primaria e Titoli di efficienza energetica di cui è stata autorizzata l'emissione al 31 marzo 2006, distinti per macrotipologia di intervento	pag. 116
Fig. 5.1	Organigramma dell'Autorità	pag. 122

Indice dei riquadri

•	Emergenza gas nell'inverno 2005-2006: attività di segnalazione e regolazione dell'Autorità	pag. 19
•	Metodi di quantificazione del risparmio energetico sviluppati dall'Autorità	pag. 114

1.

Indirizzi
di politica
energetica
e rapporti
istituzionali

Evoluzione della legislazione europea

Durante l'anno appena trascorso hanno concluso l'*iter* legislativo alcuni importanti tasselli della normativa europea di regolazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas volta alla creazione del mercato unico europeo: il *Regolamento relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale* (CE n. 1777/2005), approvato il 28 settembre 2005, nonché la Direttiva sulle misure per la sicurezza degli approvvigionamenti di elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture (2005/89/CE) approvata il 18 gennaio 2006.

Riguardo alle tematiche di natura ambientale a cui la Commissione europea ha voluto dare priorità di intervento, è stato portato a termine nel luglio 2005 l'*iter* legislativo della Direttiva 2005/32/CE, la quale istituisce le norme di eco-compatibilità dei prodotti che consumano energia. In tema di efficienza energetica negli usi finali, mentre è ancora pendente in seconda lettura presso il Parlamento europeo la relativa proposta di Direttiva, è stato pubblicato nel giugno 2005 il *Libro verde* sull'efficienza energetica, risultato di un ampio processo di consultazione con tutti gli Stati membri. A fronte di una dinamica dei prezzi degli idrocarburi in forte crescita e di tensioni sul tema della sicurezza degli approvvigionamenti, il *Libro verde* pone gli interventi di efficienza energetica al centro della strategia di Lisbona con un obiettivo di risparmio sui consumi di energia per l'Europa del 20% entro il 2020.

Dopo l'avvio delle successive Direttive elettricità e gas e dei due regolamenti sugli accessi alle reti, l'attenzione della Commissione

europea si è centrata sulla valutazione dello stato dell'implementazione della normativa in vista della definizione di possibili nuovi interventi nel 2007: nel novembre 2005 è stato reso pubblico il primo rapporto della Commissione europea al Consiglio e al Parlamento europeo sullo stato del mercato interno realizzato in stretta collaborazione con regolatori europei. Il permanere di un elevato grado di concentrazione dei mercati energetici in Europa, evidenziato nella seconda metà del 2005 dalla strategia di *take over* e dalle fusioni internazionali degli operatori dominanti, ha richiamato l'attenzione sia dell'*antitrust* europeo, sia della Direzione Generale per la Concorrenza della Commissione europea, che ha avviato, nel giugno 2005, le prime due indagini settoriali sullo stato della concorrenza nei settori dell'energia elettrica e del gas in Europa.

Il sopraggiungere di criticità nella sicurezza degli approvvigionamenti nel settore del gas naturale ha indotto la Commissione europea a tracciare inoltre, con il *Libro Verde per una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura* del marzo 2006, i lineamenti di una nuova politica energetica. Il documento, che è stato discusso nello stesso mese dal Consiglio e dal Parlamento europeo, verrà sottoposto a un ampio processo di consultazione e fornirà, assieme ai risultati dell'indagine settoriale sullo stato della concorrenza, gli elementi per nuove misure di intervento in vista della piena apertura dei mercati nel luglio 2007. Al lavoro della Commissione europea si affiancherà il Gruppo di la-

voro di alto livello sulla competitività, l'energia e l'ambiente, istituito con la decisione 2006/77CE il 23 dicembre 2005; esso è composto da 28 membri fra cui commissari europei a industria, concorrenza, energia e ambiente, rappresentanti dei governi degli Stati membri, del Parlamento europeo, dell'industria europea, delle associazioni sindacali e dei consumatori.

Infine le criticità, emerse nel corso del 2005 in materia di sicurezza degli approvvigionamenti, hanno accelerato il dialogo dell'Unione europea con le aree limitrofe nel quadro della "politica di vicinato": a ottobre 2005 è stato varato il Trattato per la costituzione di una Comunità energetica con i paesi del Sud-Est Europa (vedi oltre) mentre ha avuto particolare impulso il dialogo con la Confederazione Russa, la Moldavia e l'Ucraina.

Di seguito si dà conto in modo più approfondito delle iniziative legislative e politiche che prevedono, fra quelle brevemente richiamate, un maggior coinvolgimento dei regolatori.

Regolamento delle reti di trasporto del gas

Sotto il profilo normativo la principale novità del 2005 riguarda l'approvazione, avvenuta a settembre, del *Regolamento per gli accessi alle reti di trasporto del gas naturale* (CE n. 1775/2005) che entrerà in vigore l'1 luglio 2006. Essa completa, simmetricamente a quella del regolamento per gli scambi transfrontalieri elettrici n. 1228/2003, il quadro della regolazione europea del mercato interno del gas naturale definendo criteri chiari e armonizzati per:

- l'offerta di servizi di accesso per terzi da parte dei gestori delle reti;
- l'assegnazione delle capacità nonché la gestione delle congestioni e degli scambi secondari;
- gli obblighi di trasparenza;
- la struttura tariffaria degli accessi e gli oneri di bilanciamento.

In vista della sua applicazione al 1° luglio 2006, la Commissione europea in collaborazione con ERGEG (*European Regulators Energy Group*) ha predisposto una serie di note interpretative del regolamento stesso. Quest'ultimo assegna alla Commissione europea, attraverso la procedura cd. di "comitologia" e previo eventuale parere dei regolatori riuniti nell'ERGEG, i poteri di emendamento delle *Linee guida* attuative, attribuendo alle singole Autorità di regolazione nazionale la responsabilità di monitorarne l'implementazione. Il regolamento gas, predisposto da ERGEG e adottato dall'industria europea sul piano volontario col Forum di Madrid del

2003, prende spunto dai contenuti delle *Linee guida* di buona condotta per gli accessi alle reti transnazionali del gas.

Relazione della Commissione europea sul mercato interno

Nel novembre 2005 la Commissione europea ha reso nota, con una comunicazione al Consiglio e al Parlamento europeo, la sua prima *Relazione sullo stato di avanzamento della creazione del mercato interno del gas e dell'elettricità* (COM 2005/568) che valuta lo stato di implementazione delle Direttive elettricità e gas a un anno dalla loro entrata in vigore. ERGEG ha collaborato alla sua realizzazione, sia nella definizione della struttura, sia nel coordinamento dei 25 rapporti nazionali, redatti dai regolatori nazionali, che ne fanno da compendio. L'Autorità italiana (Autorità per l'energia elettrica e il gas) ha pubblicato, in versione bilingue nel luglio 2005, la *Relazione Annuale alla Commissione europea sullo stato dei servizi e sulla regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas*.

Il rapporto della Commissione europea riconosce i progressi raggiunti in materia di apertura del mercato – evidenziati peraltro da prezzi medi dell'elettricità ancora inferiori in termini reali a quelli del 1997 nonostante i recenti incrementi – ma pone altresì in evidenza forti criticità legate a un grado ancora insufficiente di adozione delle Direttive, rilevando ritardi in molti paesi e recepimenti "minimalisti" o meramente letterali in altri. Il grado di integrazione dei singoli mercati nazionali risulta ancora, di conseguenza, insufficiente come mostrano sia i forti differenziali di prezzo dell'energia elettrica e del gas fra i diversi Stati membri, sia un livello di scambi transfrontalieri ancora inadeguato e ben lontano dall'obiettivo del Consiglio di Barcellona del 2002 (10% dei consumi nazionali) (Fig. 1.1). In assenza di un'effettiva concorrenza transfrontaliera, la struttura industriale dei mercati nazionali, ancora fortemente concentrata nella maggioranza dei paesi – le prime tre imprese nazionali detengono nella maggior parte dei paesi oltre il 75% del mercato elettrico e del gas – riveste un ruolo particolarmente critico nello sviluppo della concorrenza in questi settori. Il forte grado di concentrazione dei mercati nazionali nonché la crescita nell'ultimo anno dei prezzi medi all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas hanno indotto la Commissione europea ad aprire, nel giugno 2005, le prime indagini sullo stato della concorrenza nei due settori. Altri nodi critici su cui si pone l'attenzione del rapporto 2005 della Commissione europea riguardano l'operatività delle regole di *unbundling* che devono garantire l'indipendenza effettiva degli operatori delle reti da quelli del mercato, nonché le competenze e il grado di indi-

pendenza effettiva dei regolatori dell'energia molto diversi fra loro in Europa. A fronte di un basso grado di concorrenza la scelta del consumatore europeo appare molto limitata: i tassi di *switching* dei consumatori, che misurano il cambiamento dei fornitori, sono mediamente bassi e fortemente divergenti in Europa (Fig. 1.2). Gli indicatori risultano significativi e in crescita solo per i grandi consumatori industriali, mentre il mercato concorrenziale sembra essere ancora inaccessibile per lo più a quelli piccoli e medi. In conclusione la diagnosi a un anno dall'implementazione delle Direttive per il mercato interno dell'elettricità e del gas evidenzia problematiche rilevanti, così nelle sue conclusioni la Commissione europea non esclude ulteriori misure in vista dell'apertura totale dei mercati anche ai consumatori domestici nel luglio 2007.

Indagini settoriali sullo stato della concorrenza

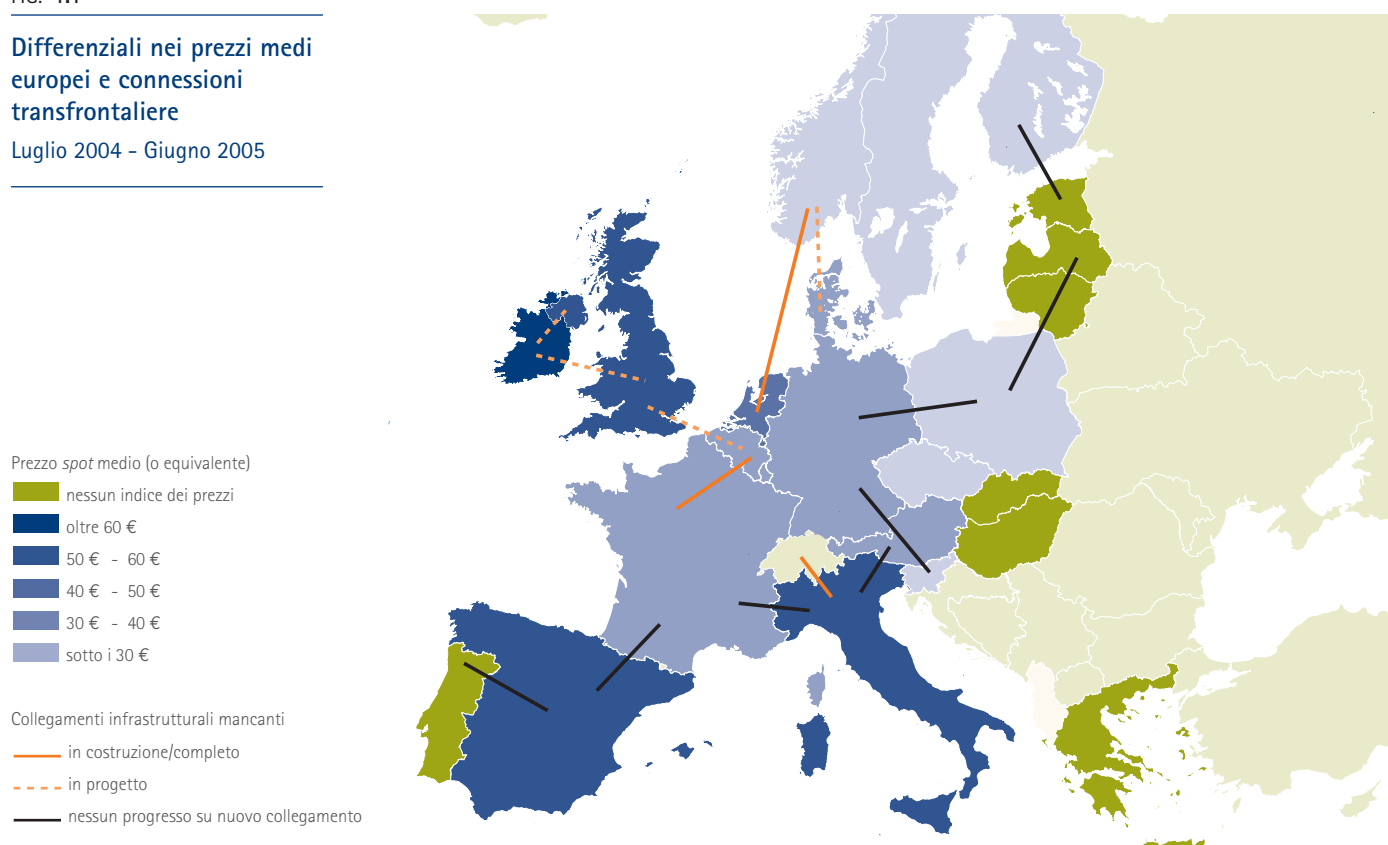
Nel giugno 2005 la Commissione europea, alla luce dei processi di concentrazione nei mercati e delle vivaci dinamiche di prezzo, ha avviato le prime indagini settoriali sullo stato della concorrenza nel

settore dell'energia elettrica e del gas naturale, che mirano sia a valutare le condizioni competitive prevalenti sui mercati europei nei due settori, sia a individuare le cause di eventuali malfunzionamenti dovute a possibili infrazioni della normativa concorrenziale europea. L'obiettivo primario delle indagini, assieme alle risultanze della *Relazione Annuale* 2005 sullo stato dell'implementazione delle liberalizzazioni di cui sopra, è orientato a identificare le eventuali barriere che ostacolano lo sviluppo di un mercato europeo aperto, funzionante e competitivo in vista dell'apertura totale a tutti gli utenti del 1° luglio 2007. Le indagini, che si concluderanno alla fine del 2006, si inseriscono nel quadro di un più generale riesame degli effetti delle liberalizzazioni avviate nella metà degli anni Novanta e della riflessione, iniziata nei primi mesi del 2006, volta a definire il rilancio di una nuova politica europea dell'energia.

Le indagini, condotte dalla Direzione Generale per la Concorrenza in collaborazione con la Direzione Generale Energia e Trasporti della Commissione europea, si sono avvalse di contributi fattivi, sui piani analitico e dei contenuti, delle Autorità nazionali di garanzia della concorrenza e delle Autorità di regolazione settoriale.

FIG. 1.1

Differenziali nei prezzi medi europei e connessioni transfrontaliere Luglio 2004 – Giugno 2005

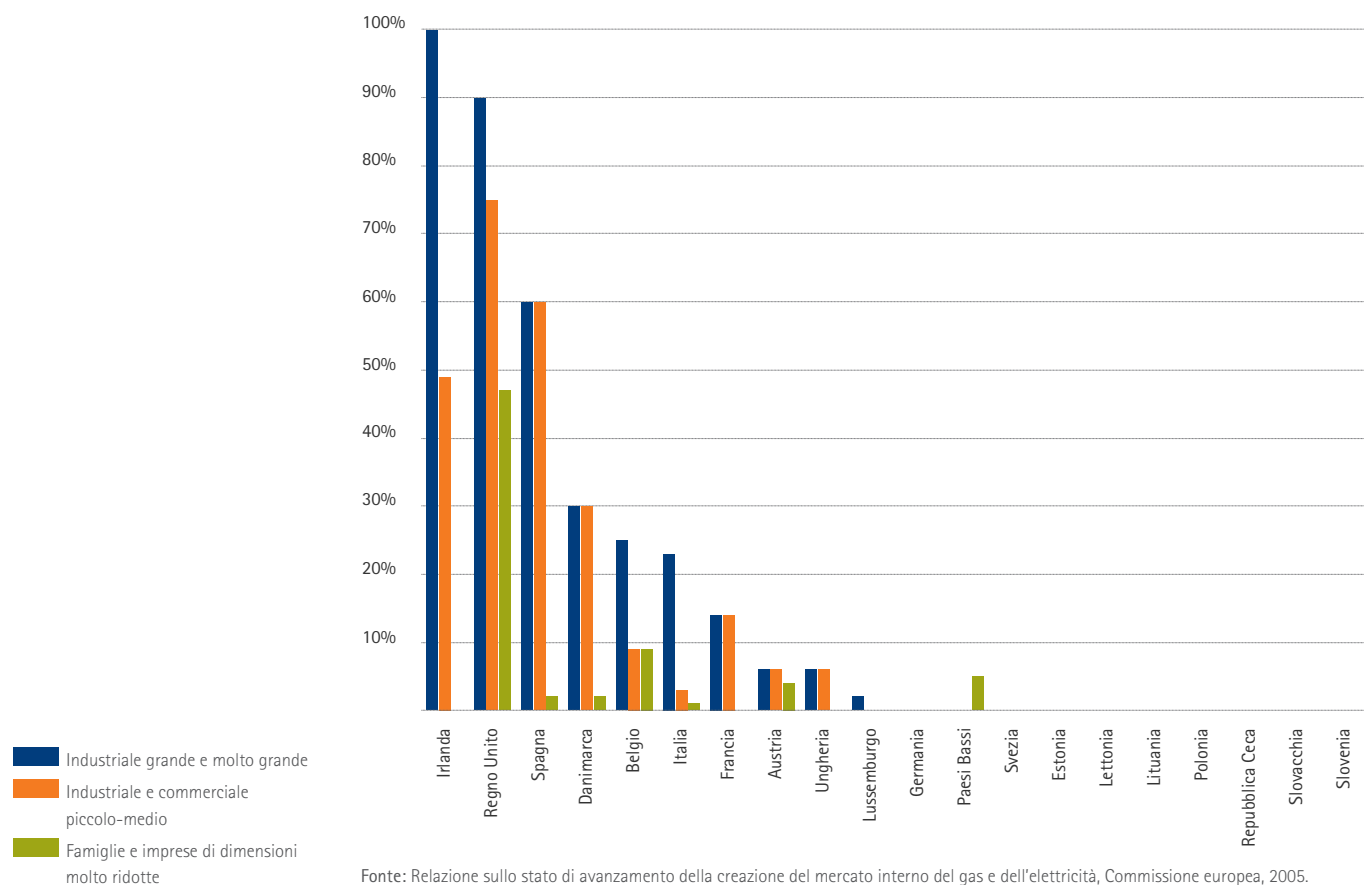
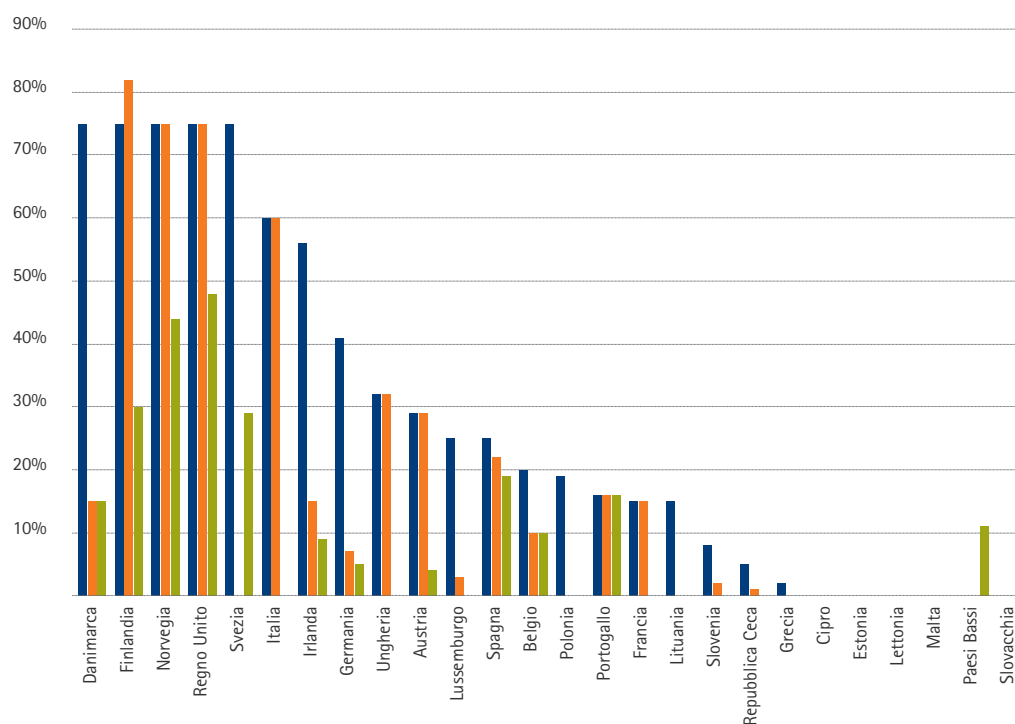


Fonte: Relazione sullo stato di avanzamento della creazione del mercato interno del gas e dell'elettricità, Commissione europea, 2005.

FIG. 1.2

Tassi di *switching* nell'elettricità e nel gas

Volumi % dei consumi elettrici e di gas naturale cumulati dall'apertura del mercato per gruppi di consumo



Fonte: Relazione sullo stato di avanzamento della creazione del mercato interno del gas e dell'elettricità, Commissione europea, 2005.

Un ampio numero di questionari, strutturati di concerto con i regolatori, sono stati inviati agli Stati membri, alle istituzioni rilevanti, agli operatori e a tutti i soggetti coinvolti nei mercati energetici. Un primo rapporto preliminare sui risultati delle indagini è stato reso noto nel novembre 2005; mentre un secondo rapporto, più corposo e circostanziato nei contenuti, è stato presentato nel febbraio 2006 e sottoposto a un ampio processo di consultazione con tutti i soggetti interessati. La diagnosi che emerge dai risultati preliminari pone l'accento su:

- il permanere nei mercati all'ingrosso dell'energia del grado di concentrazione esistente prima delle liberalizzazioni, che avvantaggia pratiche di prezzo anticoncorrenziali degli operatori dominanti;
- le barriere all'ingresso per i nuovi operatori, derivanti sia da difficoltà di accesso alle infrastrutture imperfettamente separate dagli interessi degli operatori dominanti, sia dal permanere di vincoli all'approvvigionamento (per esempio, contratti a lungo termine), che mantengono nei fatti le filiere verticalmente integrate;
- l'assenza di un significativo grado di concorrenza transfrontaliera (carenza di interconnessioni elettriche e vincoli proprietari che derogano da regole di accesso a terzi nei gasdotti internazionali), che mantiene i mercati nazionali separati;
- la carenza di informazioni sui mercati e di trasparenza sugli accessi alle reti, che ostacola l'ingresso di nuovi operatori a vantaggio di quelli dominanti e a svantaggio della libertà di scelta dei consumatori;
- i meccanismi di formazione dei prezzi in ambedue i settori, che non riflettono il grado di concorrenzialità dei mercati.

Sono previsti specifici supplementi di indagine prima di giungere alle conclusioni definitive su: i meccanismi di fissazione dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità (borse elettriche, impatto degli scambi di emissioni e dei prezzi regolati); il legame fra il prezzo del gas e quello del petrolio in molti contratti; i vincoli allo *switching* dei consumatori.

L'evidente concentrazione dei mercati, riscontrata dalla Commissione europea, potrebbe portare, alla conclusione delle indagini, a una revisione della normativa europea sulle fusioni; nonché a eventuali interventi individuali, per violazione della normativa europea sugli effetti anticompetitivi, relativi ad alcuni contratti a lungo termine, alla rilevazione di vincoli agli accessi ai gasdotti,

agli stoccaggi e alle interconnessioni elettriche. I risultati intermedi delle indagini forniscono, sempre secondo la Commissione europea, già materia per ulteriori eventuali interventi correttivi della normativa della concorrenza o del quadro regolamentare europeo relativamente a:

- gli obblighi di trasparenza degli operatori dominanti;
- le clausole contrattuali anticompetitive dei contratti a lungo termine pre-liberalizzazione;
- i poteri dei regolatori nazionali;
- l'*unbundling* strutturale, delle infrastrutture che restano in condizioni di monopolio naturale, dai segmenti aperti alla concorrenza;
- un quadro regolatorio più definito e vincolante per la gestione delle infrastrutture di interconnessione internazionale.

Libro verde della Commissione europea

Il *Libro verde per una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura*, reso pubblico dalla Commissione europea l'8 marzo 2006, si inserisce nel quadro delle risposte coerenti, necessariamente europee e non più nazionali, che l'Unione europea tenta di dare alle molte sfide del prossimo futuro inerenti a: aumento della dipendenza dalle importazioni di energia; riserve concentrate in pochi paesi; cambiamenti climatici; prezzi crescenti dell'energia; bisogno di ingenti investimenti. In questo contesto il *Libro verde* individua gli assi di una nuova politica energetica europea e identifica sei aree prioritarie di intervento per:

- completare il mercato unico dell'energia così da assicurare crescita economica e occupazione in Europa;
- creare il mercato unico dell'energia che garantisca la sicurezza degli approvvigionamenti e la solidarietà tra gli Stati membri;
- garantire la sicurezza e la competitività dell'approvvigionamento: verso un mix energetico più sostenibile, efficiente e diversificato;
- definire un approccio integrato per affrontare i cambiamenti climatici;
- promuovere l'innovazione: un piano strategico europeo per le tecnologie energetiche;
- concordare una politica energetica estera coerente.

Per quanto riguarda, in particolare, l'obiettivo del completamento del mercato interno, la Commissione europea propone di creare un'unica rete europea e un unico Codice di accesso comune, non-

ché di istituire un'Autorità di regolazione europea che disciplini le questioni transfrontaliere. Sottolinea inoltre l'esigenza di una politica più incisiva di investimento sulle interconnessioni, di una piena attuazione delle Direttive europee in materia di *unbundling* e di rilancio della competitività dell'industria europea con particolare attenzione a quella ad alta intensità energetica. Su quest'ultimo punto un ruolo importante sarà giocato dal Gruppo di lavoro di alto livello sulla competitività, l'energia e l'ambiente appositamente costituito nel febbraio 2006.

In tema di mercato unico e sicurezza degli approvvigionamenti la Commissione europea propone l'istituzione di un Osservatorio sulle forniture energetiche e il raggiungimento di un miglior coordinamento fra gli operatori di rete in supporto all'azione dei regolatori e della Commissione stessa. Le proposte mirate a creare un mix energetico più sostenibile, efficiente e diversificato passano attraverso la definizione di un quadro europeo di riferimento entro cui dovrebbero collocarsi le scelte di politica energetica nazionale degli Stati membri. Per affrontare i cambiamenti climatici è necessario un approccio integrato imperniato sulla revisione del meccanismo di scambio di quote di emissioni, sulla promozione degli interventi di efficienza energetica (secondo le linee individuate dal *Libro verde* in materia) e sulla creazione di una *Roadmap* che assicuri il raggiungimento degli obiettivi comunitari in materia di energie rinnovabili.

Da segnalare infine l'esigenza di avviare una politica energetica estera coerente che passi attraverso il coordinamento delle diverse azioni nei confronti delle aree limitrofe all'Unione europea per promuovere l'integrazione progressiva dei mercati (Maghreb, Mashreq, Sud-Est Europa, Turchia, Ucraina, Norvegia e Russia), nonché l'identificazione delle priorità nella costruzione di nuovi assi infrastrutturali.

Il *Libro verde* è stato sottoposto a un ampio processo di consultazione presso sia le commissioni parlamentari competenti del Parlamento europeo, sia gli operatori e le istituzioni degli Stati membri, nella tarda primavera 2006.

Consiglio europeo di primavera

Le nuova politica europea per l'energia è stata al centro del dibattito del Consiglio europeo del 23-24 marzo 2006 che ha tenuto conto delle proposte della Commissione europea contenute nel *Libro verde*, dei risultati del rapporto annuale sullo stato del mercato interno e di quelli preliminari delle indagini sulla concorrenza.

Nelle sue Conclusioni (7775/06 CONCL 1), il Consiglio ha ribadito innanzitutto l'esigenza di avviare una politica estera europea coordinata, in particolare sul dialogo con le aree geograficamente limitrofe all'Unione europea, con l'intento di promuovere, sulla falsariga del Trattato per la Comunità energetica del Sud-Est Europa, un quadro di regolazione e un modello di liberalizzazione uniformi. Nel valutare le misure proposte per il completamento del mercato interno, il Consiglio ha dato priorità all'integrazione regionale come passo intermedio verso il mercato unico, sostenendo la promozione di un piano di rafforzamento infrastrutturale attraverso la definizione, entro il 2006, di un piano delle priorità per le interconnessioni che rilanci l'obiettivo del Consiglio di Barcellona del 2002 (10% della capacità nazionale installata). Il Consiglio ha poi confermato l'esigenza di assicurare un accesso coordinato e trasparente alle reti, senza accogliere però le proposte più programmatiche della Commissione europea volte a creare un regolatore e un gestore europei delle stesse: l'ERGEG è stato riconosciuto quale strumento attraverso cui rafforzare il coordinamento e la cooperazione su questi aspetti. Allo stesso modo le Conclusioni del Consiglio riconoscono l'esigenza di promuovere sia la diversificazione del mix energetico secondo un approccio condiviso, sia le azioni di cooperazione internazionale per affrontare momenti di crisi, ma escludono, nei fatti, l'istituzione di quadri programmatici in tal senso. Sul fronte della sostenibilità ambientale, invece, il Consiglio ha confermato gli ambiziosi obiettivi del *Libro verde* in materia di energie rinnovabili (15% dei consumi finali e 8% della quota di mercato per le biomasse entro il 2015), di gestione della domanda e di efficienza energetica (risparmi potenziali di energia del 20% nell'Unione europea entro il 2020). Il tema dell'energia ha in ogni caso guadagnato un'alta priorità nell'agenda dei vertici europei, in quanto si è deciso di dedicargli almeno una volta all'anno un Consiglio europeo per discutere l'evoluzione della strategia europea per l'energia.

Coordinamento europeo e internazionale

Coordinamento tra paesi membri dell'Unione europea

Le attività internazionali dell'Autorità, in ambito europeo, si sono sostanziate anche nel 2005 in una partecipazione pro-attiva e coordinata con gli altri regolatori europei nelle sedi preposte – il CEER (*Council of European Energy Regulators*), l'ERGEG e i Forum di Firenze e Madrid – secondo un disegno volto a mettere a punto una regolazione europea basata sulla cooperazione degli interessi coinvolti.

Il CEER, l'associazione senza scopo di lucro che raccoglie tutti i regolatori europei dell'energia dal 2000¹, concentra prevalentemente le proprie attività sui temi di competenza propria dei regolatori e fornisce, nei casi in cui la legislazione dell'Unione europea lo richieda o laddove ritenuto opportuno, un parere formale in sede ERGEG, l'organo consultivo, creato appositamente dalla Commissione europea nel novembre 2003 per contribuire alla promozione del mercato unico europeo e all'armonizzazione degli interessi degli operatori, delle istituzioni, nonché di tutti i soggetti coinvolti.

Per perseguire questa funzione di coordinamento e armonizzazione degli interessi nella regolazione europea, ERGEG ha stabilito precisi obblighi formali in materia di consultazione con tutti i soggetti interessati (imprese, consumatori, operatori di rete, grossisti, fornitori ecc.). Le procedure di consultazione ERGEG, messe formalmente a punto nel corso del 2004², trovano negli appuntamenti annuali dei Forum, della regolazione dell'energia elettrica di Firenze e del gas naturale di Madrid, i momenti culminanti di confronto e discussione con tutti i soggetti europei. Per la prima volta nell'ottobre 2005,

ERGEG ha tenuto a Bruxelles audizioni pubbliche con le principali rappresentanze degli operatori e dei consumatori in occasione del rilascio di un proprio parere sulle *Linee guida* riguardo alla gestione delle congestioni transfrontaliere elettriche (vedi oltre).

Council of European Energy Regulators (CEER)

L'Autorità ha partecipato attivamente alla definizione delle principali decisioni formatesi in ambito CEER, grazie sia al significativo contributo tecnico e analitico degli Uffici sia a quello del Presidente che ha contribuito alla stesura dei programmi di lavoro, coordinato direttamente due Gruppi di lavoro³ e assunto l'incarico (nel 2006) di vicepresidenza dell'associazione nel suo organo esecutivo (*Board of Director*).

Per quanto riguarda il settore dell'energia elettrica, il CEER ha: avviato lo studio comparato del funzionamento delle borse elettriche europee e del loro impatto sugli scambi transfrontalieri; completato il terzo monitoraggio della qualità del servizio elettrico, pubblicando nel 2005 il *3rd Benchmarking report on quality of Electricity Supply*; definito le *Linee guida* sulla trasparenza delle informazioni e la loro gestione; fornito importanti contributi tecnici al dibattito sull'integrazione dei mercati regionali per l'elettricità avviato da ERGEG. Nel settore del gas naturale ha sviluppato un quadro regolatorio condiviso per incentivare investimenti infrastrutturali che garantiscono al contempo l'efficienza e la sicu-

¹ Per ulteriori dettagli sul CEER vedi www.ceer-eu.org.

² La decisione della Commissione europea, 11 novembre 2003 (203/796), che istituisce ERGEG, prevede all'art. 4 precisi obblighi di consultazione per ERGEG. Nell'agosto 2004, ERGEG ha pubblicato, sentiti tutti i soggetti interessati, le proprie procedure pubbliche di consultazione (vedi www.ERGEG.org).

³ Le attività del CEER si basano sulla partecipazione diretta, degli Uffici e dei vertici dei regolatori energetici europei, a Gruppi di lavoro e *task force* tematiche definite sulla base di un programma di lavoro annuale: nel corso del 2005 sono stati creati cinque Gruppi di lavoro e sedici *task force*. Per il programma annuale 2005 e 2006 e l'articolazione dei Gruppi di lavoro tematici vedi www.ceer-eu.org.

rezza del servizio, per l'allocazione della capacità delle reti transfrontaliere e le regole di bilanciamento. Particolare attenzione è stata data al tema dell'*unbunbling* efficiente delle reti di trasmissione in vista della definizione di *Linee guida* volontarie per l'adozione di regole comuni che garantiscano un'effettiva concorrenza nei settori energetici. Da segnalare infine in ambito ambientale è lo sforzo volto all'armonizzazione degli incentivi alle energie rinnovabili. Fra le altre attività sono da segnalare la creazione della prima base di dati e statistiche settoriali in ambito CEER e l'avvio di attività internazionali in collaborazione con i regolatori extra europei e le loro associazioni (vedi oltre).

L'Autorità ha contribuito attivamente, nell'anno trascorso, a *workshop*, seminari, conferenze e corsi di formazione della *Florence School of Regulation*, la *joint venture* fra il CEER e l'Istituto universitario europeo di Fiesole dedicata alla ricerca e alla formazione sui temi della regolazione energetica.

European Regulators Energy Group (ERGEG)

Nel corso del 2005, su richiesta della Commissione europea, ERGEG ha fornito una serie di pareri formali relativi all'implementazione del regolamento elettrico CE n. 1228/2003 e in particolare alle *Linee guida* attuative, che verranno adottate nel 2006, sulla gestione delle congestioni transfrontaliere, l'armonizzazione delle tariffe, le compensazioni tariffarie transfrontaliere. Il parere sulle *Linee guida* per la gestione delle congestioni internazionali, rilasciato da ERGEG nel luglio 2005, ha beneficiato sostanzialmente sia dei risultati dei miniforum regionali attivati fra la fine del 2004 e i primi mesi del 2005 (*Relazione Annuale* 2005), sia dell'ampio processo di consultazione culminato con le prime audizioni pubbliche tenute da ERGEG a Bruxelles con la Commissione europea e tutti i rappresentanti dei soggetti europei interessati alla regolazione energetica. A conferma del riconoscimento dell'importante lavoro svolto da ERGEG, per la prima volta i regolatori nazionali sono stati invitati ad affiancare gli Stati membri nella procedura di approvazione finale delle *Linee guida*⁴. ERGEG ha anche fornito un parere tecnico sulle nuove regole e sugli standard operativi di sicurezza per la gestione di sistemi interconnessi proposti da UCTE (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*) con l'*Operational Handbook* 2005; ha inoltre collaborato con la Commis-

sione europea affinché, alla luce delle indagini sui *black out* elettrici del 2003, queste venissero rese obbligatorie per gli Stati membri attraverso la definizione di nuove *Linee guida* del regolamento CE n. 1228/2003. Nel marzo 2005, ERGEG ha definito, in collaborazione con i gestori europei delle infrastrutture del gas naturale, *Linee guida* per l'adozione volontaria di regole comuni, per la gestione degli stoccaggi, che non ricadono sotto il regolamento gas CE n. 1775/2005, avviando inoltre il sistematico monitoraggio della loro applicazione. Con l'avvicinarsi della data di liberalizzazione totale dei mercati alle utenze domestiche e dell'apertura, già avvenuta in alcuni Stati membri, alla concorrenza della fornitura ai clienti finali, ERGEG ha inaugurato un'intensa attività di studio e dibattito sui temi che riguardano la tutela dei consumatori, le garanzie di libertà di scelta dei fornitori (*switching*) e la trasparenza delle bollette.

Nell'anno appena trascorso ERGEG ha svolto un ruolo importante per la definizione e promozione delle strategie di integrazione regionale, coordinate di concerto dai regolatori e dalla Commissione europea (*Road map initiatives towards regional energy markets*): nel febbraio 2006 ha preso avvio l'iniziativa regionale nel settore elettrico e nell'aprile 2006 quella del gas naturale. Le iniziative regionali ERGEG mirano ad accelerare l'armonizzazione dei mercati su base regionale quale fase intermedia ma parte integrante del processo di integrazione del mercato europeo dell'energia, rimuovendo le barriere alla concorrenza, favorendo gli scambi transfrontalieri e la libertà di scelta dei consumatori. Le iniziative, articolate in sette aree regionali, vengono coordinate dai regolatori e coinvolgono tutti i soggetti interessati alla definizione di un quadro regolatorio condiviso (Commissione europea, gestori di rete, governi, industria e consumatori).

L'Autorità ha avuto l'incarico di guidare l'armonizzazione della regolazione per i mercati elettrici di Centro-Sud Europa, Austria, Francia, Germania, Grecia, Slovenia, Italia e Svizzera. Oltre alla regione del Centro-Sud Europa, affidata all'Autorità italiana, vi saranno sei altre regioni europee:

- Centro-Ovest (Belgio, Francia, Germania, Lussemburgo, Olanda), affidato al regolatore belga;
- Nord (Danimarca, Finlandia, Germania, Norvegia, Polonia, Svezia), affidato al regolatore danese;

⁴ Le *Linee guida* verranno formalmente adottate entro l'estate 2006 dalla Commissione europea dopo un confronto con i governi degli Stati membri secondo le procedure cd. di "comitologia" avviate nel gennaio 2006.

- Regno Unito e Irlanda (Francia, Irlanda, Regno Unito), affidate al regolatore britannico;
- Sud-Ovest (Francia, Portogallo, Spagna), affidato al regolatore spagnolo;
- Centro-Est (Austria, Repubblica Ceca, Germania, Ungheria, Polonia, Slovacchia, Slovenia), affidato al regolatore austriaco;
- Baltico (Estonia, Lettonia, Lituania), affidato al regolatore lituano.

Il primo incontro fra i regolatori della regione Centro-Sud Europa per il settore elettrico si è tenuto a Roma il 12 aprile 2006.

All'Autorità è stato affidato un analogo incarico, in collaborazione con il regolatore austriaco, per i mercati del gas naturale del Sud-Est Europa (Italia, Austria, Slovenia, Slovacchia, Ungheria, Grecia, Polonia e Repubblica Ceca).

Forum di Firenze e Forum di Madrid

Il XII Forum della regolazione dell'elettricità, tenutosi a Firenze nei giorni 1 e 2 settembre 2005, è stato organizzato, come di consueto, dalla Commissione europea in collaborazione con l'Autorità italiana. Vi hanno partecipato rappresentanti dei regolatori, degli Stati membri e di tutti soggetti interessati, oltre che, per la prima volta, rappresentanti dei ministeri e delle Autorità di regolazione sia dei paesi candidati all'adesione, sia della Svizzera. I principali temi del dibattito si sono imperniati sulla valutazione dello stato effet-

tivo di avanzamento del mercato interno e sulle indagini avviate nel maggio 2005 dalla Direzione Generale Concorrenza della Commissione europea. Al Forum sono stati presentati i risultati sia dei miniforum regionali sulla gestione delle congestioni internazionali avviati nel 2004 dalla Commissione europea, sia dell'iniziativa di integrazione su base regionale promossa da ERGEG. Sono state inoltre discusse sia le *Linee guida* che implementano il regolamento elettrico CE n. 1228/2003 (gestione delle congestioni, meccanismi di compensazione tariffaria transfrontaliera e armonizzazione delle tariffe di transito), sia le proposte di UCTE per la definizione di standard di sicurezza condivisi fra gli operatori di rete e la Direttiva europea sulla sicurezza delle forniture.

Il X Forum della regolazione del gas naturale, tenutosi a Madrid nei giorni 15 e 16 settembre 2005, ha visto la partecipazione sia dei regolatori degli Stati membri, sia dei rappresentanti dell'industria, dei consumatori, dei paesi candidati all'Unione europea e della Federazione Russa. Oltre a un'ampia convergenza dei partecipanti sull'esigenza di avviare anche nel settore del gas naturale iniziative di integrazione su base regionale e di proseguire in maniera incisiva il monitoraggio delle *Linee guida* sugli accessi agli stoccaggi di ERGEG, il dibattito si è incentrato sul regolamento europeo inerente alle condizioni di accesso alle reti di trasmissione del gas naturale che entrerà in vigore l'1 luglio 2006, sull'armonizzazione delle regole di bilanciamento e di interoperabilità delle reti, nonché sulla qualità del gas naturale.

Rapporti e iniziative extra Unione europea

Mercato dell'energia dei paesi del Sud-Est Europa

Fra le numerose attività relative al mercato elettrico regionale del Sud-Est Europa a cui ha partecipato l'Autorità nella sua veste di coordinatore con il regolatore greco dell'apposito Gruppo di lavoro CEER, meritano attenzione i miniforum sui mercati elettrici regionali nel Sud-Est Europa, la settima edizione del Forum di Atene, la firma del Trattato della Comunità energetica del Sud-Est Europa e le attività nel settore del gas naturale.

Ai miniforum sui mercati elettrici di Atene (ottobre 2005) e Dubrovnik (marzo 2006) hanno partecipato oltre ai regolatori della regione i soggetti interessati alla creazione di un mercato efficiente e competitivo⁵. I temi affrontati hanno riguardato in particolare i nodi da sciogliere per avviare scambi efficienti di energia attraverso una rete interconnessa e strutturata. I miniforum hanno sancito l'impegno, anche da parte dei regolatori, per un'accelerazione delle attività di cooperazione necessaria per lo sviluppo delle regole tecnico-economiche di gestione delle reti fra le due zone UCTE sincronizzate nell'ottobre 2004. La settima edizione del Forum di Atene (Belgrado, novembre 2005) ha raccolto i contributi dei miniforum e permesso significativi progressi su più fronti: il *Benchmarking* di regolazione per allineare i paesi dell'area all'*aquis communautaire*; l'attività di formazione tecnico-economica e istituzionale per i nuovi regolatori; le regole tecnico-economiche per l'integrazione della rete UCTE dell'Europa orientale con quella dell'Europa occidentale; la proposta di "disegno del mercato elettrico" promossa dai regolatori e dalla Commissione europea.

Il *Trattato per la Comunità energetica del Sud-Est Europa* (20 ottobre 2005, Atene⁶), la cui ratifica da parte di tutti i paesi aderenti, compresa l'Italia, dovrà essere completata entro il 2006, ha rappresentato una svolta importante al fine di avviare un mercato

comune dell'energia nella regione balcanica, integrato con quello dell'Unione europea. Esso prevede il graduale *aquis communautaire* della legislazione energetica per i paesi aderenti e istituisce, alla guida del processo: un Gruppo di lavoro di alto livello in rappresentanza dei governi degli Stati aderenti; un Segretariato (con sede a Vienna e operativo da febbraio 2006); un organismo regionale di regolazione, l'ECRB (*Energy Regional Community Regulatory Board*), con competenze sul monitoraggio del mercato e la risoluzione delle dispute internazionali relative agli scambi di energia. L'Autorità italiana ha svolto, nell'ambito del CEER, un lavoro particolarmente importante nella definizione sia delle regole di funzionamento del nuovo ente regionale di regolazione, sia della rappresentanza ERGEG in quella sede.

Tra la fine del 2005 e l'inizio del 2006 è stata accelerata anche la collaborazione regionale nel settore del gas naturale del *Gas Regulatory Group*, istituito *ad hoc* dalla Commissione europea e dai regolatori, per la definizione, entro l'estate 2006, di *Linee guida* condivise per la regolazione delle nuove infrastrutture internazionali di trasporto del gas naturale. Queste hanno l'obiettivo di rendere gli investimenti dell'area balcanica (fra cui il gasdotto Nabucco Turchia-Austria e quello Turchia-Grecia-Italia) funzionali a un mercato efficiente, trasparente e competitivo.

Gemellaggio con l'Autorità di regolazione della Turchia

Il gemellaggio con l'Autorità di regolazione turca si è concluso il 24 novembre 2005, con una cerimonia di chiusura a Istanbul, cui hanno partecipato i Presidenti delle Autorità di regolazione dell'energia turca e italiana, l'Ambasciatore dell'Unione europea in Turchia e rappresentanti dei governi e dell'industria energetica italiana e turca. Il progetto di gemellaggio tra l'Autorità italiana e l'o-

⁵ La Commissione europea, la EBRD (*European Bank for Reconstruction and Development*), la *World Bank*, l'associazione dei grossisti (EFET), i rappresentanti dei governi e i gestori delle reti di trasmissione.

⁶ Il Trattato è il frutto di un lungo e intenso processo negoziale, avviato col primo Forum di Atene del 2000. Vi aderiscono i dieci paesi della regione (Romania, Bulgaria, Albania, *Former Yugoslavian Republic of Macedonia* (FYROM), Bosnia-Erzegovina, Serbia, Montenegro, Croazia, Kosovo e la Turchia che per ora sembra mantenere alcune riserve, oltre che la Commissione europea per conto dell'Unione. Al Trattato aderiscono anche cinque paesi europei confinanti: Italia, Austria, Grecia, Slovenia e Ungheria.

mologa Autorità turca (*Energy Market Regulatory Authority* – EMRA) era finalizzato al rafforzamento istituzionale di quest'ultima, nonché all'adeguamento della regolamentazione turca alle norme del mercato unico europeo dell'energia e agli standard europei di regolazione, nella prospettiva dell'adesione della Turchia all'Unione europea. Il progetto, interamente finanziato dalla Commissione europea e assegnato all'Autorità italiana a seguito di una gara internazionale tenutasi nel 2003, era stato avviato nel giugno 2004. Un funzionario dell'Autorità è stato distaccato ad Ankara per 17 mesi e si sono svolte circa 100 missioni presso EMRA di esperti italiani e di altri paesi dell'Unione europea. Sono stati predisposti rapporti di confronto della regolamentazione turca con le norme e la migliore prassi dell'Unione europea su temi quali: le tariffe elettriche e del gas; le competenze istituzionali delle Autorità di regolazione; il sistema delle licenze; il transito internazionale dell'energia elettrica; lo sviluppo delle fonti rinnovabili; la sicurezza e la qualità dei servizi; l'apertura dei mercati alla concorrenza e il loro monitoraggio; le regole del mercato elettrico e del gas; la protezione dei consumatori; le ispezioni e i controlli; la separazione contabile e il sistema informativo. In collaborazione con gli esperti italiani ed europei, l'Autorità turca ha predisposto nuove normative e sta procedendo alla revisione di quelle esistenti, ove necessario. Molto intensa è anche l'attività formativa. Si sono svolti corsi di formazione per circa 150 ore, rivolti ai funzionari di nuova assunzione e all'aggiornamento del personale esperto, oltre che sei visite di studio in Italia e in altri paesi dell'Unione europea da parte di funzionari turchi.

Workshop Euromed

L'Autorità ha promosso e organizzato a Roma nel maggio 2006, su mandato del CEER e della Commissione europea, un *workshop* con i rappresentanti delle omologhe istituzioni di regolazione di tutti i paesi che si affacciano sul bacino mediterraneo. Al *workshop* (*The Energy Regulators Community in the Mediterranean Basin*) sono stati invitati i regolatori dell'energia o delle istituzioni di regolazione di Portogallo, Spagna, Francia, Italia, Slovenia, Croazia, Albania, Serbia, Bosnia-Erzegovina, Montenegro, Grecia, Mal-

ta, Cipro, Turchia, Siria, Giordania, Libano, Palestina, Israele, Egitto, Libia, Algeria, Tunisia e Marocco. Tale iniziativa si colloca nel quadro delle attività di collaborazione internazionale con le regioni limitrofe all'Unione europea promosse dal CEER. Lo sviluppo delle relazioni multilaterali con i regolatori e le istituzioni di regolazione dei paesi del bacino mediterraneo si colloca, sotto il profilo politico ed economico, nell'ambito del partenariato Euromed che ha caratterizzato, nell'area, la politica esterna della Unione europea a partire dalla dichiarazione di Barcellona del 1995⁷.

International Energy Regulators Network (IERN)

Il progetto IERN (*International Energy Regulators Network*) – una piattaforma *web* mirata a facilitare lo scambio di informazioni e la collaborazione fra le Autorità di regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas a livello mondiale – è un'iniziativa "a rete", promossa dal 2° *World Forum on Energy Regulation* (WFER), sulla falsariga della rete mondiale delle Autorità di garanzia della concorrenza ICN (*International Competition Network*). L'Autorità italiana, organizzatrice del 2° WFER, ha raccolto il mandato e curato le fasi di prima ideazione e progettazione di una rete mondiale di regolatori su supporto *web*. Nel luglio 2005, il progetto pilota realizzato dall'Autorità italiana è stato presentato al CEER che ne ha implementato il profilo tecnico e i contenuti, in vista di una presentazione pubblica al 3° WFER (Washington, ottobre 2006). La *Florence School of Regulation* ha curato insieme all'Autorità italiana il progetto nel corso dell'anno appena trascorso, predisponendo anche le necessarie azioni di collaborazione con le associazioni regionali gemelle del CEER (NARUC del Nord America, ARIAE del Sud America, CAMPUT del Canada) e le principali istituzioni di cooperazione economica internazionale (Unione europea, Banca europea degli investimenti, Agenzia internazionale per l'energia e Banca mondiale) a sostegno dell'iniziativa. Il progetto IERN al momento ha individuato oltre 250 regolatori dell'energia a livello mondiale e si propone di costituire per gli stessi uno strumento di coordinamento e scambio di esperienze che darà continuità agli incontri triennali organizzati dal WFER.

⁷ In particolare nel settore energetico è da ricordare il ruolo pro-attivo svolto dal Governo italiano in occasione della Conferenza interministeriale di Roma nel dicembre 2003 che ha portato alla firma di importanti protocolli fra cui l'avvio del mercato elettrico integrato del Maghreb, del mercato del gas del Mashreq, della collaborazione in campo energetico fra Autorità della Palestina e Israele e l'istituzione in Roma di un Segretariato a supporto del processo (Remep).

Evoluzione della legislazione italiana

Documento di programmazione economica e finanziaria

Il Documento di programmazione economica e finanziaria (DPEF) rappresenta un momento fondamentale per l'attività dell'Autorità in quanto costituisce lo strumento attraverso il quale Parlamento e Governo forniscono le linee strategiche di indirizzo cui dovranno ispirarsi le decisioni.

Deliberato dal Consiglio dei ministri il 15 luglio 2005, il DPEF per il periodo 2006-2009 è stato redatto in base alle regole del nuovo Patto di stabilità e crescita europeo, adottato dal Consiglio europeo nel marzo 2005, e indica alcune linee di intervento necessarie per dare impulso alla crescita economica del paese. Il DPEF individua una serie di azioni specifiche finalizzate al rilancio dell'economia nazionale, fra cui: il completamento del processo di liberalizzazione dei prodotti e dei servizi, con particolare riguardo al mercato dell'energia; l'innalzamento in termini significativi del livello della concorrenza; l'adozione di politiche volte a favorire la riduzione del costo finale dei servizi. In particolare, il DPEF auspica la riduzione delle barriere all'entrata in settori chiave dell'economia come i servizi a rete, elettricità e gas, e impegna il Governo a prestare particolare attenzione all'andamento dei prezzi del petrolio e dei suoi derivati. Nel DPEF il Governo garantisce, altresì, di adoperarsi per l'individuazione di "specifiche misure volte ad alleviare la spesa energetica per le fasce di popolazione più esposte".

Legge finanziaria 2006

Gli obiettivi di finanza pubblica delineati dal Governo nel DPEF confluiscono nella legge finanziaria che contiene, a sua volta, le specifiche disposizioni della manovra finanziaria.

La legge finanziaria 2006 (23 dicembre 2005, n. 266), adeguandosi alle prescrizioni del DPEF, ha rilanciato il processo di messa a punto della cosiddetta tariffa sociale nel settore elettrico, che

consentirebbe una definizione tariffaria più attenta alle categorie meritevoli di tutela sociale, come sollecitato più volte dall'Autorità al Governo attraverso la *Relazione Annuale* e l'attività di segnalazione. Al contempo, la legge finanziaria 2006 contiene disposizioni che potrebbero determinare un forte impatto sulle tariffe elettriche. In particolare, si sono stimati maggiori oneri gravanti per circa 100 milioni di euro sulla componente A_2 , riferita alla copertura dei costi connessi con lo smantellamento delle centrali e degli impianti nucleari, e per circa 35 milioni di euro sulla componente MCT destinata alle misure di compensazione territoriale derivanti dall'attuazione di nuove misure. La legge finanziaria 2006 ha altresì previsto un canone aggiuntivo per i titolari delle concessioni idroelettriche che potrebbe determinare un maggiore onere, stimato intorno ai 60 milioni di euro, a carico delle imprese idroelettriche, con un possibile aumento dei costi di produzione.

Infine, la legge finanziaria 2006, nell'intento di equiparare il regime di contribuzione dell'Autorità per le garanzie delle comunicazioni a quello già in vigore per l'Autorità (che si finanzia senza onere alcuno a carico del bilancio dello Stato), ha abrogato erroneamente l'art. 2, commi 38, lettera b), e 39, della legge 14 novembre 1995, n. 481, determinando così il venir meno del finanziamento per questa Autorità. Il Governo si è prontamente impegnato a sanare tale errore materiale, reintegrando pienamente il finanziamento dell'Autorità, prima con la tempestiva emanazione del decreto legge 17 gennaio 2005, n. 6, *Differimento dell'efficacia di talune disposizioni della legge 28 dicembre 2005, n. 262, sulla tutela del risparmio e la disciplina dei mercati finanziari, nonché finanziamento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, poi con l'approvazione della legge 23 febbraio 2006, n. 51, di conversione del decreto legge 30 dicembre 2005, n. 273, recante *Definizione e proroga di termini, nonché conseguenti disposizioni urgenti*, contenente una specifica norma *ad hoc*.

Divieto di oblazione

Una delle novità legislative più rilevanti dell'anno trascorso, con benefici riflessi in termini di incisività dell'azione di questa Autorità, riguarda l'abolizione dell'oblazione nel caso di sanzioni amministrative comminate dall'Autorità stessa con l'approvazione della legge 14 maggio 2005, n. 80, *Conversione del decreto legge 14 marzo 2005 recante disposizioni urgenti nell'ambito del Piano di azione per lo sviluppo economico, sociale e territoriale. Deleghe al Governo per la modifica del Codice di procedura civile in materia di processo di cassazione e di arbitrato nonché per la riforma organica della disciplina delle procedure concorsuali*.

Tale provvedimento, infatti, sancisce espressamente, all'art. 11-bis, il divieto di pagamento in misura ridotta delle sanzioni amministrative pecuniarie comminate dall'Autorità nei confronti degli operatori che hanno violato le disposizioni contenute nelle delibere dalla medesima adottate nei settori regolati. Lo stesso articolo dispone, inoltre, che l'ammontare delle sanzioni irrogate è destinato a un fondo per il finanziamento di iniziative a vantaggio dei consumatori, di tipo reintegratorio o di risarcimento forfetario dei danni subiti.

Modifiche della II Parte della Costituzione

Nel corso delle sedute del 20 ottobre e del 16 novembre 2005, la Camera dei deputati e il Senato della Repubblica hanno approvato la legge recante *Modifiche alla Parte II della Costituzione*.

Tale provvedimento ha comportato l'importante riconoscimento, a livello costituzionale, delle Autorità amministrative indipendenti. L'art. 35, infatti, prevede l'inserimento nella Costituzione di una disposizione che consente al legislatore l'istituzione di apposite Autorità indipendenti (stabilendone la durata del mandato, i requisiti di eleggibilità e le condizioni di indipendenza) per lo svolgimento di attività di garanzia o di vigilanza in materia di diritti di libertà garantiti dalla Costituzione e su temi di competenza dello Stato. È previsto, altresì, che le Autorità debbano riferire alle Camere sui risultati delle attività svolte.

Il provvedimento riconosce, all'art. 26, tra le funzioni del Presidente della Repubblica, anche quella di nominare i Presidenti delle Autorità amministrative indipendenti. Tuttavia, tale legge costituzionale è stata approvata in seconda votazione a maggioranza assoluta ma inferiore ai due terzi dei membri di ciascuna Camera e, pertanto, sarà soggetta a un referendum popolare confermativo, che dovrebbe svolgersi il prossimo giugno 2006.

Modifica della normativa sugli investimenti in imprese del settore energetico

Tra le leggi approvate in materia energetica, si segnala la legge 13 luglio 2005, n. 131 (*Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 14 maggio 2005, n. 81, recante disposizioni urgenti in materia di partecipazioni a società operanti nel mercato dell'energia elettrica e del gas*), che ha modificato la legge 20 luglio 2001, n. 301, di conversione del decreto legge 25 maggio 2001, n. 192, contenente disposizioni volte a salvaguardare i processi di liberalizzazione e privatizzazione di specifici settori dei servizi pubblici.

In particolare, la legge n. 301/01 prevedeva la sospensione automatica dei diritti di voto inerenti a partecipazioni superiori al 2% del capitale sociale di imprese che operano nei settori dell'elettricità e del gas, quando dette partecipazioni siano acquisite da imprese pubbliche non quotate in mercati finanziari regolamentati e che beneficino nel proprio mercato nazionale di una posizione dominante. La legge n. 131/05 ha disposto che la sospensione dei diritti di voto non venga applicata ai soggetti controllati direttamente o indirettamente da uno Stato membro dell'Unione europea e titolari nel proprio mercato nazionale di una posizione dominante, qualora le competenti Autorità degli Stati interessati abbiano approvato norme, definito indirizzi e avviato le procedure per la privatizzazione di tali soggetti e siano state definite con il Governo italiano intese finalizzate a tutelare la sicurezza degli approvvigionamenti energetici e l'apertura del mercato.

Privatizzazione di Snam Rete Gas

La privatizzazione di Snam Rete Gas Spa che, come noto, svolge le attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale, assume, nell'ambito delle dismissioni delle partecipazioni detenute dallo Stato, particolare rilevanza in quanto attinente a un'impresa esercente un servizio di pubblica utilità, il cui processo di privatizzazione è regolato dalla legge n. 481/95. Il Consiglio dei ministri ha approvato, a oltre un anno dai pareri espressi da Camera e Senato, il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 marzo 2006, in ordine all'*Individuazione di Snam Rete Gas, quale società nel cui statuto introdurre i poteri speciali*. Il provvedimento in esame dispone che Snam Rete Gas, in vista della discesa della partecipazione azionaria di Eni Spa dall'attuale 50,07%, al 20% entro il 31 dicembre 2008 (come stabilito dalla legge finanziaria 2006, all'art. 1, comma 373), sia individuata come società nel cui statuto, prima di

ogni altro atto che ne determini la perdita del controllo da parte dello Stato, deve introdurre una clausola, cd. *golden share*, che attribuisca al Ministro dell'economia e delle finanze uno o più poteri speciali da esercitarsi d'intesa con il Ministro delle attività produttive. Il menzionato atto normativo prevede, altresì, una verifica, dopo cinque anni, della permanenza delle ragioni che hanno determinato l'inserimento della predetta clausola, in base del processo di apertura dei mercati.

L'altro provvedimento riguardante la privatizzazione di Snam Rete Gas necessita, al momento della stesura della presente *Relazione Annuale*, di un ulteriore passaggio in Consiglio dei ministri, per l'approvazione definitiva. La bozza del predetto atto fa propri i rilievi formulati dalle Camere tra l'aprile e il maggio 2005 e stabilisce, in primo luogo, che l'alienazione della partecipazione di Eni in Snam Rete Gas venga effettuata mediante ricorso, anche disgiunto, sia all'offerta pubblica di vendita sia a trattativa diretta. Quest'ultimo strumento è stato previsto al fine di costituire un nucleo stabile di azionisti, per garantire l'interesse pubblico legato all'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale. La quota ceduta attraverso trattativa diretta non potrà comunque essere superiore al 30%. Prima di qualsiasi atto che determini la riduzione della partecipazione azionaria di Eni nel capitale sociale di Snam Rete Gas, si dovrà provvedere alla modifica dello statuto di Snam Rete Gas che tenga conto di due clausole essenziali: gli operatori del settore del gas (che esercitano le attività anche attraverso società controllate, controllanti o controllate dalla medesima controllante) e ciascuna società a controllo pubblico, anche indiretto (solo qualora operi direttamente nelle stesse attività) non potranno esercitare i propri

diritti di voto per la nomina degli amministratori per una quota che ecceda il limite del 5% del capitale sociale di Snam Rete Gas; viene inoltre previsto un limite al possesso azionario del 5% per qualsiasi soggetto diverso dallo Stato o da questo controllato.

Altri interventi normativi

In considerazione delle condizioni di difficoltà del sistema nazionale del gas naturale e per fare fronte alla situazione di emergenza climatica dell'inverno 2005-2006 (vedi anche il box di questo Capitolo), il Governo ha adottato una serie di provvedimenti fra cui il decreto legge 25 gennaio 2006, n. 19, convertito in legge 8 marzo 2006, n. 108, recante *Misure urgenti per garantire l'approvvigionamento di gas naturale*. Tale provvedimento ha previsto: l'utilizzo dell'olio combustibile in centrali termoelettriche fino al 31 marzo 2006, l'erogazione di corrispettivi addizionali per il settore termoelettrico e taluni interventi ambientali compensativi.

Per le medesime finalità, sono stati emanati, a fine gennaio 2006, ben dodici decreti interministeriali di deroga ambientale temporanea per l'uso di centrali termoelettriche che utilizzano olio combustibile senza zolfo e a basso contenuto di zolfo.

Infine, nel marzo 2006 ha trovato attuazione la legge 15 dicembre 2004, n. 308, con la quale il Parlamento ha delegato il Governo a procedere al riordino, al coordinamento e all'integrazione della legislazione in materia ambientale. Il 29 marzo 2006 il Consiglio dei ministri ha, dunque, approvato il decreto legislativo in materia ambientale, nel quale si trovano il recepimento di importanti Direttive europee e il riordino di ambiti essenziali della normativa ambientale.

Rapporti istituzionali

Segnalazioni al Parlamento e al Governo

L'attività di segnalazione al Parlamento e al Governo da parte dell'Autorità ha riguardato, nell'anno appena trascorso, principalmente le criticità del settore del gas naturale e il disegno di legge per la legge finanziaria 2006.

Su quest'ultimo sono state esposte due segnalazioni relative a emendamenti, presentati nel corso del dibattito parlamentare, con un'incidenza diretta sull'azione dell'Autorità. La prima, dell'agosto 2005, segnalava l'inopportunità della proposta avanzata per la tassazione a fini ambientali delle grandi reti di trasmissione, per l'incidenza negativa che essa avrebbe avuto sui bilanci delle aziende, gli investimenti in sviluppo e il raggiungimento della terziarietà delle reti; sono state ricordate anche le incompatibilità con l'ordinamento comunitario, già evidenziate in occasione di un'analogia addizionale fiscale introdotta dalla Regione Sicilia nel 2002. Con la stessa, l'Autorità segnalava anche gli effetti distorsivi dei prezzi finali di misure fiscali volte a differenziare, sul territorio nazionale, l'accisa sul gas metano a favore di zone climatiche più rigide. La seconda segnalazione, del dicembre 2005, riguardava alcuni emendamenti del Governo al disegno di legge finanziaria 2006, che, ponendo oneri aggiuntivi a carico della componente tariffaria a copertura degli oneri nucleari e dei canoni di concessione per gli impianti idroelettrici, avrebbero avuto un impatto immediato sulle tariffe elettriche.

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, nell'anno appena trascorso l'Autorità ha inviato numerose segnalazioni al Governo e Parlamento; per una trattazione più ampia dell'azione dell'Autorità connessa con l'emergenza gas dell'inverno 2005-2006 si rinvia all'apposito box di approfondimento delle pagine seguenti.

Nell'agosto 2005, l'Autorità ha indirizzato al Parlamento e al Governo una segnalazione, mirata a garantire la terziarietà della gestione degli stoccaggi sotterranei e il loro potenziamento, a favore sia dello sviluppo della concorrenza sia della sicurezza energetica na-

zionale. La segnalazione – basata sulle conclusioni dell'Istruttoria conoscitiva sul mercato del gas, condotta congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato nel 2004 e sugli esiti degli ulteriori e successivi accertamenti – sottolinea l'urgenza di nuovi investimenti per ridurre la scarsità della capacità di stoccaggio che, già nell'inverno 2004-2005, aveva reso necessario, per far fronte all'emergenza nelle forniture, il ricorso ai contratti interrompibili. La disponibilità di adeguata capacità di stoccaggio rappresenta un prerequisito essenziale per la funzionalità del mercato del gas nazionale; gli attuali limiti di capacità, che si aggiungono alla scarsa flessibilità esistente nei gasdotti internazionali, costituiscono inoltre un'importante barriera all'entrata di nuovi operatori, ostacolano le prospettive di sviluppo nazionale e favoriscono indirettamente progetti concorrenti in altri paesi. A partire dal 2001, data di avvio della liberalizzazione, si sono infatti registrate sistematicamente richieste di capacità superiori a quelle disponibili. Nella segnalazione al Governo e al Parlamento l'Autorità raccomanda per Stogit Spa, società del gruppo Eni che controlla il 98% degli stoccaggi, un processo di separazione proprietaria dalle società di approvvigionamento e vendita e una progressiva riduzione della quota di proprietà della società Eni al 20 o meglio al 5%. Al Governo infine, in particolare, l'Autorità propone un intervento per impegnare fin da subito Stogit in un piano di potenziamento degli stoccaggi esistenti, coerente con la crescita del mercato gas e tale da garantire la sicurezza del servizio e la disponibilità di gas anche in condizioni di emergenza.

Nel settembre 2005 l'Autorità è nuovamente intervenuta per segnalare al Parlamento e al Governo le motivazioni dell'appello proposto al Consiglio di Stato avverso la sentenza del TAR Lombardica che, annullando la delibera 29 dicembre 2004, n. 248, dell'Autorità, contenente gli incrementi dei prezzi del gas, metteva in discussione i suoi poteri stessi di regolazione. La sentenza del TAR

veniva poi rovesciata a favore dell'Autorità dalla sentenza del Consiglio di Stato del marzo 2006. Sempre nel settembre 2005, l'Autorità ha inoltrato una segnalazione mirata a rafforzare la protezione dei consumatori in merito alla sicurezza degli impianti di utenza del gas. L'imperfetta attuazione della legge 5 marzo 1990, n. 46, per gli impianti di utenza gas, a cui fa riferimento il regolamento di accertamento della sicurezza emanato dalla stessa Autorità per i nuovi impianti, ha infatti comportato disagi per i clienti finali e reso necessario l'avvio dei controlli disciplinati dall'Autorità di un regime transitorio.

Sempre nel settembre 2005, a valle dell'istruttoria conoscitiva sulla gestione e l'utilizzo del terminale di rigassificazione di GNL di Panigaglia e sull'approvvigionamento del GNL sul mercato nazionale, sollecitata anche da operatori del mercato, l'Autorità ha segnalato all'Autorità garante della concorrenza e del mercato anomalie nell'utilizzo della capacità di rigassificazione conferita da GNL Italia Spa a Eni negli anni termici 2002-2003 e 2003-2004, che lasciano prefigurare un possibile abuso di posizione dominante ai sensi della normativa sia italiana sia comunitaria di tutela della concorrenza.

Nell'ottobre 2005, l'Autorità è nuovamente intervenuta presso il Parlamento e il Governo per segnalare gli eccessivi corrispettivi proposti dai distributori nelle gare di attribuzione delle concessioni. In assenza di criteri vincolanti per la valutazione delle offerte economiche e dei parametri di qualità, gli esiti di alcune gare evidenziavano il rischio che aggiudicazioni basate prevalentemente sui corrispettivi elevati avrebbero potuto indurre i gestori aggiudicatari a minimizzare i costi, sia di gestione sia di investimento, a discapito della qualità e della sicurezza del servizio. L'Autorità ha pertanto sollecitato il Parlamento e il Governo a intervenire nella fissazione di criteri vincolanti per l'aggiudicazione delle gare.

Nel febbraio 2006 l'Autorità ha pubblicato il rapporto *Situazione del mercato della vendita di gas naturale ai clienti finali in Italia*, redatto ai fini della verifica del grado di concorrenza effettiva nel mercato nazionale; ha inoltre inviato al Parlamento e al Governo una segnalazione che illustra le principali problematiche emerse ed eventuali misure di intervento. Il rapporto mette in luce un quadro complessivo caratterizzato ancora da notevoli criticità sotto il profilo concorrenziale. Nel mercato della vendita il gruppo

Eni detiene una quota rilevante (pari a circa il 25% delle vendite sulla rete di distribuzione e al 65% delle vendite sulla rete di trasporto) in confronto a quella delle restanti imprese, molte delle quali non arrivano all'1% del mercato nazionale. Proprio perché molte di esse assumono una posizione rilevante a livello locale (con quote di mercato prossime, in molti casi, al 100% nei rispettivi ambiti di vendita) e continuano a rifornirsi all'ingrosso da Eni, tende a perpetuarsi la situazione di dipendenza dall'operatore principale e di scarso incentivo a competere con altri operatori per l'ampliamento delle proprie quote di mercato. L'Autorità pertanto segnalava al Governo e al Parlamento l'esigenza di intervenire sull'assetto del mercato per definire meglio la separazione, anche proprietaria, dei ruoli dei singoli operatori e assicurare le condizioni strutturali per un confronto competitivo fra venditori, favorendo investimenti in infrastrutture di importazione e stoccaggio. Le risultanze dell'indagine confermavano anche l'esigenza di mantenere in vigore le azioni di tutela regolatoria dell'Autorità a favore dei clienti finali aventi modeste dimensioni di consumo (obbligo al venditore di offrire ai consumatori finali con consumi inferiori ai 200.000 m³/anno condizioni economiche calcolate sulla base di criteri stabiliti dall'Autorità).

Infine nel marzo 2006 l'Autorità ha segnalato al Parlamento e al Governo le forti tensioni sui prezzi dell'energia rinnovabile che verrebbero introdotte dall'art. 267 dello schema di decreto legislativo recante norme in materia ambientale (cd. "Testo unico ambiente") nella sua versione approvata il 10 febbraio 2006 dal Consiglio dei ministri. L'articolo summenzionato replicava le misure già presenti nel decreto del Ministero delle attività produttive e del Ministero dell'ambiente 20 ottobre 2005 in tema di prezzo di cessione dell'energia elettrica e di mercato dei certificati verdi, già oggetto di ricorso al TAR Lazio da parte dell'Autorità stessa. Le misure previste avrebbero, come si ricorda anche nella segnalazione, comportato un impatto significativo sugli oneri generali gravanti del sistema elettrico con un incremento del 10% del prezzo di cessione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, oltre che un aggravio della componente tariffaria A₃ (circa 100 milioni di euro per ogni TWh di certificati verdi che avrebbe dovuto obbligatoriamente ritirare il Gestore del mercato elettrico Spa - GME).

Emergenza gas nell'inverno 2005-2006: attività di segnalazione e regolazione dell'Autorità

L'emergenza gas dello scorso inverno, la più difficile e rischiosa registrata in Europa negli ultimi anni, è stata una emergenza di sistema, inteso come sistema delle infrastrutture, in particolare di approvvigionamento e di stoccaggio. Le cause strutturali dell'emergenza sono state individuate, dalla commissione ministeriale istituita per fronteggiare l'emergenza, in un deficit delle infrastrutture finalizzate all'approvvigionamento del gas dall'estero (gasdotti di importazione e terminali di GNL) in combinazione con la rapida crescita dei consumi di gas, il concomitante rapido declino della produzione nazionale (circa un miliardo in meno ogni anno) e l'insufficiente disponibilità di stoccaggio. Per quanto riguarda i gasdotti di importazione, si è in presenza di un ritardato avvio del potenziamento dei gasdotti esistenti, quali il TAG per l'approvvigionamento del gas russo e il sistema TTPC per le forniture dall'Algeria. Eni ha rinviato i previsti interventi per il potenziamento negli scorsi anni adducendo quale ragione del differimento una possibile "bolla del gas", un eccesso di offerta in termini di infrastrutture e di gas, che sarebbe derivata dalla realizzazione dei progetti per nuovi terminali di GNL e di altre infrastrutture "concorrenti". Nuovi gasdotti, di fatto, non sono ancora stati realizzati. L'unica nuova infrastruttura, peraltro programmata con anticipo rispetto alla liberalizzazione, è il gasdotto dalla Libia (Greenstream) che non ha ancora raggiunto gli 8 miliardi di metri cubi di disponibilità programmati a regime. Nuovi gasdotti quali l'IGI e il Galsi sono ancora progetti in discussione. Per quanto riguarda i nuovi terminali di rigassificazione, solo quello dell'Alto Adriatico a largo di Rovigo è in fase di avanzata costruzione, dopo un iter autorizzativo complesso e superata la lunga fase del contenzioso. Circa la realizzazione del terminale di Brindisi, permangono ancora incertezze: i lavori sono stati avviati in un clima di contenzioso amministrativo sollevato dagli enti locali (la

situazione degli altri progetti è riassunta nel primo volume di questa *Relazione Annuale*). Infine anche lo stato dello sviluppo del sistema degli stoccaggi, per la cui descrizione si rimanda al primo volume, è in forte ritardo rispetto ai tempi previsti per la realizzazione di nuove capacità e per l'avvio di nuovi progetti e quindi rispetto alle richieste del mercato.

Attività di segnalazione

L'Autorità ha da anni segnalato la carenza infrastrutturale nella quale versa il paese, dovuta anche al complesso iter burocratico-autorizzativo e al quadro normativo necessariamente in continua evoluzione, ma aggravata dalla politica dell'operatore dominante che, perseguendo una strategia di controllo del mercato interno, ha ritardato il potenziamento delle infrastrutture di importazione estere delle quali ha il pieno controllo (vero "collo di bottiglia" per l'accesso di nuovi operatori sul mercato italiano) rimandandone la realizzazione negli anni.

Già nella presentazione della *Relazione Annuale* sullo stato dei servizi e sull'attività svolta relativa all'anno 1999, prima dell'avvio della liberalizzazione, l'Autorità segnalava la difficoltà a promuovere la concorrenza in un paese in cui l'impresa dominante "controlla le infrastrutture di approvvigionamento, trasporto primario e stoccaggio"; rimarcando inoltre che "l'elevato tasso di crescita dei consumi di gas previsto per i prossimi anni fornisce lo spazio per l'ingresso di altri fornitori: essa deve accompagnarsi a un ampliamento delle fonti di approvvigionamento al fine di ridurre il rischio associato alla dipendenza dall'estero". Segnalazioni circa la necessità dello sviluppo delle infrastrutture del gas e di interventi atti a liberare capacità nelle dorsali di importazione, svincolandole dal controllo dell'operatore dominante, sono state presentate dall'Autorità puntualmente ogni anno dal 1999 al 2005, in

occasione della presentazione della propria *Relazione Annuale* al Parlamento e al Governo. Segnalazioni circa la necessità dello sviluppo delle infrastrutture del gas e di interventi erano presenti anche nelle conclusioni dell'Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, svolta congiuntamente dall'Autorità con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e conclusa nel giugno 2004. In essa si documentava l'inesistenza del rischio "bolla di gas" e si evidenziava "una situazione di forte criticità per i prossimi 3-4 anni, in termini di sicurezza del sistema degli approvvigionamenti (tanto più in un sistema sempre più esposto anche per quanto riguarda la produzione di elettricità) nonché problemi di scarsità e di razionamento già registrati della capacità di stoccaggio".

A seguito dei risultati dell'Indagine congiunta, l'Autorità ha presentato le criticità sopracitate al Governo e al Parlamento in più occasioni, corredandole di misure e proposte di intervento. Nella segnalazione in materia di terzietà della rete nazionale, degli stoccaggi e di sviluppo concorrenziale del mercato del gas naturale del 27 gennaio 2005, indicando la posizione dominante del gruppo Eni sia nell'approvvigionamento sia nella vendita di gas in Italia l'Autorità concludeva che "L'attuale limitata capacità di importazione e di stoccaggio, così come la persistenza di congestioni nei metanodotti di importazione [...] può ben considerarsi funzionale al mantenimento di tale posizione dominante complessiva nel mercato nazionale". Gli interventi proposti in tale contesto riguardano la dismissione da parte di Eni della proprietà di Snam Rete Gas e di Stogit, la creazione di un operatore del trasporto indipendente, e il conferimento a questo dei diritti di Eni sulle infrastrutture di importazione estere. In occasione dell'Audizione presso la Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera

(Memoria del 18 marzo 2005), l'Autorità ha denunciato l'insufficienza della dotazione infrastrutturale del paese, ulteriormente evidenziata dall'emergenza climatica del marzo 2005: "tale emergenza è stata solo in parte conseguenza degli eventi climatici delle scorse settimane, posto che la stagione fredda, nel suo complesso, non può essere definita eccezionale. L'evento ha quindi evidenziato quanto sia importante la realizzazione di nuove infrastrutture di adduzione per aumentare la disponibilità di gas naturale sul territorio nazionale, non certo il pericolo di una 'bolla di gas'". Successivamente, nella citata segnalazione al Parlamento e al Governo in materia di stoccaggi di gas naturale del 3 agosto 2005, è stato lanciato un vero e proprio appello per il tempestivo potenziamento degli stoccaggi in ragione della scarsità esistente e dei pericoli per il sistema, fortemente vulnerabile, ponendo anche l'attenzione sui ritardi degli operatori, in particolare di Stogit, nella realizzazione dei potenziamenti del sistema di stoccaggio e dei nuovi stoccaggi delle concessioni di cui è titolare. Nel dicembre 2005, nel corso della conferenza stampa congiunta con E-Control (l'Autorità di regolazione austriaca) tenutasi a Bruxelles sulle congestioni dei gasdotti di importazione e i rischi di scarsità per il sistema italiano, è stato lanciato l'allarme per la congestione sul TAG il gasdotto che attraversa l'Austria portando a Italia, Austria e Slovenia il gas di provenienza russa. I motivi citati per un'azione immediata, la crescita della domanda particolarmente significativa negli ultimi anni, il calo della produzione nazionale, la scarsità delle capacità di stoccaggio, la situazione di emergenza del marzo 2005, sono stati ripresi anche nella Memoria per l'audizione nell'ambito dell'indagine conoscitiva presso la X Commissione industria, commercio e turismo del Senato del 13 dicembre 2005.

Attività di regolazione

Con la definizione nell'anno appena trascorso dei criteri per l'adozione dei Codici di stoccaggio e di rigassificazione (vedi il Capitolo 3), è stata ultimata la definizione del quadro regolatorio per le infrastrutture gas previsto dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (tariffe e regole di accesso al sistema). Tutti i provvedimenti di regolazione sia tariffaria sia dell'accesso alle infrastrutture adottati dall'Autorità, nel corso degli anni, contengono chiari meccanismi per la promozione e lo sviluppo dei nuovi investimenti e la gestione efficiente delle infrastrutture. Sono state promosse anche importanti regole volte alla promozione delle nuove infrastrutture – che garantiscono la priorità di accesso a chi sostiene l'onere del nuovo investimento (delibere 15 maggio 2002, n. 91, e 17 luglio 2002, n. 137) e incentivano lo sviluppo dei nuovi investimenti – riprese nella normativa nazionale (legge 12 dicembre 2002, n. 273) e confermate dalla Direttiva europea 2003/55/CE.

L'incentivazione delle infrastrutture introdotta nei provvedimenti tariffari dell'Autorità si caratterizza attraverso:

- il riconoscimento di remunerazioni più elevate per favorire i nuovi investimenti (nuova capacità di trasporto e rigassificazione) e la certezza dei livelli di ricavo (per esempio, ricavi da quota capacità garantiti per il trasporto e la rigassificazione);
- la libertà tariffaria nei primi anni di attività per favorire l'ingresso di nuovi operatori, che hanno la possibilità di gestire con flessibilità l'offerta dei loro servizi nella fase di *start up* (per esempio, per la nuova capacità di stoccaggio 4 anni e di trasporto 2 anni);
- gli incentivi per gli operatori delle infrastrutture ad aumentare l'*output* delle attività regolate (per esempio, gas trasportato, gas movimentato in stoccaggio);

- l'obbligo a fornire servizi interrompibili e incentivi tariffari per gli utenti che richiedono tali servizi, a vantaggio del sistema.

Relativamente ai provvedimenti sulle condizioni di accesso, oltre alla già citata priorità a chi sostiene l'onere del nuovo investimento, sono previste regole per l'allocazione della capacità in caso di congestione. Nel caso dello stoccaggio, per esempio, nella perdurante situazione di scarsità di capacità, il conferimento di capacità è destinato in via prioritaria alla modulazione dei consumi inferiori ai 200.000 m³ annui (tipici del settore domestico), al fine di assicurare, coerentemente con le disposizioni del decreto legislativo n. 164/00, le esigenze di questo specifico segmento di clientela.

Relativamente allo stoccaggio la delibera 21 giugno 2005, n. 119, ha previsto:

- la determinazione solo alla fine dell'anno termico (entro la fine di gennaio) dei corrispettivi di utilizzo del gas strategico, così da evitare che la conoscenza di tale valore incoraggi eventuali arbitraggi tra il costo del gas strategico e altre fonti o che la sua fissazione effettuata mesi prima porti a valori che, a fronte di impennate improvvise dei prezzi, possano divenire convenienti a fini della speculazione (delibera 30 gennaio 2006, n. 21, per l'anno corrente);
- corrispettivi di bilanciamento volti ad assicurare la tempestiva reintegrazione degli stoccaggi in caso di utilizzo di capacità superiore a quanto impegnato;
- più dettagliate disposizioni per il coordinamento tra le imprese di stoccaggio e quelle di trasporto (anche al fine della gestione delle situazioni di emergenza);
- il costante monitoraggio delle prestazioni del sistema nel corso dell'anno.

In merito ai contratti di stoccaggio attualmente

in essere, in violazione delle disposizioni della delibera n. 119/05, è stata aperta un'istruttoria per l'irrogazione di una sanzione ai sensi della legge n. 481/95.

Gli interventi regolatori emanati più specificamente dall'Autorità per fronteggiare l'emergenza riguardano:

- riduzioni della tariffa di trasporto per i punti di riconsegna del sistema che con l'interruzione della fornitura hanno contribuito a fronteggiare l'emergenza (delibera 29 luglio
- 2005, n. 166);
- incentivi economici all'offerta di interrompibilità delle forniture di gas ai clienti del settore industriale (in attuazione del decreto del Ministro delle attività produttive 20 gennaio 2006) (delibera 21 gennaio 2006, n. 10);
- avvio di istruttorie formali per l'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative nei confronti di alcuni esercenti la vendita del gas per uso improprio delle capacità di stoccaggio conferite (delibera 7 marzo 2005, n. 37).

Pareri e proposte al Governo

Nell'anno appena trascorso l'Autorità ha fornito al Ministero delle attività produttive pareri tecnici sia nel settore dell'energia elettrica sia in quello del gas naturale. Per quanto riguarda l'energia elettrica a maggio 2005 si è fornito un parere positivo sullo Schema di decreto che disciplinava le modalità di rimborso degli *stranded cost*, cioè i costi non recuperabili riconosciuti nella Direttiva 96/92/CE, alla luce delle nuove disposizioni comunitarie (decreto 30 giugno 2005, n. 150), suggerendo un allungamento dei tempi di rimborso per attenuare le pressioni al rialzo dei prezzi energetici. Nell'ottobre 2005 è stato inoltre dato parere favorevole alle modifiche proposte dal Ministero delle attività produttive al Testo integrato che disciplina il mercato elettrico, per adeguarlo agli interventi urgenti che il GME ha dovuto adottare ad aprile 2004, dicembre 2004, marzo 2005, maggio 2005 e settembre 2005. Il 9 dicembre 2005 sono stati infine dati pareri favorevoli sia allo sche-

ma di decreto che fissa le modalità e i criteri per l'*import* di energia elettrica per il 2006, sia a quello che definisce le Direttive all'Acquirente Unico Spa relativamente ai contratti pluriennali delle importazioni. Per il dettaglio su ambedue gli interventi si rinvia al Capitolo 2. Relativamente all'aggiornamento della rete nazionale di gasdotti, emanato, come previsto dal decreto legislativo n. 164/00, dal Ministero delle attività produttive con decreto 4 agosto 2005, l'Autorità ha formulato parere favorevole sia all'inserimento in rete di alcuni gasdotti tra i quali il terminale di rigassificazione di GNL di Brindisi, sia al potenziamento della tratta a esso collegata (delibera 21 giugno 2005, n. 120). Nel febbraio 2006 l'Autorità si è inoltre espressa positivamente sugli esiti della procedura di assegnazione, presentati da Snam Rete Gas, di lotti per contratti di fornitura interrompibili alla luce dell'aggravarsi, a gennaio 2006, dell'emergenza gas.

Audizioni presso il Parlamento

Nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sulle prospettive degli assetti proprietari delle imprese energetiche e sui prezzi dell'energia in Italia, il 13 dicembre 2005 l'Autorità ha presentato la memoria *Valutazioni sulla situazione in atto nel settore energetico* durante l'audizione presso la X Commissione industria, commercio e turismo del Senato. Il 19 gennaio 2006, nell'ambito dell'audizione presso la X Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera, l'Autorità ha proposto una seconda memoria che completava e integrava le valutazioni sul settore energetico presentate a dicembre. Le due audizioni, oltre a fornire elementi conoscitivi alla summenzionata Indagine, davano anche risposta all'esigenza, espressa dai Presidenti del Senato e della Camera, di instaurare con le Autorità di regolazione un rapporto più stretto e intenso avvalendosi dello strumento delle audizioni parlamentari presso le commissioni competenti.

Nella memoria del 13 dicembre 2005, l'Autorità ha voluto dare conto dei principali interventi di regolazione dell'anno trascorso nell'ambito della congiuntura internazionale e dell'evoluzione del quadro normativo europeo e nazionale. Si sono pertanto richiamate le caratteristiche strutturali dei settori dell'energia elettrica e del gas – dipendenza della produzione elettrica dagli idrocarburi e legame tra il prezzo del gas naturale a quello del petrolio – che rendono il sistema energetico italiano particolarmente vulnerabile agli effetti della congiuntura internazionale, che inevitabilmente incide sui prezzi e le tariffe ai consumatori finali. Con riferimento al quadro normativo internazionale ed europeo, si sono volute ricordare le forti tensioni sui costi di generazione, già presentate al Parlamento, derivanti dal piano di riduzione delle quote di emissione degli impegni del Protocollo di Kyoto e dall'attuazione della relativa Direttiva europea. Ulteriori tensioni sui prezzi finali dell'energia elettrica al mercato libero derivano anche dalla piena attuazione del regolamento europeo per gli scambi transfrontalieri CE n. 1228/2003 in presenza di interconnettori congestionati e di forti differenziali di prezzo esistenti fra l'Italia e gli altri paesi europei. Sul fronte del quadro normativo nazionale l'Autorità ha voluto segnalare al Senato: l'esigenza di un rapido recepimento delle

Direttive europee; le criticità dell'articolazione istituzionale del settore elettrico contenuta in alcune proposte in discussione nel dibattito sulla legge finanziaria 2006; nonché gli interventi sull'assetto infrastrutturale del settore del gas naturale, necessari per garantire lo sviluppo di un vero e proprio mercato concorrenziale (procedure di *gas release*, tetti alle immissioni in rete e separazione proprietaria della rete di trasporto e degli stoccaggi da Eni).

Relativamente al processo di liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica, l'Autorità ha voluto ricordare l'importanza dell'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica, nonché l'avvio della borsa elettrica dopo una prima fase di rodaggio. Ha segnalato altresì che il pieno dispiegarsi delle potenzialità del mercato elettrico all'ingrosso risulta ancora frenato da alcuni fattori (il ruolo ricoperto dall'operatore dominante, una imperfetta partecipazione della domanda attiva in borsa e un incompleto sviluppo del mercato dei servizi di dispacciamento e della riserva), nonché ricordato gli interventi dell'Autorità in questa direzione (introduzione di meccanismo contrattuali del tipo *Virtual Power Plants*). L'Autorità ha anche segnalato le distorsioni sui segnali di prezzo derivanti dalle tariffe speciali ai grandi consumatori di energia e il permanere sul piano strutturale di carenze, soprattutto in zone deficitarie di offerta, di nuovi investimenti in generazione.

Nel settore del gas naturale il processo di liberalizzazione, sulla carta più avanzato di quello elettrico, stenta a decollare per il permanere di una forte concentrazione del mercato e di significative rigidità nell'accesso alle reti di trasporto, interconnessione e stoccaggio. Il ruolo dell'operatore dominante su tutte le fasi della filiera e in particolare sulle infrastrutture *up-stream*, vincolate ancora da contratti a lungo termine antecedenti alla liberalizzazione, nonché il parziale fallimento dei programmi di *gas release* hanno generato nel settore un fenomeno di entrata di nuovi operatori senza concorrenza. In questo contesto gli interventi dell'Autorità, oltre a una sistematica attività di segnalazione delle criticità, si sono concentrati su: tariffe incentivanti e non discriminatorie per l'uso della rete, degli stoccaggi e dell'attività di rigassificazione; garanzie di accesso ai nuovi entranti; prevenzione dei comporta-

menti discriminatori da parte dell'operatore dominate, sostenuta da un'intensa attività di indagini e dall'irrogazione di sanzioni sul settore della vendita. L'Autorità ha avuto anche modo di evidenziare le criticità emergenti nel settore dell'approvvigionamento del gas naturale.

Nella memoria l'Autorità ha ricordato gli importanti risultati ottenuti dalla regolazione incentivante della qualità del servizio volta a promuovere i recuperi di affidabilità, efficacia e sicurezza del servizio nonché gli squilibri e i differenziali fra le diverse aree del paese (vedi il Capitolo 2). Un'analoga regolazione incentivante è stata avviata anche per il gas naturale (vedi il Capitolo 3). Sono da segnare inoltre il buon esito del meccanismo degli indennizzi automatici che le società di distribuzione sono tenute a riconoscere in bolletta ai consumatori senza formale richiesta da parte del cliente; il monitoraggio della sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale; le proposte per il miglioramento della qualità dei servizi telefonici commerciali forniti (*call center*). Infine, l'Autorità ha voluto richiamare l'attenzione del Parlamento sull'incidenza che ricorsi amministrativi avversi a suoi provvedimenti, talvolta attivati con pure finalità dilatorie, hanno sul quadro regolatorio e normativo, la cui chiarezza e stabilità sono per gli operatori requisiti imprescindibili.

La memoria del 19 gennaio 2006, oltre a esporre con maggiore ricchezza di informazioni fattuali e dati statistici le evidenze e le criticità dello stato della liberalizzazione dei due settori già presentate nell'audizione del dicembre 2005 al Senato, ha dato particolare rilievo: ai temi dell'internazionalizzazione dei settori; alle criticità nella sicurezza delle forniture di gas naturale emerse nei primi giorni del 2006; all'andamento di medio termine di tariffe e prezzi; agli interventi volti a promuovere l'uso efficiente dell'energia; alle procedure di consultazione e programmazione delle attività di regolazione.

Il processo di liberalizzazione e privatizzazione avviato in Italia nel

corso degli anni Novanta ha originato, in pochi anni, un cambiamento radicale nel settore energia. Un'indagine condotta dall'Autorità sulla struttura proprietaria delle imprese ha evidenziato una sostanziale modifica del grado di concentrazione e internazionalizzazione del settore energetico in tutte le fasi della filiera. Fra il 2003 e il 2004 sono cresciute numericamente le società controllate o partecipate da soggetti esteri nella generazione elettrica (da 19 a 35), nonché la quota di energia da esse prodotta. La rilevanza della presenza estera nel settore elettrico è confermata anche dal numero crescente di grossisti attivi nel mercato all'ingrosso e dei clienti finali. Il settore del gas naturale è caratterizzato invece da una minore apertura del mercato a soggetti esteri, dovuta a una presenza ancora significativa dell'operatore dominante, Eni, su tutti i segmenti della filiera.

L'andamento delle tariffe e dei prezzi evidenzia come la liberalizzazione del settore energetico abbia consentito un primo riordino del sistema tariffario a vantaggio di consumatori e utenti: sia nel settore elettrico, sia in quello del gas naturale, nonostante i prezzi italiani restino ancora fra i più alti in Europa, le componenti tariffarie dei segmenti regolati sono dal gennaio 2000 in costante diminuzione. A riprova dell'effetto stabilizzante della componente regolata sul prezzo finale, la tariffa elettrica media, pur trainata verso l'alto dalla forte dinamica dei prezzi degli idrocarburi, risulta decisamente più stabile del prezzo del petrolio. A differenza di altre borse europee, la borsa elettrica italiana ha avuto una dinamica non strettamente vincolata ai prezzi del petrolio e i suoi prezzi si sono gradualmente allineati a quelli delle principali borse europee. I margini di profitto dei maggiori produttori restano comunque ancora alti. Analoghe considerazioni possono essere fatte sull'andamento dei prezzi e delle tariffe del gas naturale. Tali corsi spiegano in qualche misura la parziale inversione di tendenza nei flussi di energia elettrica e gas naturale con l'estero registrata nei primi mesi del 2006.

Rapporti con altre istituzioni

Cassa conguaglio per il settore elettrico

La Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), ente pubblico non economico istituito con provvedimento CIP 6 luglio 1974, n. 34, garantisce il funzionamento del sistema in condizioni di concorrenza, sussidiando le imprese sfavorite nel periodo d'avvio della liberalizzazione e assicurando la copertura degli oneri generali di sistema. Gli organi di gestione della CCSE – Presidente, Comitato di gestione e Collegio dei revisori – sono nominati dall'Autorità d'intesa con il Ministero dell'economia e delle finanze. Le attività svolte dalla CCSE, sotto la loro vigilanza, derivano essenzialmente dall'azione di regolazione del sistema elettrico attuata dal 1997 dalla stessa Autorità e dalle disposizioni emanate dal Ministero delle attività produttive, in attuazione delle norme comuni del settore previste in ambito europeo di cui al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e sue successive modifiche. Le risorse finanziarie che affluiscono alla CCSE, gestite in modo distinto in base alla provenienza e alla destinazione di riferimento, sono costituite dalle componenti tariffarie e da altri corrispettivi unitari che devono essere applicati in relazione all'energia elettrica fornita ai clienti finali. Ogni componente è contraddistinta da una propria specifica finalità, per la quale l'Autorità ha disposto l'istituzione di distinti Conti di gestione garantiti da disposizioni operative di massima trasparenza. Dal 2004 sono stati aperti anche tre nuovi Conti di gestione per il settore del gas naturale utili per:

- la compensazione temporanea di costi elevati di distribuzione del gas;
- la compensazione temporanea degli ambiti a elevati costi unitari;
- l'assicurazione dei clienti finali civili del gas.

Le principali novità dell'anno trascorso (vedi i Capitoli 2 e 4) hanno riguardato l'apertura del Conto per gestire le partite derivanti dalla regolazione degli usi efficienti dell'energia elettrica.

Accordi di collaborazione con la Guardia di Finanza, l'ENEA e le Università

Nel dicembre 2005 l'Autorità ha siglato con la Guardia di Finanza un nuovo accordo di collaborazione, che sviluppando e ampliando il Protocollo d'intesa adottato nel settembre 2001, intende garantire una maggiore tutela dei cittadini e delle imprese attraverso il potenziamento degli accertamenti e delle verifiche sul campo. I controlli dell'Autorità vengono condotti in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati, appositamente istituito nel 1995 dalla Guardia di Finanza per le ispezioni nel settore dell'energia. In particolare essa effettua accertamenti anche con altri enti che già operano per conto dell'Autorità, sulla base di un programma annuale concordato dall'Autorità con il Comando reparti speciali del Corpo. Alla fine di marzo 2006 è stato approvato il programma di accertamenti per il 2006-2007 (vedi il Capitolo 4).

Nel gennaio 2006 l'Autorità ha firmato un accordo con l'ENEA che collaborerà alle attività di valutazione e quantificazione dei nuovi risparmi energetici conseguiti dai progetti realizzati nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi, inclusi i controlli sugli impianti e i sistemi installati, a supporto delle decisioni dell'Autorità (vedi il Capitolo 4). L'ENEA mette a disposizione la propria esperienza nella valutazione di progetti complessi, soprattutto nell'ambito del risparmio energetico. Con questo accordo si potranno attivare rapporti con quelle imprese che producono dispositivi per il risparmio energetico e con aziende che hanno processi industriali energivori, così da mettere a punto specifiche azioni di trasferimento e diffusione dell'innovazione. Nel giugno 2005 l'Autorità ha siglato alcune nuove iniziative di formazione e ricerca sulla regolazione dei mercati di elettricità e gas con le Università Luigi Bocconi di Milano e Tor Vergata di Roma. Esse si svolgeranno nel periodo 2005-2008 e permetteranno la realizzazione di *stage* presso gli Uffici dell'Autorità per gli studenti che partecipano a *master* universitari sull'energia. Gli accordi fanno seguito al successo delle iniziative già avviate con il Politecnico di Milano e l'Università Ferdinando II di Napoli nell'anno precedente.

2.

Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

Regolamentazione tariffaria

L'azione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia tariffaria nel corso del 2005 e dei primi mesi del 2006 ha riguardato la normativa sia di carattere generale sia di tipo speciale. Per quanto concerne le disposizioni di carattere generale, per la prima volta è stata data attuazione ai meccanismi di perequazione generale (relativi alla competenza dell'anno 2004) previsti dal Testo integrato, finalizzati ad assicurare la corretta riattribuzione tra le imprese distributrici dei ricavi tariffari garantiti dall'applicazione della tariffa unica nazionale. A tal fine, l'Autorità ha tra l'altro emanato la delibera 20 giugno 2005, n. 115, assegnando funzioni di gestione operativa del processo di perequazione alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Le difficoltà applicative connesse con la prima attuazione dei meccanismi di perequazione da parte delle imprese distributrici hanno reso, inoltre, necessario provvedere ad attività istruttorie aggiuntive da parte dell'Autorità e della medesima Cassa, previste con delibera 21 dicembre 2005, n. 285. Il processo di perequazione (per l'anno 2004) si è sostanzialmente concluso nel marzo 2006.

Una seconda linea di intervento di portata generale ha riguardato i servizi di misura dell'energia elettrica e di vendita dell'energia elettrica al mercato vincolato. Più precisamente, con delibera 20 luglio 2005, n. 153, è stato avviato un procedimento finalizzato a valutare l'adeguatezza dei corrispettivi tariffari attualmente previsti a remunerazione del servizio di misura e delle attività com-

merciali funzionali al servizio di vendita erogato ai clienti del mercato vincolato. Il procedimento è tuttora in corso.

L'Autorità inoltre ha attivato specifici procedimenti e adottato proprie delibere in merito a due filoni riguardanti discipline di carattere speciale, vale a dire la regolazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel Spa, di cui all'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, e la disciplina dei regimi tariffari speciali al consumo previsti da disposizioni primarie distinte.

In relazione alle imprese elettriche minori l'Autorità ha avviato, con delibera 30 novembre 2005 n. 254, un procedimento finalizzato a ricondurre la regolazione tariffaria nell'ambito di quella generale, prevista dalla delibera 30 gennaio 2004, n. 5. Nell'ambito di tale procedimento, in data 21 dicembre 2005 è stato emanato un primo Documento per la consultazione, ove viene previsto un processo di graduale riallineamento ai criteri generali previsti dalla delibera n. 5/04 delle modalità di riconoscimento dei costi del servizio alle imprese elettriche minori operanti sulla terraferma e, contemporaneamente, sono definiti i criteri che l'Autorità intende adottare per il trattamento dei rami di azienda di distribuzione acquisiti dalle medesime imprese elettriche minori. Parallelamente, nelle more del completamento della riforma avviata dalla delibera n. 254/05, l'Autorità ha definito con delibera 23 dicembre 2005, n. 288, nuove modalità di aggiornamento delle aliquote di integrazione tariffaria attualmente riconosciute a titolo di accon-

to, al fine di rendere tale meccanismo maggiormente aderente all'andamento effettivo del costo del combustibile utilizzato in via prevalente dalle medesime imprese per la produzione di energia elettrica. Con riferimento ai regimi tariffari speciali al consumo, infine, l'Autorità, con delibera 13 ottobre 2005, n. 217, ha dato attuazione alle disposizioni in materia previste dall'art. 11 del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito con modificazioni in legge 14 maggio 2005, n. 80, relativamente all'applicazione di tariffe ridotte alle forniture di energia elettrica destinata alle produzioni e alle lavorazioni di alluminio, piombo, argento e zinco, oltre che al ciclo cloro-soda situate nella regione Sardegna; nonché alla proroga al 2010 di regimi tariffari speciali già presenti nell'ordinamento nazionale. Gli effetti dell'intervento dell'Autorità, peraltro, sono stati condizionati alla positiva conclusione della procedura di notifica di cui all'art. 88 del Trattato dell'Unione europea a cui le richiamate disposizioni di legge sono sottoposte.

Incentivazioni previste per gli impianti fotovoltaici

In attuazione di quanto disposto dall'art. 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, il Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, ha emanato due decreti (in data 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006) così da definire le modalità e i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

I decreti ministeriali prevedono l'incentivazione in conto energia per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza nominale non inferiore a 1 kW e non superiore a 1.000 kW collegati alla rete elettrica, ivi incluse le piccole reti isolate, entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione o rifacimento totale, in data successiva al 30 settembre 2005; nonché da impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica, ivi incluse le piccole reti, entrati in esercizio a seguito di potenziamento, in data successiva al 30 settembre 2005, limitatamente alla produzione aggiuntiva ottenuta dopo l'intervento di potenziamento.

Le cd. "tariffe incentivanti" sono in realtà forti incentivi in conto energia erogati per i primi 20 anni di esercizio dell'impianto, i cui valori sono correlati alla taglia dell'impianto. Tali incentivi, l'onere dei quali ricade sull'insieme dei clienti italiani attraverso la componente tariffaria A_3 per l'incentivazione delle fonti rinnovabili, vengono riconosciuti al soggetto responsabile dell'impianto con riferimento:

- nel caso di vendita dell'energia elettrica prodotta dall'impianto

to fotovoltaico, ivi inclusa quella delle sole eccedenze, all'intera quantità di energia elettrica prodotta;

- nel caso di scambio sul posto per impianti fino a 20 kW, all'energia elettrica prodotta e consumata dal medesimo soggetto responsabile nell'ambito della disciplina dello scambio sul posto (si veda il paragrafo *Scambio sul posto* in questo Capitolo). Pertanto l'incentivo viene erogato all'energia elettrica prodotta e consumata entro i successivi tre anni, dopo di che l'eventuale maggior produzione rispetto ai propri consumi viene annullata, in applicazione della disciplina dello scambio sul posto.

Nel caso di vendita dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico l'incentivo previsto dai decreti ministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006 si somma ai ricavi derivanti dalla cessione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

Con il decreto 6 febbraio 2006 è stato inoltre previsto un aumento del 10% della "tariffa incentivante" qualora i moduli fotovoltaici siano integrati su un edificio di nuova costruzione o su edifici esistenti oggetto di ristrutturazione.

Ai sensi del decreto ministeriale 28 luglio 2005, l'Autorità, con la delibera 14 settembre 2005, n. 188, così come modificata dalla delibera 24 febbraio 2006, n. 40, ha:

- individuato il soggetto attuatore che eroga le "tariffe incentivanti";
- definito le modalità e le condizioni per l'erogazione degli incentivi, e per le relative verifiche;
- determinato le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle "tariffe incentivanti" trovano copertura nel gettito della componente tariffaria A_3 .

In particolare, l'Autorità ha individuato nel GRTN (società Gestore del sistema elettrico – GRTN Spa) il soggetto attuatore, prevedendo che quest'ultimo analizzi e verifichi le domande di ammissibilità alle "tariffe incentivanti", ne predisponga l'elenco e le graduatorie di ammissione, aggiorni le "tariffe incentivanti" secondo i criteri definiti dai sopraelencati decreti ministeriali. Inoltre il soggetto attuatore ha il compito di erogare gli incentivi relativi all'energia elettrica prodotta dagli impianti che ne hanno ottenuto il diritto e di effettuare le necessarie verifiche non solo in sede di presentazione delle domande e di realizzazione dell'impianto, ma anche durante la fase di esercizio del medesimo impianto, eventualmente tramite sopralluoghi.

Il soggetto che ha intenzione di realizzare un impianto fotovoltaico usufruendo delle "tariffe incentivanti" deve pertanto inoltrare domanda al GRTN e, se questa viene accolta, deve realizzare l'impianto secondo le modalità e le tempistiche stabilite dai sopracitati decreti ministeriali, pena l'esclusione dall'incentivo.

Inoltre l'Autorità, con la delibera n. 40/06, ha definito le modalità di misura dell'energia elettrica prodotta ai fini delle "tariffe incentivanti". Infatti, ai fini dell'erogazione dell'incentivo previsto per gli impianti fotovoltaici, non è sufficiente la misura dell'energia elettrica immessa e prelevata già effettuata ai sensi del Testo integrato. Con riferimento alla misura dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico e soggetta a incentivazione ai sensi dei suddetti decreti, l'Autorità ha previsto che nel caso di impianti fotovoltaici di potenza nominale non inferiore a 1 kW e non superiore a 20 kW il servizio di misura sia affidato a un soggetto terzo, sia esso il distributore o il gestore di rete a seconda che si richieda il servizio di scambio sul posto o meno. Per gli impianti di potenza superiore a 20 kW invece il produttore può scegliere di misurare autonomamente l'energia elettrica prodotta oppure può avvalersi del gestore di rete cui l'impianto è collegato per il servizio di misura, poiché la legislazione vigente prevede comunque la comunicazione all'Ufficio tecnico di Finanza della dichiarazione di produzione di energia elettrica.

Oneri nucleari

L'Autorità determina e aggiorna gli oneri connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti svolte dalla società Sogin Spa, anche in consorzio con enti pubblici o altre società, tenendo conto di criteri di efficienza economica.

Con la delibera 23 aprile 2002, n. 71, erano stati determinati gli oneri nucleari per il triennio 2002-2004 ed emanate raccomandazioni atte a garantire efficienza economica nello svolgimento delle attività.

I lavori per la rideterminazione degli oneri nucleari per il triennio 2005-2007 hanno richiesto supplementi istruttori in relazione anche a importanti modifiche del quadro normativo di riferimento, tra cui il decreto del Ministro delle attività produttive 2 dicembre 2004, che ha previsto nuovi indirizzi strategici e operativi per la messa in sicurezza del combustibile nucleare irraggiato.

Il 27 dicembre 2004 la Sogin ha infatti presentato all'Autorità un nuovo programma pluriennale delle attività, rispetto a quello del

30 settembre 2004, nel quale, a seguito del citato decreto, viene adottata una nuova strategia di gestione del combustibile irraggiato basata sul riprocessamento. Poiché tale programma prevede un allungamento del periodo di completamento delle attività e un incremento dei costi a vita intera, l'Autorità ha disposto gli opportuni approfondimenti istruttori.

La rideterminazione degli oneri nucleari per il triennio 2005-2007 deve anche tenere conto degli scostamenti tra preventivi e consuntivi per quanto realizzato nel periodo 2002-2004, in applicazione dei criteri di efficienza economica nello svolgimento delle attività previsti dal decreto 26 gennaio 2000. Con la delibera 13 aprile 2005, n. 66, l'Autorità ha pertanto determinato a consuntivo, per il triennio 2002-2004, gli oneri conseguenti alle attività svolte dalla Sogin ai fini della successiva rideterminazione degli oneri nucleari per il triennio 2005-2007. L'Autorità ha riconosciuto maggiori costi delle attività operative per 34,7 milioni di euro, ma non ha ammesso, in applicazione del richiamato criterio di efficienza economica, maggiori costi di sede centrale per 4,8 milioni di euro, a motivo del consistente rallentamento delle attività e della rilevante incidenza, sia assoluta sia relativa, dei costi di struttura sul totale delle attività. La delibera n. 66/05 costituisce quindi la prima fase del procedimento di rideterminazione degli oneri nucleari per il triennio 2005-2007.

In tale ambito, è inoltre emersa la necessità di una precisa definizione dei criteri di valutazione dell'efficienza economica, connessi anche con il bisogno di promuovere l'avanzamento del programma di attività della Sogin e l'ottimizzazione dei relativi costi. Nel marzo 2006 l'Autorità ha pertanto pubblicato un Documento per la consultazione che contiene alcune proposte volte a definire detti criteri. Le principali proposte dell'Autorità consistono nel:

- valutare l'ammissibilità delle attività del programma pluriennale presentato dalla Sogin sulla base di criteri di pertinenza agli oneri generali afferenti al sistema elettrico;
- valutare i costi previsti nel programma secondo criteri generali di congruità;
- riconoscere a preventivo solo le attività di *decommissioning* valutate come fattibili nel periodo considerato dal punto di vista autorizzativo e tecnologico;
- assegnare alle attività di supporto al programma, svolte presso i siti e presso la sede centrale, obiettivi annui di recupero di efficienza (*cap annuo*);
- prevedere che la Sogin possa conseguire utili (o perdite) deri-

vanti da riduzioni (o aumenti) dei costi delle attività di supporto rispetto agli obiettivi annui di recupero di efficienza assegnati.

A conclusione della procedura di consultazione sarà emanata la determinazione relativa ai criteri per la valutazione dell'efficienza economica nello svolgimento delle attività della Sogin.

Peraltro, il Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, ha recentemente emanato un decreto di modifica del provvedimento 26 gennaio 2000, che posticipa al 31 marzo di ogni anno la scadenza della presentazione del programma da parte della Sogin e prevede che l'Autorità ridetermini gli oneri nucleari ogni anno entro il 30 giugno. L'Autorità procederà pertanto alla rideterminazione degli oneri nucleari per il 2005 (a consuntivo) e per il 2006 (a preventivo).

L'aliquota media relativa alla componente tariffaria A_2 (0,03 cent€/kWh a partire dal terzo trimestre 2005 – delibera 28 giugno 2005, n. 133) è attualmente dimensionata per far fronte prevalentemente agli oneri derivanti sia dalla legge finanziaria 2005 (art. 1, comma 298) sia dalla legge finanziaria 2006 (art. 1, comma 493). Quest'ultima ha disposto, infatti, che, a decorrere dall'anno 2006, sono assicurate maggiori entrate, ulteriori rispetto a quelle previste dalla finanziaria 2005, pari a 35 milioni di euro annui, mediante versamento all'entrata del bilancio dello Stato di una quota degli introiti della componente tariffaria A_2 sul prezzo dell'energia elettrica.

L'aliquota pertanto dovrà essere modificata a seguito della rideterminazione degli oneri nucleari.

La componente tariffaria MCT (istituita con delibera 22 dicembre 2004, n. 231, a copertura delle misure di compensazione territoriale di cui all'art. 4 della legge 24 dicembre 2003, n. 368) è attualmente pari a 0,02 cent€/kWh.

Ricerca di sistema

Con la delibera 18 marzo 2004, n. 41, l'Autorità ha ammesso al finanziamento a carico del Fondo per l'attività di ricerca (di cui all'art. 11, comma 2, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, 26 gennaio 2000) i progetti di ricerca presentati dalla società CESI Spa (Centro elettrotecnico sperimentale italiano) per l'anno 2003, per un totale complessivo di 116.092.000 euro.

I principali aspetti inerenti i progetti di ricerca ammessi al finanziamento riguardano:

- sviluppo di strumenti e metodi per la costruzione di scenari globali del sistema elettrico;
- metodi e sistemi in grado di supportare l'evoluzione del parco di generazione nazionale verso una maggiore sostenibilità;
- metodologie di analisi, procedure, modelli matematici e strumenti *software* e basi di dati per il supporto allo sviluppo e all'esercizio della rete elettrica italiana;
- metodologie e strumenti per l'analisi del mercato liberalizzato dell'energia elettrica in Italia;
- prospettive tecnologiche, economiche e ambientali della generazione distribuita;
- sicurezza degli impianti del sistema elettrico e interazione con il territorio;
- diffusione dei risultati della Ricerca di sistema.

Successivamente alla prima verifica dei progetti di ricerca di cui sopra, effettuata ai sensi dell'art. 6 della delibera 11 luglio 2001, n. 158, come modificata dalla delibera 4 aprile 2002, n. 55, l'Autorità ha disposto, con la determinazione del Direttore Generale n. 42/2005 e ulteriormente a quanto già stabilito con le determinazioni del Direttore Generale n. 53/2004 e n. 174/2004, la corresponsione del terzo acconto, pari a 23.218.400,00 €, a seguito dell'avvenuto raggiungimento di uno stato di avanzamento dei lavori superiore all'80% dell'intero programma di ricerca.

Con delibera 24 gennaio 2006, n. 19, l'Autorità ha inoltre modificato la delibera n. 158/01, prevedendo che le modalità di verifica dei singoli progetti di ricerca siano ottenute attraverso la determinazione dello stato d'avanzamento dell'insieme dei progetti di ricerca ammessi al finanziamento, al fine di consentire la massima efficienza e riduzione dei costi connessi con tali attività, nonché lo sfruttamento di ogni eventuale sinergia e flessibilità tra i medesimi progetti di ricerca.

Regolamentazione non tariffaria

In materia di **promozione della concorrenza e dei mercati**, l'Autorità, facendo seguito agli esiti dell'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore elettrico condotta congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato¹, è intervenuta con un provvedimento finalizzato a ridurre l'incentivo all'esercizio di potere di mercato da parte di Enel sui mercati dell'energia elettrica all'ingrosso e del connesso servizio di dispacciamento. Il provvedimento, preceduto da due Documenti per la consultazione, ha disposto la stipula di contratti di cessione della capacità produttiva in capo a Enel con riferimento alle macrozone Sud e Sicilia. Le aste, indette da Enel ai sensi di tale provvedimento, non hanno tuttavia dato luogo ad alcuna assegnazione di capacità in quanto giudicate poco attraenti da parte degli altri produttori. La delibera in questione è stata successivamente annullata dal TAR Lombardia su ricorso di Enel Produzione Spa. Contro tale decisione l'Autorità ha presentato appello al Consiglio di Stato.

Un correttivo finalizzato alla eliminazione dei rischi di abuso di potere di mercato da parte degli operatori dominanti è stato anche introdotto nel meccanismo per l'assegnazione della capacità di trasporto sulle interconnessioni per l'anno 2006, che ha recepito le prescrizioni del regolamento del Parlamento e del Consiglio europeo in tema di scambi transfrontalieri. L'Autorità ha previsto

infatti il ricorso a meccanismi di mercato sia per la gestione delle congestioni sulle reti di interconnessione (assegnazione implicita della capacità di trasporto mediante la risoluzione del mercato del giorno prima), sia per le procedure di assegnazione delle coperture dal rischio associato al differenziale tra prezzo estero e prezzo interno della zona di importazione. Per il 2006 sono state introdotte anche le coperture dal rischio in esportazione tra una zona italiana e una zona estera. Inoltre, al fine di consentire la copertura del rischio connesso con la valorizzazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, l'Autorità ha previsto che la società Terna Spa predisponesse le procedure concorsuali per l'assegnazione degli strumenti a copertura dei costi di congestione. Rispetto al 2005, al fine di consentire maggiori flessibilità agli operatori, sono state definite due tipologie di coperture: una indifferenziata per tutte le ore (*baseload*) e una con validità solo nel periodo diurno dei giorni feriali (*peakload*), nonché la possibilità di scambio delle coperture tra operatori con il coordinamento di Terna.

Per quanto attiene alla **regolamentazione tecnico-economica**, l'Autorità è intervenuta su diversi temi con provvedimenti riguardanti: la separazione contabile e amministrativa; la revisione della disciplina del dispacciamento; la sicurezza del sistema elettrico; lo

1 L'indagine è descritta nella *Relazione Annuale* dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 2005.

sviluppo del servizio di misura; la modifica della struttura delle fasce orarie; le problematiche relative alla connessione con le reti. Ha inoltre adottato disposizioni volte alla promozione della produzione da fonti rinnovabili e all'aggiornamento dei parametri per la definizione di cogenerazione. Infine, l'Autorità è intervenuta, per le parti di propria competenza, nel processo di riunificazione tra la proprietà e la gestione della rete di trasmissione nazionale mediante la fusione di TERNA e il ramo d'azienda dell'ex GRTN (società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa) relativo alla trasmissione e al dispacciamento. In seguito si ricordano sinteticamente i contenuti dei principali provvedimenti di regolamentazione tecnico-economica; per una trattazione più dettagliata si rimanda ai paragrafi successivi.

Nel 2005 l'Autorità ha avviato il processo di revisione della disciplina riguardante la separazione contabile e amministrativa nei settori dell'energia elettrica e del gas al fine di aumentare la trasparenza della gestione nelle attività che compongono le rispettive filiere produttive e di uniformare la disciplina dei due settori. Le nuove proposte contenute in un Documento per la consultazione mirano a superare il concetto di separazione amministrativa delle attività in favore del concetto di separazione funzionale, maggiormente focalizzato sull'indipendenza e la "neutralità" delle attività in concessione, ovvero essenziali per la liberalizzazione rispetto alle altre attività, sotto il profilo sia dell'organizzazione sia del potere decisionale e gestionale, oltre che della disponibilità di informazioni commercialmente sensibili. Tale impostazione, destinata a essere applicata anche nel caso esista già una separazione giuridica delle attività, trova fondamento nel modello individuato dalle Direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE.

Nell'ambito della disciplina del dispacciamento, che già era stata rivista contestualmente all'avvio della partecipazione attiva della domanda ai mercati dell'energia elettrica, l'Autorità ha introdotto alcuni elementi innovativi per migliorare la flessibilità del sistema di negoziazioni. In particolare, a seguito degli esiti dell'applicazione della disciplina transitoria, relativa ai corrispettivi di sbilanciamento per l'anno 2005 alle unità di consumo non rilevanti, e delle segnalazioni degli operatori in merito, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere che la medesima struttura dei corrispettivi di sbilanciamento si applicasse a regime alle unità sia di consumo non rilevanti sia di produzione non rilevanti. Con questo aggiornamento, gli sbilanciamenti di tutte le unità non rilevanti, siano esse di consumo o di produzione, vengono a essere meno penalizzati rispetto agli sbilanciamenti delle unità rilevanti. Sempre in te-

ma di dispacciamento, devono ancora essere introdotte le modifiche relative al sistema di registrazione dei contratti di compravendita, propedeutiche all'avvio di un mercato a termine standardizzato. Tali modifiche sono state oggetto di due Documenti per la consultazione emessi dall'Autorità nel corso del 2005. Infine l'Autorità ha avviato un procedimento volto all'adozione di provvedimenti relativi alle problematiche del dispacciamento delle unità di produzione non programmabili in condizioni di criticità del sistema elettrico.

In tema di sicurezza del sistema elettrico, sulla base delle informazioni tecniche fornite dall'ex GRTN, l'Autorità ha prescritto l'inserimento delle unità di produzione e pompaggio di rilevanza strategica nella disciplina del dispacciamento. Esse, infatti, svolgono un ruolo fondamentale sia nel passaggio dalle ore di basso consumo a quelle di alto consumo, con conseguente aumento della domanda concentrato in pochi minuti, sia in quanto consentono agli impianti termoelettrici di rispettare i vincoli dei minimi tecnici di produzione. Inoltre, permettono la gestione del bilanciamento tra immissioni e prelievi relativi ai raccordi tra i programmi di immissione e prelievo in due giorni successivi. In virtù di tali peculiarità, l'Autorità ha disposto che i pompaggi strategici venissero offerti in borsa per quantità definite dallo stesso GRTN/TERNA e fossero assoggettati a un regime di reintegrazione dei costi equiparabile a quello previsto per le unità essenziali del sistema elettrico. Avverso questo provvedimento, Enel ha presentato ricorso al TAR Lombardia che ne ha disposto l'annullamento limitatamente alle disposizioni concernenti le modalità di offerta dei pompaggi nel mercato del giorno prima e il meccanismo di remunerazione di tali unità. L'Autorità ha presentato un ricorso al Consiglio di Stato.

Per quanto attiene il servizio di misura, sono state avviate alcune iniziative propedeutiche a un migliore espletamento di tale servizio in vista della sua successiva liberalizzazione. Il Testo integrato per il secondo periodo di regolazione ha dettato disposizioni precise in merito all'installazione dei misuratori orari per il prelievo di energia elettrica con i relativi obblighi per i distributori. La diffusione di tali misuratori è importante anche ai fini di una eventuale revisione delle fasce orarie. Su questo ultimo punto l'Autorità ha emesso due Documenti per la consultazione. In esito al primo è stato evidenziato come le fasce orarie attualmente in vigore, ereditate dal precedente ordinamento tariffario basato sui provvedimenti CIP e modificate successivamente sulla base delle indicazioni dell'ex GRTN, non siano più adeguate per una corretta valorizzazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita dell'energia elettrica. In particolare, con riferimento al

servizio di vendita ai distributori e ai clienti del mercato vincolato, le analisi condotte sugli esiti della borsa elettrica hanno messo in luce come le dinamiche di mercato abbiano modificato la distribuzione nel tempo del valore dell'energia elettrica all'ingrosso. Da ciò nascerebbe l'esigenza di rivedere le fasce orarie al fine di migliorare l'efficienza informativa del prezzo di cessione applicato ai clienti del mercato vincolato. Con il secondo Documento per la consultazione l'Autorità, tenendo conto delle osservazioni inviate dagli operatori al primo, ha proposto di rimandare al 2007 la revisione delle fasce orarie con riferimento ai servizi di vendita e di distribuzione dell'energia elettrica, a meno di opportune modifiche per tenere conto delle variazioni di calendario. Per quanto riguarda i servizi di trasmissione e di dispacciamento, la proposta dell'Autorità era quella di modificare la struttura dei corrispettivi con decorrenza 1 gennaio 2006, eliminando dai medesimi ogni riferimento alle fasce orarie. Nel provvedimento per l'aggiornamento trimestrale delle tariffe relativo al primo trimestre 2006, è stato disposto l'annullamento dell'articolazione per fasce dei corrispettivi a copertura dei costi per la remunerazione sia della disponibilità di capacità produttiva sia del servizio di interrompibilità del carico, mentre per il servizio di trasmissione l'entrata in vigore dei nuovi corrispettivi, non più articolati per fasce, è stata posticipata al 2007 per motivi operativi. Nel corso del 2006 proseguirà l'attività di consultazione per la revisione delle fasce orarie per i servizi di vendita e di distribuzione.

Durante il 2005 è stato inoltre completato il quadro regolatorio per la definizione delle condizioni tecnico-economiche relative al servizio di connessione con le reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV. Le note esigenze di sviluppo dell'offerta di energia elettrica nel mercato elettrico nazionale, nonché le previsioni del decreto legislativo n. 387/03, di attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, hanno reso infatti prioritario il completamento delle condizioni tecnico-economiche del servizio di connessione, almeno per gli impianti di produzione di energia elettrica.

Nell'ambito delle attività per la promozione della produzione da fonti rinnovabili, sono state definite le modalità e le condizioni per il ritiro dell'energia elettrica prodotta da alcune tipologie di

impianti, ovvero quelli di dimensioni minori (<10 MVA) o alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e che, pertanto, potrebbero non essere in grado di partecipare al mercato, da parte del gestore di rete cui gli impianti sono collegati. Inoltre è stata estesa e aggiornata la disciplina dello scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza minore di 20 kW, in precedenza limitata ai soli impianti fotovoltaici nella disponibilità di clienti vincolati. Tale disciplina consente all'utente di utilizzare i servizi di rete per "immagazzinare" l'energia elettrica immessa quando non ci sono necessità di consumo e di prelevarla dalla rete quando gli serve. Si è provveduto infine all'aggiornamento, dopo i primi tre anni di applicazione, dei parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione; nonché all'abrogazione del parametro Ct, ormai divenuto obsoleto dopo il completo avvio del dispacciamento di merito economico.

Numerosi provvedimenti dell'Autorità hanno riguardato disposizioni conseguenti all'operatività, a partire dall'1 novembre 2005, del nuovo assetto di proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale; in particolare con la precisazione dei contenuti dei servizi di trasmissione e di dispacciamento, con la verifica del Codice di rete predisposto dall'ex GRTN e con la proposta, sottoposta a consultazione, di incentivi volti a promuovere la completa unificazione della rete elettrica nazionale di trasmissione. A oggi, infatti, la proprietà risulta ancora frazionata tra una decina di operatori. Infine, nel corso dell'anno 2005, l'attività di **regolamentazione della qualità** dei servizi elettrici si è focalizzata soprattutto sull'attuazione delle norme fissate per il periodo 2004-2007 dal Testo integrato della qualità dei servizi elettrici. L'Autorità ha inoltre avviato le consultazioni relativamente a tre nuovi temi su cui si potranno sviluppare regolazioni in futuro: le *interruzioni estese e prolungate* anche per eventi meteorologici eccezionali, la *qualità della tensione* e la *qualità dei servizi telefonici commerciali*. È proseguita pure l'**attività di valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni** provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori che conferma il *trend* di crescita già evidenziato negli anni precedenti.

Promozione della concorrenza e dei mercati

Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica per l'anno 2006 (delibera n. 212/05)

La delibera 7 ottobre 2005, n. 212, recante *Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica per l'anno 2006*, fa seguito alle conclusioni raggiunte dall'*Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica* condotta congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e pubblicata con delibera 9 febbraio 2005, n. 19; nonché alle risultanze dell'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso di energia elettrica e del dispacciamento condotta dall'Autorità sulla base degli indicatori della delibera 24 marzo 2005, n. 50.

L'indagine congiunta ha evidenziato che il quadro strutturale del mercato dell'energia all'ingrosso era nell'anno 2004, così come presumibilmente sarebbe stato negli anni successivi, caratterizzato dalla presenza di un operatore, Enel, con esteso potere di mercato, seppure di grado diverso, in tutti e quattro i mercati geografici rilevanti, detti macrozone (macrozona Nord, macrozona Sud, macrozona Sardegna e macrozona Sicilia); nonché dalla presenza di un operatore, Endesa Italia Spa, con potere di mercato nella macrozona Sardegna. Le risultanze dell'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso di energia elettrica e di quello per il servizio di dispacciamento condotta dalla Direzione energia elettrica dell'Autorità, sulla base degli indicatori della delibera n. 50/05, hanno confermato, per l'anno 2005, le criticità relative alla presenza di operatori con esteso potere di mercato nell'offerta di energia elettrica.

Le conclusioni dell'indagine congiunta e dell'attività di monitoraggio hanno quindi condotto l'Autorità a ritenere che vi fosse la necessità – indifferibile – di adottare misure al fine di rimuovere gli ostacoli ancora presenti per lo sviluppo di un'effettiva concorrenza nell'offerta all'ingrosso di energia elettrica. Il procedimento di adozione delle predette misure è stato avviato con delibera 31 marzo 2005, n. 61.

Con il Documento per la consultazione del 5 maggio 2005, *Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e nel mercato per il servizio di dispacciamento*, l'Autorità ha proposto interventi alternativi finalizzati alla promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia, tesi a ridurre l'incentivo all'esercizio del potere di mercato. Gli esiti di tale consultazione hanno evidenziato un notevole consenso all'adozione da parte dell'Autorità dello strumento denominato *Virtual Power Plant* (VPP), già in uso in altri paesi anche europei tra cui, per esempio, la Francia.

L'Autorità ha proposto l'adozione dei VPP con il Documento per la consultazione del 4 agosto 2005 *Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica tese alla riduzione del grado di interesse ad esercitare il potere di mercato (Virtual Power Plant o VPP)*, misura attuata poi con la delibera n. 212/05.

La delibera n. 212/05 costituisce un intervento di regolazione asimmetrica teso a sterilizzare l'incentivo dell'operatore dominante – in quanto operatore indispensabile a soddisfare la domanda di energia elettrica in un elevato numero di ore dell'anno – a esercitare il proprio potere di mercato unilaterale, esercizio che impedisce l'innescarsi delle dinamiche concorrenziali e dei relativi effetti in termini di efficienza nella formazione dei prezzi. A tale scopo l'Autorità ha previsto l'imposizione di un obbligo temporaneo, in capo a Enel Produzione, a cedere una quota parte della propria disponibilità di capacità produttiva (la cd. "capacità produttiva virtuale" definita dall'acronimo inglese VPP) a soggetti terzi non riconducibili al medesimo operatore, per quantitativi predefiniti e a prezzi determinanti sulla base di una procedura concorsuale svolta secondo regole verificate dall'Autorità.

La delibera ha stabilito che la quantità di VPP che l'operatore pivotale era tenuto a cedere in ciascuna macrozona fosse commisurata al valore atteso di domanda per cui esso stesso risultasse indispensabile date, tra l'altro, la capacità produttiva nella disponibilità di terzi e le importazioni/esportazioni attese nella/dalla ma-

crozona. La quantità di VPP che l'operatore pivotale aveva l'obbligo di cedere doveva, inoltre, essere determinata tenendo anche conto degli obblighi contrattuali di fornitura di energia elettrica assunti dal medesimo operatore, tra cui, i contratti con natura di opzioni conclusi con la società Acquirente Unico Spa.

L'intervento dell'Autorità si è sostanziato in un obbligo posto in capo all'operatore dominante a concludere contratti, validi per l'intero anno 2006, grazie ai quali esso si impegnavano a cedere il diritto ai sovraricavi che eventualmente avrebbe conseguito nel corso dell'anno nella borsa elettrica in forza dell'esercizio del proprio potere di mercato.

Il contratto VPP, così come delineato dalla delibera n. 212/05, è di fatto equivalente a un contratto che prevede:

- il pagamento da parte del cedente (l'operatore dominante) delle differenze positive tra i prezzi di borsa definiti nelle ore in cui esso è essenziale per la formazione dei prezzi del mercato e un prezzo di esercizio (*strike price*) che assicura l'equa remunerazione del capitale investito;
- un premio effettivo, pagato dall'acquirente, dedotto il valore delle differenze positive tra prezzi di borsa e prezzi di esercizio.

La cessione di VPP è una misura di promozione della concorrenza in quanto, da un lato rende parte dei ricavi dell'operatore non correlati ai prezzi di borsa, sterilizzando di conseguenza l'interesse del cedente, relativamente alla quantità contrattuale, a presentare offerte in borsa allo *strike price* e, dall'altro, riduce sensibilmente la capacità dell'operatore di determinare in maniera unilaterale il prezzo dell'energia elettrica offerta nelle negoziazioni a termine.

La delibera n. 212/05 ha previsto che l'operatore dominante stipulasse i predetti contratti VPP in esito a procedure d'asta da concludersi entro il 30 novembre, ed eventualmente in seconda battuta entro il 30 dicembre 2005. Dette procedure sono state finalizzate sia a individuare i soggetti con cui Enel era tenuta a stipulare contratti VPP, sia a definire il premio che Enel avrebbe avuto titolo a percepire grazie a tali contratti.

La delibera n. 212/05 ha previsto altresì che Enel venisse dispensata dall'obbligo qualora in esito alle procedure concorsuali si fosse formato un premio di valore inferiore ai costi fissi attribuibili alle unità di produzione cui il contratto VPP faceva riferimento. Ciò garantiva che Enel non fosse costretta a contrattare a condizioni che complessivamente non avrebbero consentito la copertura dei costi di produzione.

In altri termini, il provvedimento prevedeva che Enel potesse non

assegnare i VPP, oggetto della procedura concorsuale, qualora il premio offerto dai partecipanti si fosse collocato al di sotto di un premio di riserva, definito da Enel stessa e commisurato ai costi fissi attribuibili alle unità di produzione localizzate nella macrozona cui i VPP facevano riferimento.

L'Autorità ha altresì dovuto bilanciare le esigenze di tutela dell'equilibrio economico di Enel con quelle di tutela degli interessi dei consumatori, mediante la fissazione di un tetto (massimo) al medesimo premio di riserva, la cui determinazione a un livello superiore ai costi avrebbe vanificato l'efficacia del provvedimento. Tale tetto è stato commisurato al valore dei premi previsti nei contratti differenziali, relativi all'anno 2006, liberamente conclusi nel 2005 da Enel con l'Acquirente Unico e riferiti al Prezzo unico nazionale (PUN). Essi sono tali da consentire la copertura dei costi fissi medi nazionali e garantire un'adeguata remunerazione del capitale investito.

Ai fini della cessione della capacità produttiva virtuale per l'anno 2006, Enel ha organizzato due procedure concorsuali tenutesi, rispettivamente, il 30 novembre 2005 e il 13 dicembre 2005. Esse consistevano in un'asta discriminatoria, di tipo *pay as bid*, con offerte in aumento rispetto a un premio base d'asta e selezione delle offerte fino all'esaurimento della capacità produttiva virtuale messa all'asta. Le due procedure non hanno dato seguito ad alcuna assegnazione di capacità in quanto, data la definizione del premio base d'asta, le attese degli operatori rendevano i prodotti VPP di Enel non attraenti.

Enel Produzione ha presentato ricorso avverso la delibera n. 215/05 avanti al TAR Lombardia, il quale, con la sentenza n. 246 del 6 febbraio 2006, ne ha disposto l'annullamento. L'Autorità ha presentato appello contro tale sentenza al Consiglio di Stato.

Import 2006

Il regolamento CE n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio, che ha trovato diretta applicazione in data 1 luglio 2004 in ciascun Stato membro dell'Unione europea, prescrive che gli Stati membri adottino meccanismi di mercato per la soluzione delle congestioni sulle reti di interconnessione. L'Autorità ha proseguito il cammino intrapreso lo scorso anno nell'attuazione evolutiva del regolamento, che ha rinnovato profondamente il quadro di riferimento in materia di scambi transfrontalieri di energia elettrica. La sua applicazione, che in sostanza prevede il ricorso a meccanismi di asta per assegnare la capacità di interconnessione disponibile, è motivata dall'intento di rafforzare il processo di in-

tegrazione dei mercati europei attraverso una gestione efficiente delle congestioni in grado di fornire segnali e incentivi agli investimenti in nuova capacità di interconnessione.

In particolare, l'art. 6 del regolamento stabilisce i principi per la gestione delle congestioni sulle reti elettriche di interconnessione. Tale articolo prevede, tra l'altro, che *"i problemi di congestione della rete siano risolti con soluzioni non discriminatorie fondate su criteri di mercato che forniscano segnali economici efficienti ai soggetti partecipanti al mercato e ai gestori del sistema di trasmissione. I problemi di congestione della rete siano risolti di preferenza con metodi non connessi con le transazioni, vale a dire metodi che non comportano una selezione tra i contratti di singoli soggetti partecipanti al mercato"*.

Per l'anno 2006, sia il meccanismo per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione sia le procedure di assegnazione di coperture dal rischio associato al differenziale tra prezzo estero e interno sono stati definiti dall'Autorità al termine dei processi di consultazione con tutti gli operatori interessati. La consultazione è stata avviata da un primo Documento pubblicato in data 11 marzo 2005, seguito da un secondo Documento pubblicato il 5 agosto 2005. Nella definizione del metodo per l'anno 2006 si è tenuto conto sia dell'esito della procedura di consultazione da parte dell'Autorità sia della preferenza espressa nei confronti di un metodo sostanzialmente stabile e di continuità rispetto a quello adottato nell'anno precedente.

Pertanto sono stati previsti meccanismi di mercato sia per la gestione delle congestioni, facendo ricorso al mercato del giorno prima della borsa elettrica, sia per l'assegnazione di coperture di differenziale tra prezzo estero e prezzo interno della zona di importazione, volti a garantire i consumatori italiani dal rischio di volatilità dei costi di congestione sulle reti di interconnessione.

Il provvedimento adottato dall'Autorità per l'anno 2006 consente il raggiungimento di molteplici obiettivi, tra i quali:

- la piena attuazione di meccanismi di mercato mediante l'adozione contestuale di due aste competitive (una implicita e l'altra esplicita) coerentemente a quanto emerge dagli orientamenti della Commissione europea per l'attuazione del citato regolamento;
- l'incremento di efficienza nell'allocazione che si traduce in segnali economici atti alla valorizzazione della capacità di trasporto per le forniture dall'estero;
- l'utilizzo dei proventi delle aste a beneficio dei clienti finali italiani, coerentemente con le disposizioni del regolamento e già in corso d'anno a cui le assegnazioni si riferiscono (2006).

In tema di gestione delle congestioni, l'art. 2, comma 4, del decreto del Ministro delle attività produttive 13 dicembre 2005, confermando quanto previsto per l'anno precedente, stabilisce che l'utilizzo della capacità di trasporto sia determinato mediante un metodo di assegnazione implicita, sulla base di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica, relative all'esecuzione di scambi transfrontalieri da parte di operatori esteri e nazionali; ciò equiparando in sostanza le importazioni alle zone in cui è suddiviso il mercato elettrico italiano.

A sua volta, con la delibera 13 dicembre 2005, n. 269, l'Autorità ha stabilito che, ai fini dell'attuazione per l'anno 2006 dell'art. 6 del regolamento, le congestioni sulla rete siano risolte per mezzo di un metodo di mercato basato sul sistema di asta implicita già adottato nell'anno 2005 (metodo di *market splitting*).

La delibera n. 269/05 ha raccomandato inoltre, contestualmente all'applicazione del metodo di asta implicita, di accompagnare tale meccanismo di mercato con l'introduzione di coperture finanziarie da distribuire ai clienti finali. Queste, relative al differenziale tra prezzo estero e prezzo interno della zona di importazione, sono volte a garantire i consumatori italiani dal rischio di volatilità dei costi di congestione sulle reti di interconnessione. Al titolare dei certificati, ovvero al cliente finale idoneo, si è infatti riconosciuto il diritto ad avere rimborsata l'eventuale differenza di prezzo dell'energia elettrica tra la zona d'importazione e l'adiacente zona del mercato italiano, ovvero il diritto a essere esonerato dal pagamento degli eventuali oneri derivanti dalle congestioni.

La delibera n. 269/05, in particolare, ha stabilito che anche l'assegnazione delle coperture sul differenziale di prezzo debba avvenire tramite meccanismi di mercato e, nel caso specifico, attraverso un'asta esplicita. Nel corso del 2005, tali coperture sono state invece distribuite con criterio pro quota e a titolo gratuito. La procedura concorsuale per l'assegnazione delle Coperture dal rischio in importazione (CCCI) è di fatto, l'esplicitazione del mercato secondario che consente la formazione del segnale di prezzo e il mantenimento dei risultati economici dei metodi finora adottati.

Coperture dal rischio in importazione (CCCI) e Coperture dal rischio in esportazione (CCCE) – Sulla base di quanto stabilito dal decreto del Ministero delle attività produttive, la delibera n. 269/05 ha disciplinato l'assegnazione di strumenti di copertura del rischio associato ai differenziali di prezzo tra le zone virtuali che caratterizzano ciascuna frontiera elettrica e le zone del mercato elettrico italiano adiacenti.

TAV. 2.1

Esiti delle assegnazioni
di CCCI

MW

OPERATORE ASSEGNATARIO	SVIZZERA	FRANCIA	AUSTRIA	SLOVENIA	FRONTIERA MERIDIONALE
AceaElectrabel Elettricità	75	9	2	3	
Acquirente Unico	376	138	10	56	52
Adriatica Energia Servizi	1				
Agsm Energia	1	2			44
Alpenergie Italia	90	22	3	7	
Amga Commerciale	6		1	1	
Asm Energy	28				
Atel Energia	16	4	1	1	1
Burgo Energia	29	12	2	5	3
C.U.RA.	3	1			
Cartificio Ermolli					1
Centomilacandele	11	10	1	4	1
Consorzio Apuania Energia	5	2	1	1	1
Consorzio Romagna Energia	5	2		1	
Consorzio Toscana Energia					1
CVA Trading	58	21	3		
Dalmine Energie	25	10	10	15	
Dynameeting	15	5		2	1
E.On Italia		10			2
EDF Energia Italia					5
Edison Energia	115	30	6	15	11
EGL Italia	40	70	6	12	
Electra Italia	15	5	1	2	
Enel Energia	33				
Enel Trade	40				
ENERG.IT	2	10			
Energetic Source	48	4	4	19	8
Energia	108	31	30	8	8
Energia e Territorio	10	15	5	5	5
EniPower Trading	107	39	7	15	14
Esperia	21	16	1	6	1
Green Network	77	43	4	23	8
Henergye	28	15	7	9	14
Lucas Engine	5				2
MPE	7				
Multiutility	8				5
Niggeler & Kupfer Energia					1
Optonet					1
Rezia Energia Italia	40		5		
SIET				5	
Trafigura Electricity Italia		5			10
TOTALE OPERATORI	1.448	531	110	215	200

Fonte: TERNA.

In particolare, i CCCL conferiscono il diritto di ricevere da TERNA un ammontare pari al prodotto tra la capacità cui si riferisce la copertura e la differenza tra il prezzo orario nella zona adiacente alla zona virtuale che caratterizza la frontiera cui la copertura si riferisce e il prezzo nella corrispondente zona virtuale.

L'assegnazione delle coperture è effettuata da TERNA, tramite procedure concorsuali organizzate secondo criteri di pubblicità, trasparenza e non discriminazione. Nel corso del 2005, le coperture sono state invece assegnate in proporzione alle richieste effettuate e ai consumi dei soggetti ammessi alla procedura di assegnazione, avvenuta a titolo gratuito.

Con due avvisi del 21 e del 22 dicembre 2005 TERNA ha reso noti il quantitativo di coperture del rischio associate alla capacità di trasporto di riferimento, nonché i relativi coefficienti di correzione per i diversi periodi dell'anno. Nel complesso sono risultati assegnabili 2.504 CCCL, di cui 2.304 sulle frontiere settentrionali e 200 sulla frontiera meridionale; tutte le coperture sono state attribuite su base annuale. L'assegnazione dei diritti di importazione è effettuata salvaguardando l'economicità delle forniture per i clienti finali, nell'ambito di procedure concorsuali.

All'assegnazione dei CCCL hanno potuto partecipare gli utenti del dispacciamento in prelievo (ivi incluso l'Acquirente Unico responsabile degli approvvigionamenti del mercato vincolato), cui sono state riservate con il decreto ministeriale coperture dal rischio prezzo per un massimo di circa 650 MW (il 26% della capacità di interconnessione assegnabile sul lato italiano). Le coperture corrispondenti alla restante capacità di importazione sono riservate ai consumatori finali del mercato libero anche attraverso i loro grossisti.

I soggetti interessati, tramite la formulazione di offerte di acquisto dei diritti di trasporto, esprimono una valorizzazione dei diritti richiesti. In seguito alla procedura concorsuale sono stati assegnati CCCL ai soggetti che hanno espresso la miglior valorizzazione, compatibilmente con la quantità massima attribuibile. Ciascun

assegnatario è tenuto a corrispondere il prezzo marginale dell'asta per la quantità di diritti di cui è risultato assegnatario; la delibera n. 269/05 ha previsto che TERNA determinasse il prezzo di assegnazione dei CCCL pari al prezzo indicato nell'offerta con prezzo più basso tra quelle accettate.

La delibera, inoltre, ha introdotto un meccanismo di redistribuzione dei proventi delle assegnazioni in funzione della quota di energia mediamente prelevata da ciascun operatore partecipante alle procedure di assegnazione rispetto ai consumi nazionali. Tale meccanismo è stato finalizzato a ridurre i corrispettivi di accesso al sistema elettrico e nel contempo a evitare che una parte consistente della capacità di trasporto fosse assegnata agli operatori in grado di influenzare i prezzi italiani, anche alla luce delle evidenze fornite dall'Autorità nell'ambito della segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato in merito ai prezzi elevati sul mercato del giorno prima di giugno 2004 e gennaio 2005 (delibera 18 febbraio 2005, n. 25).

Le tavole 2.1 e 2.2 riportano gli esiti delle assegnazioni di CCCL per l'anno 2006.

Nel marzo 2006 TERNA ha reso noto lo schema di procedura per la negoziazione dei CCCL assegnati su base annuale, come stabilito dalla delibera n. 269/05. TERNA cura lo svolgimento delle negoziazioni su base mensile, cui possono partecipare in qualità di acquirenti o di venditori gli utenti del dispacciamento in prelievo, secondo modalità trasparenti e non discriminatorie. Ciascun soggetto che abbia acquisito CCCL è tenuto agli obblighi ed è titolare dei diritti previsti per gli assegnatari delle coperture nelle aste annuali.

Accanto ai CCCL, già previsti nel 2005, la delibera n. 269/05 ha introdotto una nuova tipologia di coperture, denominate CCCE, rispetto al rischio in esportazione di energia tra una zona italiana e una estera. In modo del tutto simmetrico ai CCCL, i CCCE conferiscono il diritto di ricevere da TERNA un ammontare pari al prodotto tra la capacità cui si riferisce la copertura e la differenza tra il

TAV. 2.2

Riepilogo delle assegnazioni di CCCL: quantità e prezzi

FRONTIERA	CCCL (MW)	PREZZO CCCL (€/MW)	PREZZO CCCL ^(A) (€/MWh)
Svizzera	1.448	23.863	3,6
Francia	531	50.968	7,7
Austria	110	92.000	13,9
Slovenia	215	83.154	12,6
Frontiera meridionale	200	1.000	0,15

A) Si sono stimate 6.600 ore annue di godimento del diritto.
Fonte: TERNA.

TAV. 2.3

Esiti delle assegnazioni di CCCE sulla frontiera elettrica meridionale MW

OPERATORE ASSEGNATARIO	GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	MAGGIO
Aem Trading		50		100	
Atel Energia	50			70	240
Edison			50		
Enel Trade	150	150	120		
Energetic Source			30	30	10
Trafigura Electricity Italia	50	50	50	50	
TOTALE OPERATORI	250	250	250	250	250

Fonte: TERNA.

prezzo orario nella zona virtuale che caratterizza la frontiera cui la copertura si riferisce e il prezzo nella zona adiacente.

L'assegnazione delle coperture è effettuata da TERNA, tramite procedure concorsuali organizzate secondo criteri analoghi a quelli definiti per i CCCI. Tuttavia, mentre i CCCI sono stati assegnati da TERNA su base annuale attraverso procedure concorsuali differenziate per frontiera elettrica, i CCCE sono assegnati da TERNA su base mensile con riferimento alla sola frontiera meridionale, per una quantità stabilita mensilmente da TERNA stessa. Inoltre, non si è previsto alcun meccanismo di redistribuzione dei proventi.

Quanto stabilito con la delibera n. 269/05, come già quanto previsto per l'anno 2005 dalle delibere 20 dicembre 2004, n. 223 e n. 224, appare coerente con il processo evolutivo di un mercato unico europeo. La risoluzione delle congestioni sull'interconnessione attraverso il mercato del giorno prima e la contestuale assegnazione di strumenti quali i CCCI e i CCCE, va infatti nella direzione di una gestione coordinata degli scambi transfrontalieri tramite meccanismi di *market coupling*, oltre che della diffusione di strumenti per la stabilizzazione del valore del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, quali i CCC (noti anche come FTR – *Firm Transmission Right* – nella terminologia anglosassone).

Allocazione dei CCC per l'anno 2006

La modalità di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto nel mercato dell'energia, attraverso la differenziazione zonale del prezzo di vendita dell'energia elettrica e la definizione di un prezzo unico di acquisto, comporta un rischio per gli operatori legato alla volatilità e alla prevedibilità del differenziale tra il prezzo unico di acquisto e i prezzi zonali di vendita. La valorizzazione di tali diritti è implicita per gli operatori che scambiano

energia elettrica nel mercato dell'energia (che si trovano a vendere energia valorizzata al prezzo zonale e ad acquistare energia al PUN), e avviene mediante l'imposizione di uno specifico corrispettivo per gli operatori che acquistano e vendono energia attraverso la registrazione di contratti bilaterali al di fuori del medesimo sistema. Al fine di consentire la copertura dal rischio connesso con la valorizzazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, l'Autorità ha previsto, con la delibera 19 novembre 2004, n. 205, che GRTN/TERNA proceda, entro il 15 dicembre di ogni anno, all'organizzazione di procedure concorsuali per l'assegnazione agli operatori di coperture dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto (CCC).

I CCC, disegnati in forma di obbligazione, conferiscono al detentore il diritto a ricevere da TERNA se positivo, o l'obbligo a versare a quest'ultima se negativo, in ciascuna ora, un ammontare pari al prodotto tra la quantità di potenza cui il CCC si riferisce e la differenza tra il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata nel mercato del giorno prima (PUN) e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nella zona cui il medesimo CCC si riferisce. In tal modo consentono, per esempio, l'esecuzione di una transazione che preveda l'immissione e il prelievo di energia elettrica in zone differenti con il pagamento di un corrispettivo fisso, determinato in fase di assegnazione e indipendente dalla valorizzazione *spot* del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto.

Il meccanismo adottato per l'assegnazione dei CCC per l'anno 2006, predisposto da TERNA in collaborazione con l'Autorità, prevede alcuni elementi innovativi rispetto a quello scelto in fase di prima applicazione per l'anno 2005 che ne migliorano l'efficacia e ne aumentano la flessibilità. Accanto alla possibilità di acquisire coperture cedute da TERNA, viene consentita agli operatori, che dispongano di impianti di produzione in zone nelle quali il prezzo

atteso di vendita sia superiore a quello unico di acquisto, la cessione di coperture a TERNA. Tale previsione fa sì che avvenga, attraverso il coordinamento di TERNA volto a garantire la compatibilità degli esiti dell'assegnazione con la capacità di trasporto del sistema elettrico, lo scambio di coperture tra gli operatori con il conseguente incremento delle coperture complessivamente disponibili per l'assegnazione. Al fine di consentire maggiore flessibilità agli operatori sono state, inoltre, identificate due differenti

tipologie di CCC: la *baseload*, che prevede la copertura indifferenziata per tutte le ore del periodo di validità della copertura, e la *peakload* con validità solo nel periodo compreso tra le ore 6:00 e le ore 22:00 dei giorni feriali.

Nelle tavole 2.4 e 2.5 si riportano gli esiti delle procedure di assegnazione dei CCC annuali *baseload* e *peakload* relativi all'anno 2006; quelli inerenti invece alle assegnazioni mensili sono pubblicati sul sito Internet di TERNA.

TAV. 2.4

**Esiti delle assegnazioni
annuali di CCC della
tipologia *baseload*
MW**

OPERATORE ASSEGNATARIO	NORD	CENTRO-NORD	CALABRIA	SICILIA
Prezzo di assegnazione	0,3 €/MWh	0,3 €/MWh	0,3 €/MWh	-4,3 €/MWh
AceaElectrabel Elettricità	5	-	-	-
Aem Trading	96	-	-	16
Agsm Verona	90	-	-	-
Alpenergie Italia	11	-	-	-
Amga Commerciale	16	-	-	-
Asm Brescia	109	-	-	-
Atel Energia	250	-	14	14
Centomilacandele	12	-	-	-
Cleanpower	1	-	-	-
Dalmine Energie	27	-	-	-
Edison Energia	50	-	-	-
Edison Trading	300	-	-	-
Electra Italia	25	-	-	-
Endesa Italia	300	-	-	-
Enel Energia	5	-	-	-
Enel Produzione	-	327	-	-
Enel Trade	20	-	-	-
Energia e Territorio	10	-	-	-
EniPower	432	-	250	-
Esperia	28	-	-	-
Green Network	32	-	-	-
Henergye	10	-	7	-
Heratrading	5	-	-	-
Multiutility	6	-	-	-
Radici Energie	11	-	-	-
SIET	75	-	-	-
Trenta	27	-	-	-
TOTALE OPERATORI	1.953	327	271	30

Fonte: TERNA.

TAV. 2.5

Esiti delle assegnazioni
annuali di CCC della
tipologia *peakload*
MW

OPERATORE ASSEGNATARIO	NORD	CALABRIA	SICILIA
Prezzo di assegnazione	0,3 €/MWh	0,3 €/MWh	-4,0 €/MWh
AceaElectrabel Elettricità	23	-	-
Agsm Verona	26	-	-
Alpenergie Italia	27	-	-
Amga Commerciale	1	-	-
Asm Brescia	140	-	-
Atel Energia	40	5	99
Dalmine Energie	10	-	-
Edison Energia	21	-	-
Edison Trading	124	-	37
Electra Italia	5	-	-
Enel Energia	10	-	-
Enel Trade	19	-	-
ENERG.IT	8	-	-
Energia e Territorio	5	-	-
EniPower	100	150	-
Green Network	32	-	-
Henergye	10	-	-
Heratrading	4	-	-
Radici Energie	10	-	-
SIET	281	-	-
TOTALE OPERATORI	896	155	136

Fonte: TERNA.

Regolamentazione tecnico-economica

Regolamentazione in materia di *unbundling*

Con delibera 27 giugno 2005, n. 127, l'Autorità ha avviato il processo di revisione della disciplina in materia di separazione contabile e amministrativa nei settori dell'energia elettrica e del gas: cruciale per l'attività di regolamentazione economica, di supporto allo sviluppo della concorrenza e alla vigilanza. La suddetta delibera ha previsto che, nell'ambito dei poteri attribuiti all'Autorità dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, nonché dai decreti legislativi 16 marzo 1999, n. 79, e 23 maggio 2000, n. 164, la riforma tenga conto:

- delle esigenze di armonizzazione delle delibere dell'Autorità con i principi contenuti nelle Direttive europee relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas;
- dei principi e criteri direttivi contenuti nella delega al Governo prevista dalla legge 18 aprile 2005, n. 62, ai fini del recepimento nell'ordinamento nazionale delle richiamate Direttive;
- delle modifiche della disciplina riguardante le società per azioni introdotte dall'art. 1 del decreto legislativo 17 gennaio 2003, n. 6, con particolare riferimento al contenuto del bilancio di esercizio e dei suoi allegati;

- dell'esigenza di una sistemazione più organica e omogenea delle disposizioni in materia di separazione contabile e amministrativa per i soggetti che operano nei settori del gas e dell'energia elettrica.

Il 16 marzo 2006, è stato pertanto emanato un Documento per la consultazione nel quale gli orientamenti espressi nella delibera n. 127/05 sono stati declinati in termini più specifici. Tali indirizzi si ricollegano sia all'opportunità che per alcuni servizi della filiera energetica si vada verso una separazione proprietaria delle rispettive attività, sia alle principali finalità perseguite tramite l'introduzione di regole di separazione amministrativa e contabile nei settori dell'energia elettrica e del gas, vale a dire:

- garantire la neutralità della gestione delle reti e, più in generale, delle infrastrutture gestite in concessione ovvero essenziali per lo sviluppo di un libero mercato energetico, richiedendo una organizzazione delle imprese e dei gruppi societari proprietari e gestori di tali infrastrutture che, anche durante l'eventuale transizione verso la separazione proprietaria, tuteli l'indipendenza della gestione delle medesime rispetto agli interessi degli operatori degli altri segmenti delle filiere dell'energia elettrica e del gas, in particolare di quelli operanti in segmenti liberalizzati;
- garantire, tramite una corretta e trasparente disaggregazione e imputazione dei valori economici e patrimoniali alle attività, l'assenza di sussidi incrociati tra queste ultime, in particolare tra quelle soggette a regolamentazione tariffaria e quelle al contrario operate in mercati in via di liberalizzazione;
- garantire un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale delle imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, con particolare attenzione alla struttura dei costi, coerente con le finalità di regolazione stabilite dalla legge n. 481/95, in materia di promozione della concorrenza e dell'efficienza, nonché di definizione di un sistema tariffario certo e trasparente.

In tale prospettiva il Documento per la consultazione del 16 marzo 2006 prevede l'introduzione del principio di separazione funzionale, teso a garantire sotto il profilo dell'organizzazione, del potere decisionale e gestionale e della disponibilità di informazioni commercialmente sensibili, l'indipendenza e la "neutralità" delle attività in concessione, ovvero essenziali per la liberalizzazione.

Nel contempo il Documento ipotizza un approccio semplificato in materia di separazione contabile, proponendo l'adozione di un modello che – senza richiedere la creazione di tante contabilità generali quante sono le attività – assicuri comunque, in coerenza con i modelli organizzativi adottati dalle imprese e attraverso il ricorso ad appositi strumenti quali la contabilità analitica, la significatività dei rendiconti a livello di ogni singola attività.

Modificazioni alla disciplina per il servizio di dispacciamento

La delibera 28 dicembre 2005, n. 293, ha effettuato modifiche e integrazioni alla delibera 30 dicembre 2003, n. 168, avente a oggetto la definizione delle condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento e per l'approvvigionamento delle relative risorse, finalizzate principalmente a:

- la modifica dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo con riferimento alle unità di consumo non rilevanti e alle unità di produzione non rilevanti;
- la modifica di alcuni tempi di trasmissione dei flussi di informazione e l'integrazione delle norme inerenti al codice alfanumerico unico nazionale per i punti di prelievo;
- la definizione di disposizioni transitorie per l'anno 2006.

Con riferimento ai corrispettivi di sbilanciamento, con la delibera n. 293/05 si è ritenuto opportuno modificare la modalità di determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento effettivi, prevedendo l'applicazione di una regolazione analoga per i punti di dispacciamento relativi sia alle unità di consumo non rilevanti sia alle unità di produzione non rilevanti.

Le modalità di determinazione del corrispettivo di sbilanciamento effettivo si differenziano rispetto a quanto precedentemente previsto a regime dalla delibera n. 168/03 e a quanto ipotizzato per i punti di dispacciamento inerenti a unità sia di consumo sia di produzione rilevanti, con riferimento ai seguenti due aspetti principali:

- l'indipendenza del prezzo dello sbilanciamento dal segno dello sbilanciamento effettivo di ciascun utente di dispacciamento: il corrispettivo dello sbilanciamento effettivo non dipende infatti dal segno dello sbilanciamento effettivo di ciascun utente del dispacciamento, ma solo dal segno dello sbilanciamento aggregato zonale;
- le modalità di determinazione del corrispettivo di sbilancia-

mento effettivo, fissato con riferimento al prezzo medio anziché a quello marginale di valorizzazione delle offerte accettate ai fini del bilanciamento del sistema in tempo reale.

È inoltre previsto, per consentire un passaggio graduale alle modalità di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento per le unità di consumo non rilevanti, un meccanismo transitorio per l'anno 2006 con l'applicazione di una soglia del 7% al di sotto della quale gli sbilanciamenti vengono valorizzati al prezzo del mercato del giorno prima. Esso risulta quindi analogo a quello precedentemente applicato in via transitoria per l'anno 2005, a eccezione del livello della soglia che si abbassa dal 10% al 7%. Tale riduzione ha peraltro l'effetto di incentivare le unità di consumo verso una più corretta programmazione, determinando altresì una diminuzione del corrispettivo complessivamente sostenuto e limitando la possibilità di sussidi tra gli utenti del dispacciamento.

Con la delibera n. 293/05 si è previsto esplicitamente che gli utenti del dispacciamento delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili siano tenuti a definire i programmi di immissione utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti dalle medesime unità, in conformità a principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza. L'Autorità adotterà i provvedimenti di competenza nei confronti degli utenti del dispacciamento che, su segnalazione di TERNA, risulteranno inadempienti alla suddetta prescrizione.

Con riferimento alle tempistiche di trasmissione dei flussi di informazione, con la delibera n. 293/05 si è provveduto a modificare quello intercorrente tra l'impresa distributrice e l'utente del dispacciamento, relativo all'anagrafica dei punti di prelievo nella titolarità del medesimo utente del dispacciamento; ciò prevedendo che le imprese distributrici inviino tali informazioni nel mese precedente a quello di competenza. Rispetto alla regolazione anteriore, in cui queste informazioni venivano trasferite all'utente del dispacciamento il mese successivo a quello di competenza, si è ritenuto infatti opportuno ipotizzare tale modifica anche tenuto conto dell'esigenza degli utenti del dispacciamento di utilizzare le medesime informazioni pure ai fini previsionali per una migliore stima del fabbisogno e, conseguentemente, un minor rischio di sbilanciamento.

La delibera n. 293/05 ha inoltre modificato le norme relative alla definizione di un codice alfanumerico identificativo omogeneo su tutto il territorio nazionale, tenuto conto dei ritardi e delle difficoltà riscontrati nella determinazione di questo codice. In particolare, è stato dato mandato a TERNA, quale soggetto responsabile

del servizio di aggregazione delle misure ai fini del dispacciamento, di coordinare i lavori con i soggetti interessati al fine della realizzazione del codice alfanumerico unico nazionale per tutti i punti di prelievo entro il 30 giugno 2006.

Si sono infine previste disposizioni transitorie per l'anno 2006 che riguardano principalmente i tempi di regolazione dei pagamenti. Tenuto conto che le problematiche inerenti alla prima operatività del sistema di regolazione dei pagamenti e alla disponibilità dei dati aggregati per punto di dispacciamento sembrano perdurare anche con riferimento all'anno 2006, sono stati riconfermati anche per quest'anno i tempi previsti transitoriamente per l'anno 2005.

Nella delibera n. 293/05 si è inoltre provveduto a indicare esplicitamente quali delle attività previste dalla delibera n. 168/03 siano in capo a TERNA e quali al nuovo GRTN. Con l'entrata in vigore del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri (DPCM) 11 maggio 2004, le funzioni precedentemente attribuite all'ex GRTN sono state infatti separate tra quelle inerenti alle attività di dispacciamento e di trasmissione e quelle afferenti alla gestione dei diritti e delle obbligazioni associati alla produzione da fonti rinnovabili e assimilate, nonché le partecipazioni detenute nelle società Gestore del mercato elettrico Spa (GME) e Acquirente Unico. A partire dal 1° novembre 2005, data in cui è avvenuta la cessione del ramo di azienda, le funzioni inerenti alle attività di trasmissione e di dispacciamento sono state attribuite a TERNA mentre le altre al nuovo GRTN. Tenuto conto di questa separazione, la delibera n. 293/05 ha provveduto a identificare il nuovo soggetto responsabile di ciascuna delle attività previste nella delibera n. 168/03 (si veda il par. *Unificazione della gestione e della proprietà della rete di trasmissione nazionale*).

Dispacciamento delle unità di produzione alimentate da fonti non programmabili

Nel corso dell'anno 2005, varie associazioni di categoria e diversi soggetti interessati hanno rappresentato all'Autorità l'esigenza di pervenire alla definizione di un quadro certo circa l'accesso alle reti e alle condizioni di immissione di energia elettrica nelle stesse con obbligo di connessione di terzi da parte di unità di produzione alimentate da fonti non programmabili. Ciò anche a seguito della formulazione, da parte dell'ex GRTN e di esercenti il servizio di distribuzione di energia elettrica, di alcune condizioni tecniche per la connessione di detti impianti. In particolare, in tale contesto l'ex GRTN ha avuto modo di chiarire che le maggiori problematiche

per l'operatività dei predetti impianti risiedono nel servizio di dispacciamento piuttosto che in quello di connessione. Tali complessità, che possono essere ricondotte sia alla garanzia di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale, sia al perseguimento dell'efficienza e del minor costo del servizio, incidono sulle modalità di dispacciamento dei predetti impianti in situazioni non ordinarie di gestione del sistema elettrico nazionale, soprattutto in talune zone caratterizzate da limitate possibilità di esportazione dell'energia elettrica prodotta.

L'ex GRTN ha espresso la necessità di introdurre misure per il controllo del livello complessivo della produzione delle unità non programmabili, ai fini della salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico e della minimizzazione dei costi del servizio di dispacciamento, in particolare nelle zone Sicilia e Sardegna. Queste misure, a detta dell'ex GRTN, potrebbero essere parzialmente o completamente rimosse in seguito alla realizzazione di determinati sviluppi della rete di trasmissione nazionale.

A fronte di dette segnalazioni l'Autorità, con la delibera 7 luglio 2005, n. 138, ha avviato un procedimento ai fini della formazione di provvedimenti aventi a oggetto condizioni per la gestione della priorità di dispacciamento relativa a impianti di produzione da fonti rinnovabili in situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale. La stessa delibera stabilisce due esigenze di carattere generale da tenere in considerazione nella formazione dei provvedimenti in esito a detto procedimento, ovvero:

- il coordinamento dei diversi livelli di priorità di dispacciamento, e le modalità di gestione della medesima, relativi alle differenti fonti di produzione di energia elettrica nelle zone in cui il dispacciamento presenta caratteristiche di rigidità nella gestione del sistema elettrico nazionale;
- l'introduzione di gradi di flessibilità nella produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, mediante l'utilizzo di strumenti installati dall'esercente e di modalità innovative per la modulabilità della predetta produzione.

Unità di produzione e pompaggio di rilevanza strategica

La delibera 4 agosto 2005, n. 175, trova la sua origine nell'approfondimento tecnico richiesto dall'Autorità all'ex GRTN per chiarire le modalità di utilizzo delle unità di pompaggio di particolare rilevanza individuate nelle regole di dispacciamento, ed esprimere il tipo di risorse da esse fornite per la sicurezza del sistema.

A tale scopo, l'ex GRTN ha prodotto un documento tecnico da cui risulta che le unità di produzione e pompaggio svolgono un ruolo imprescindibile nella risoluzione di tre problematiche di dispacciamento che interessano l'intero sistema, ovvero:

- la gestione delle esigenze di bilanciamento tra immissioni e prelievi derivanti dall'attuazione dei raccordi tra i programmi di immissione e di prelievo di un dato giorno e del giorno successivo;
- il supporto di adeguati livelli minimi di produzione nelle ore di basso consumo, coerentemente coi minimi tecnici di produzione delle unità termoelettriche, al fine di assicurare il mantenimento in servizio di un numero di queste ultime sufficiente alla gestione in sicurezza del sistema durante le ore di alto consumo;
- la gestione di pronunciati gradienti di domanda (ossia di ragguardevoli variazioni di domanda nell'arco di pochissimi minuti) nella transizione da ore di basso consumo (ore notturne) a ore di alto consumo (ore diurne).

Considerando, quindi, il ruolo assolto dalle unità di produzione e pompaggio ai fini della sicurezza del sistema e valutando che tali unità sono concentrate in capo a un unico utente "detentore di oltre il 90% della capacità di produzione e pompaggio di particolare rilevanza", si è reso necessario integrare la delibera n. 168/03 includendovi la disciplina di questa tipologia di unità produttive già individuata dall'ex GRTN nelle regole di dispacciamento.

La delibera n. 175/05 prescrive, infatti, a GRTN/TERNA di inserire, fra le tipologie di risorse di cui deve approvvigionarsi per il servizio di dispacciamento, una denominata "stoccaggio di energia per la sicurezza del sistema", finalizzata alla risoluzione delle tre problematiche sopra elencate.

La medesima delibera prevede che GRTN/TERNA, con cadenza annuale, stimi il fabbisogno di capacità di produzione e pompaggio che ritiene necessario per la risoluzione delle sopracitate problematiche in ciascuna macrozona.

Un utente del dispacciamento è indispensabile ai fini dell'approvvigionamento di stoccaggio per la sicurezza del sistema in una data macrozona quando la capacità complessiva delle unità di produzione e di pompaggio nella titolarità di altri utenti del dispacciamento ubicate nella medesima macrozona è insufficiente a soddisfare il fabbisogno di capacità stimato da GRTN/TERNA. La capacità di produzione e pompaggio per l'approvvigionamento della quale esso risulta indispensabile è definita "capacità di produzione e pompaggio strategica".

Entro il 30 settembre di ciascun anno, GRTN/TERNA deve predisporre e pubblicare nel proprio sito Internet l'elenco delle unità di produzione e pompaggio strategiche valido per l'anno solare successivo. Esse, offerte nel mercato del giorno prima per quantità definite da GRTN/TERNA a prezzo zero, se in vendita, o senza indicazione di prezzo, se in acquisto, sono assoggettate a un regime di reintegrazione dei costi simile a quello previsto per le altre unità essenziali. Avverso la delibera n. 175/05, Enel ha promosso un ricorso avanti al TAR Lombardia. Il TAR Lombardia, pur riconoscendo i poteri dell'Autorità in materia di regolazione tecnico-economica avente come finalità la sicurezza del sistema elettrico, ha ordinato l'annullamento della delibera n. 175/05 laddove (art. 23.2) recava le disposizioni concernenti le quantità e i prezzi offerti dalle unità di pompaggio nel mercato del giorno prima, nonché il meccanismo di remunerazione delle medesime unità di pompaggio. Contro la sentenza del TAR Lombardia, l'Autorità ha presentato un ricorso al Consiglio di Stato per chiederne la sospensione nonché l'annullamento.

Misura

I servizi di misura e di aggregazione delle misure ai fini del dispacciamento, con il progressivo ampliamento del numero dei clienti liberi, hanno acquistato una crescente rilevanza nel settore.

Il Testo integrato, approvato con delibera n. 5/04, ha previsto una serie di scadenze temporali relative all'obbligo di installazione dei misuratori atti alla rilevazione dell'energia elettrica prelevata in ciascuna ora, i cd. "misuratori orari". L'obbligo è esteso a tutti i punti di prelievo in altissima, alta e media tensione con l'intento, fra gli altri, di rendere influente la tariffazione del trasporto (che si differenzia in trattamento solo in conseguenza della presenza del misuratore orario o meno) per la convenienza dell'acquisto dell'energia elettrica per il cliente finale.

Inizialmente il Testo integrato prevedeva un piano di installazione dei suddetti misuratori, con scadenze temporali differenziate a seconda del livello di tensione e della potenza disponibile, che nel corso del 2005 è stato modificato. Le delibere 23 febbraio 2005, n. 33, e 22 marzo 2005, n. 47, anche sulla base degli esiti del processo di consultazione avviato con la delibera 21 dicembre 2004, n. 227, hanno introdotto misure di gradualità in tale processo di installazione, per consentire al cliente finale vincolato, cui viene installato il misuratore orario in corso d'anno, di prendere atto preventivamente delle nuove condizioni economiche che l'installazione di tale tipo di misuratore comporterà.

La citata delibera n. 227/04 ha anche avviato un'indagine conoscitiva in materia di accesso al servizio di misura dell'energia elettrica. Si rimanda al Capitolo *Indagini, vigilanza, controlli e sanzioni* per un approfondimento di tale attività.

Successivamente alla pubblicazione degli esiti dell'indagine (delibera 4 agosto 2005, n. 174), alcune imprese distributrici hanno segnalato elementi critici all'Autorità in merito all'installazione dei misuratori orari per i punti di prelievo in altissima, alta e media tensione con potenza disponibile superiore a 201 kW entro il 31 dicembre 2005; ciò a causa di vincoli tecnici e organizzativi derivanti, tra l'altro, dall'approvvigionamento dei misuratori, nonché dalla disuniforme distribuzione sul territorio degli insiemi dei punti di prelievo. L'Autorità, con delibera 7 novembre 2005, n. 230, ha accolto le richieste di differimento del termine del 31 dicembre 2005, in quanto ritenute compatibili con l'obiettivo finale di installazione di misuratori orari in tutti i punti di prelievo in altissima, alta e media tensione entro il 31 dicembre 2006.

Nel corso dell'anno sono state segnalate all'Autorità, da diversi soggetti interessati, difficoltà di interpretazione della normativa in merito alla regolazione dei servizi di misura per l'energia elettrica prelevata in corrispondenza di punti di immissione. Nel dicembre 2005, l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione che, nell'analizzare le problematiche che avevano condotto alla formulazione delle predette richieste, forniva chiarimenti e formulava orientamenti per la loro gestione. In particolare, l'Autorità ha chiarito che, per quanto concerne la remunerazione del servizio di misura in caso di prelievi di energia elettrica dalla rete in corrispondenza di punti di immissione, la normativa attualmente in vigore trova immediata applicazione laddove l'eventuale prelievo si attesta in coincidenza del medesimo punto in cui avviene, in periodi diversi, l'immissione di energia elettrica in rete. In tali casi:

- il soggetto responsabile dell'attività di installazione e manutenzione dei misuratori è il titolare dell'impianto medesimo;
- il soggetto responsabile dell'attività di rilevazione e registrazione dell'energia elettrica prelevata è il gestore di rete a cui l'impianto di produzione risulta essere connesso;
- limitatamente a tali prelievi non trova applicazione quanto previsto dall'art. 39, comma 39.1, del Testo integrato (corrispettivo di misura per i clienti finali), così che le modalità di remunerazione del servizio di misura sono unicamente quelle stabilite dall'art. 40 del Testo integrato (corrispettivo per i punti di immissione).

La delibera n. 168/03 ha previsto anche l'istituzione di un codice unico alfanumerico nazionale identificativo per i punti di immissione e di prelievo, quale elemento facilitatore dello svolgersi delle attività inerenti ai dati di misura e di aggregazione e pertanto, in ultima analisi, di contribuzione alla trasparenza del mercato elettrico. Alcuni soggetti interessati hanno segnalato difficoltà e ritardi nel completamento della definizione di tale codice.

Avvalendosi di disposizioni della delibera n. 293/05, l'Autorità ha dato mandato a TERNA, quale responsabile del servizio di aggregazione, di coordinare il completamento di tale definizione, in modo che le imprese distributrici pervengano alla piena applicazione del suddetto codice entro il 30 giugno 2006.

Definizione delle fasce orarie per il periodo 2006-2007

La delibera 5 novembre 2004, n. 196, ha avviato il procedimento per la definizione, per il periodo 2006-2007, delle fasce orarie per i servizi di trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita dell'energia elettrica ai distributori per il mercato vincolato, nonché di vendita di energia elettrica al mercato vincolato. Il procedimento è sottoposto all'Analisi dell'impatto della regolamentazione (si veda in merito il Capitolo *Organizzazione e risorse*). Con il primo Documento per la consultazione dal titolo *Orientamenti in materia di definizione delle fasce orarie con riferimento agli anni 2006 e 2007* del 30 settembre 2005, l'Autorità ha sottoposto a consultazione alcune ipotesi per la definizione delle fasce orarie con riferimento al periodo intercorrente tra l'1 gennaio 2006 e il 31 dicembre 2007.

Le finalità, illustrate in tale Documento, che l'Autorità si propone di perseguire attraverso la definizione delle fasce orarie, sono:

- semplificare la gestione del rapporto contrattuale tra l'esercente il servizio e l'utente del medesimo;
- rendere più efficace il segnale di prezzo che si vuole trasmettere al medesimo cliente.

Nella scelta del numero di fasce orarie e della loro articolazione, occorre tenere presente che a una drastica semplificazione si contrappongono le esigenze sia di corretta remunerazione dei fornitori dei servizi, sia di corretta attribuzione dei costi ai clienti. Per quanto riguarda la remunerazione degli esercenti, poiché i corrispettivi unitari da applicare in ciascuna fascia oraria sono solitamente determinati sulla base di un'ipotetica distribuzione tempo-

rale dei consumi degli utenti/clienti, più le fasce orarie raggruppano ore con valore del servizio/bene simile, minori sono i rischi che errori nella stima dei profili temporali di consumo si traducano in una sovra- o sotto-remunerazione del fornitore riguardo a quanto stimato. Anche rispetto agli utenti/clienti, gli effetti di redistribuzione dei costi tra quelli appartenenti a una tipologia e caratterizzati da profili di consumo differenti, determinati dalla definizione delle fasce orarie, sono minimi se il valore del bene/servizio è:

- in media molto simile nelle diverse ore appartenenti alla fascia;
- tale per cui a un errore di previsione relativo a un'ora della fascia corrisponde probabilmente un errore simile nelle altre ore della medesima fascia.

Il primo Documento per la consultazione evidenziava come le fasce orarie attualmente in vigore apparissero inadeguate al perseguimento di dette finalità, quantomeno con riferimento ad alcuni servizi i cui corrispettivi sono articolati attraverso le fasce orarie.

L'Autorità, tenendo conto anche dei riscontri al primo Documento per la consultazione, in data 22 novembre 2005 ha sottoposto agli operatori una serie di ipotesi di modifica dei raggruppamenti orari con un secondo Documento per la consultazione dal titolo *Revisione dell'articolazione per fasce orarie dei corrispettivi di alcuni servizi di pubblica utilità nel settore elettrico per gli anni 2006 e 2007*.

Con la delibera 29 dicembre 2005, n. 299, l'Autorità, tenendo conto delle risposte ricevute al primo e al secondo Documento per la consultazione, ha eliminato l'articolazione per fasce sia del corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di cui all'art. 37.3 della delibera n. 168/03, sia del corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico di cui all'art. 52.5 della delibera n. 168/03.

L'Autorità, inoltre, ha avallato la proposta di eliminazione dell'articolazione per fasce dei corrispettivi per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, seppur posticipando l'entrata in vigore della riforma all'anno 2007, al fine di consentire agli operatori di adeguarsi dal punto di vista operativo (relazione tecnica relativa alla delibera n. 299/05).

Per quanto attiene ai rimanenti servizi di cui al Testo integrato, l'Autorità intende proseguire il processo di consultazione presentando un Documento per la consultazione in materia di definizione delle fasce orarie per i servizi di vendita e distribuzione di energia elettrica per l'anno 2007.

Connessioni

Nell'ambito della regolazione delle condizioni di accesso alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi, l'Autorità ha definito quelle per l'erogazione del servizio di connessione con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi con tensione nominale superiore a 1 kV. Con la delibera 19 dicembre 2005, n. 281, emanata a seguito di un processo di consultazione avviato nella primavera del 2005, si è intervenuti sulle condizioni sia procedurali, già definite dalla delibera 26 marzo 2002, n. 50, sia economiche, per le quali la delibera n. 50/02 rimandava a un apposito successivo provvedimento.

Ispirandosi a criteri di efficienza e di trasparenza nei confronti degli utenti della rete, è stato individuato il destinatario della richiesta di connessione e, limitatamente agli impianti di produzione di energia elettrica, è stato altresì introdotto il concetto di soluzione tecnica minima, intesa come la connessione necessaria e sufficiente per soddisfare la richiesta di potenza del soggetto richiedente. Per quanto riguarda le condizioni economiche, in analogia a quanto già previsto nella delibera n. 50/02, si è fissato un corrispettivo a copertura delle attività di studio e di progettazione preliminare e di dettaglio, differenziato a seconda di connessioni con la rete di trasmissione nazionale o a reti di distribuzione. Il corrispettivo di connessione è, invece, determinato sulla base del preventivo dei costi di realizzazione dell'impianto per la connessione allegato alla progettazione di dettaglio, evitando così il pericolo di imposizione di oneri impropri ai soggetti richiedenti.

Le predette condizioni economiche sono riferite solamente agli impianti di produzione, mentre per gli impianti di consumo continuano a valere, laddove applicabili, i provvedimenti CIP in materia. In accordo con le disposizioni contenute nel decreto legislativo n. 387/03, in materia di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, l'Autorità ha pure stabilito specifiche disposizioni di favore per gli impianti che utilizzano tali fonti.

Ritiri obbligati

L'energia elettrica prodotta e immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi può essere destinata commercialmente a diversi soggetti che operano sul libero mercato (borsa elettrica, cliente finale libero, cliente grossista, Acquirente Unico), sulla base di valutazioni e scelte effettuate dal singolo produttore.

In alternativa, il decreto n. 387/03 e la legge n. 239/04, hanno pre-

visto per alcune tipologie di impianti la possibilità di cedere, al gestore di rete cui essi sono collegati, l'energia elettrica prodotta e immessa in rete. Questa ulteriore possibilità è facoltativa ed è stata prevista dal legislatore per gli impianti di dimensioni minori (<10 MVA) o non programmabili che, pertanto, non sono in grado di partecipare al mercato.

Delibera n. 34/05 – L'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03, letto congiuntamente con il comma 41 della legge n. 239/04, prevede che l'Autorità definisca, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato, le modalità di ritiro, da parte del gestore di rete alla quale l'impianto è collegato, dell'energia elettrica prodotta:

- da impianti di potenza inferiore a 10 MVA, qualunque sia la fonte;
- da impianti di potenza qualsiasi, alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente;
- ai sensi dell'art. 3, comma 12, secondo periodo, del decreto legislativo n. 79/99 (eccedenze da fonti rinnovabili e assimilate);

a eccezione di quella ceduta al GRTN nell'ambito di convenzioni di cessione destinate in essere, fino alla loro scadenza.

La delibera dell'Autorità 23 febbraio 2005, n. 34, come successivamente modificata dalle delibere 24 marzo 2005, n. 49, 6 aprile 2005, n. 64, 29 luglio 2005, n. 165, e 2 dicembre 2005, n. 256, ha definito le modalità e le condizioni economiche per il ritiro, da parte del gestore di rete cui l'impianto è collegato, dell'energia elettrica in questione.

Poiché tale possibilità di cessione dell'energia elettrica prevista dal legislatore è facoltativa e alternativa ad altre opzioni di mercato, il produttore che intende usufruirne deve richiedere al gestore di rete il ritiro dell'energia elettrica concludendo con il medesimo una convenzione di durata annuale e rinnovabile, secondo lo schema riportato nell'allegato A alla delibera n. 34/05.

La delibera n. 34/05 ha introdotto una serie di semplificazioni ed esenzioni, soprattutto per gli impianti di microgenerazione e alimentati da fonti rinnovabili. In particolare:

- per gli impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, è prevista l'esenzione dalla stipula del contratto di dispacciamento;
- i produttori che richiedono al gestore di rete il ritiro dell'energia elettrica non sono tenuti alla comunicazione dei program-

mi di immissione e, conseguentemente, a tale energia non si applicano gli oneri di sbilanciamento;

- per gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA è prevista l'applicazione del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (CCT) medio mensile, anziché orario;
- sono previste l'esenzione totale dall'applicazione del CCT per gli impianti di potenza fino a 1 MW e graduale per quelli alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 1 MW e fino a 5 MW.

Quanto al prezzo per l'energia elettrica ritirata ai sensi della delibera n. 34/05, in considerazione delle peculiarità e dei vantaggi che gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e quelli di cogenerazione presentano rispetto agli altri impianti, l'Autorità ha previsto che il gestore di rete competente riconosca ai produttori:

- nel caso di impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 1 MW e di impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW alimentati da fonti rinnovabili, a eccezione delle centrali ibride, limitatamente ai primi due milioni di kWh ritirati annualmente da ciascun impianto, prezzi minimi garantiti;
- nel caso di impianti di potenza inferiore a 10 MVA non alimentati da fonti rinnovabili e che non soddisfano la definizione di cogenerazione di cui alla delibera 19 marzo 2002, n. 42, oltre che nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate di potenza maggiore o uguale a 10 MVA, nella titolarità di autoproduttori, che cedono le eccedenze, il parametro Ct fino al 31 dicembre 2005 e il PUN nelle ore *off peak*² dal 1° gennaio 2006;
- nel caso di tutti gli altri impianti agevolati un prezzo pari a quello di cessione dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici, applicato sulla base delle fasce orarie o indifferenziato.

La delibera n. 34/05 riguarda modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica. Gli eventuali incentivi riconosciuti per l'energia elettrica prodotta conseguenti a decreti legislativi e ministeriali si sommano ai ricavi derivanti dall'applicazione della stessa delibera.

Scambio sul posto – Un'altra importante novità è stata introdotta all'inizio del 2006 in attuazione dell'art. 6 del decreto legislativo n. 387/03.

Con la delibera 10 febbraio 2006, n. 28, l'Autorità ha disciplinato,

infatti, il servizio di scambio sul posto per gli impianti di potenza nominale fino a 20 kW alimentati da fonti rinnovabili e dai rifiuti ammessi a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili.

La delibera n. 28/06 ha così sostituito e abrogato, a decorrere dal 13 febbraio 2006, la delibera 13 dicembre 2000, n. 224, in materia di condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto. Questo, prima riservato esclusivamente ai clienti del mercato vincolato che realizzano un impianto fotovoltaico di potenza nominale fino a 20 kW, è stato esteso a tutti i clienti finali, sia liberi sia vincolati, che realizzano o hanno la disponibilità di impianti di potenza nominale fino a 20 kW alimentati da qualunque fonte rinnovabile.

L'applicazione dello scambio sul posto consente all'utente di utilizzare i servizi di rete per "immagazzinare" l'energia elettrica immessa quando non ci sono necessità di consumo e di prelevarla dalla rete quando gli serve. Comporta pertanto il venir meno del costo di acquisto dell'energia elettrica per una quantità pari a quella prodotta dall'impianto, per la quota sia autoconsumata immediatamente, sia immessa in rete e prelevata successivamente.

Nell'ambito di tale disciplina il soggetto che richiede l'applicazione del servizio di scambio sul posto, dal punto di vista del sistema elettrico, è considerato come cliente finale, libero o vincolato, e non come un produttore. Pertanto non è tenuto alla stipula dei contratti necessari per immettere energia nella rete, né a pagare/ricevere i corrispettivi normalmente previsti per i produttori. Deve invece inoltrare richiesta per l'erogazione del servizio di scambio sul posto all'impresa distributrice competente sul territorio ove l'impianto è ubicato.

Il servizio di scambio sul posto è alternativo alla vendita di energia elettrica: quindi le immissioni di energia in rete non possono comportare ricavi economici. L'energia elettrica immessa in rete e non consumata nell'anno di riferimento costituisce un credito, in termini di energia e non in termini economici, che può essere utilizzato nel corso dei tre anni successivi a quello in cui matura. Al termine di detto periodo, l'eventuale credito residuo in energia è annullato. Perciò lo scambio sul posto presenta vantaggi qualora, su base triennale, il consumo di energia elettrica risulti mediamente pari o superiore alla produzione.

Gli eventuali incentivi riconosciuti per l'energia elettrica prodotta per effetto di decreti legislativi e ministeriali si sommano al beneficio del mancato acquisto di energia elettrica derivante dall'applicazione della delibera n. 28/06.

² Il PUN nelle ore *off peak* è la media aritmetica mensile, del mese a cui si riferisce il ritiro dell'energia elettrica, dei valori orari del prezzo di cui all'art. 19, comma 19.3, lettera c), della delibera n. 168/03, nelle ore dei giorni festivi, del sabato, della domenica, nonché nelle ore tra le 0:00 e le 8:00 e tra le 20:00 e le 24:00 dei giorni dal lunedì al venerdì.

Cogenerazione

La legislazione vigente riconosce benefici alla cogenerazione definita come la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati (art. 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99). I benefici previsti sono:

- l'esonero dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica con produzioni e importazioni annue da fonti non rinnovabili eccedenti i 100 GWh (art. 11, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99);
- la precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali (art. 11, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99).

L'Autorità, con la delibera n. 42/02, ha definito le condizioni che la produzione combinata di energia elettrica e calore deve soddisfare per poter essere considerata cogenerazione e, quindi, per poter ottenere i benefici previsti dalla legislazione vigente. Affinché un impianto sia di cogenerazione, deve soddisfare, sulla base dei dati di esercizio a consuntivo dell'anno precedente, le soglie minime dei due indici IRE (Indice di risparmio di energia) e LT (Limite termico).

L'Autorità, con delibera 29 dicembre 2005, n. 296, ha aggiornato i parametri di riferimento necessari al calcolo dei due indici sopradetti, nonché i valori delle rispettive soglie LT_{min} e IRE_{min} , prevedendone l'applicazione dal 1° gennaio 2006 fino al 31 dicembre 2007. Ha inoltre previsto il successivo aggiornamento per tenere conto dello sviluppo tecnologico oltre che del recepimento della Direttiva europea 2004/8/CE in materia di cogenerazione.

L'aggiornamento non si applica alle sezioni già in esercizio, né a quelle per le quali, alla data del 31 dicembre 2005, sono già state assunte obbligazioni contrattuali relativamente alla maggior parte, in valore, dei costi di costruzione, alle quali si continuano ad applicare i valori di riferimento previsti dalla delibera n. 42/02 e in vigore fino al 31 dicembre 2005.

Con riferimento ai dati di esercizio dell'anno 2004, su una produzione netta pari a circa 80 TWh di energia elettrica da impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, circa il 45% (36 TWh) è stato qualificato come cogenerativo. Tale dato (36 TWh) non è tuttavia rappresentativo di tutta la produzione combinata che soddisfa la definizione di cogenerazione: non comprende

infatti parte degli autoproduttori o piccoli produttori con produzioni annue minori di 100 GWh, già esonerati dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi, e che pertanto non hanno presentato domanda al nuovo GRTN ai sensi della delibera n. 42/02.

Abrogazione del parametro Ct

Il parametro Ct, definito dall'art. 6 della delibera dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70, come costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, era stato determinato in un contesto di prezzi amministrati.

La presenza, ormai da quasi due anni, di meccanismi di mercato per la valorizzazione dell'energia elettrica, nonché l'esercizio ormai annuale del sistema delle offerte a cui partecipa pienamente la domanda, hanno reso obsoleto il parametro Ct, con il rischio che il suo utilizzo risultasse distorsivo dei segnali economici inviati agli operatori di mercato.

Pertanto l'Autorità è intervenuta abrogando, con la delibera 29 dicembre 2005, n. 300, a partire dal 1° gennaio 2006, il suddetto parametro. Tuttavia, esso continuava a essere utilizzato per alcune applicazioni marginali, in particolare per:

- gli impianti che cedono la propria energia al gestore di rete cui sono collegati ai sensi dell'art. 1, comma 41, della legge 23 agosto 2004, n. 239, a eccezione di quelli di potenza inferiore a 10 MVA che soddisfano la definizione di cogenerazione di cui alla delibera n. 42/02 (eccedenze da fonti rinnovabili e assimilate oltre che l'energia elettrica prodotta da impianti di potenza inferiore a 10 MVA alimentati da fonti non rinnovabili né cogenerative);
- gli impianti che cedono la propria energia al GRTN ai sensi della delibera 28 ottobre 1997, n. 108, limitatamente a quelli nuovi, potenziati o rifatti come definiti dalla medesima delibera (eccedenze, come regolate dalla delibera n. 108/97, antecedente alla delibera n. 34/05);
- i regimi tariffari speciali, come previsto dall'art. 73 del Testo integrato.

Per tali applicazioni marginali, l'Autorità, con la delibera n. 300/05, ha definito parametri sostitutivi individuati facendo riferimento a indicatori di mercato opportunamente scelti sulla base delle specifiche finalità.

In particolare, per le finalità di cui alle suddette lettere a) e b), il parametro Ct è stato sostituito con la media aritmetica dei valori orari del PUN, nelle sole ore denominate *off peak*³, registrati nello stesso mese in cui avviene la cessione di energia elettrica. Inoltre al fine di rendere più graduale l'introduzione del nuovo parametro è stato introdotto, per i primi sei mesi dell'anno 2006, un elemento di continuità nel passaggio dal parametro Ct a quello sostitutivo.

Per quanto riguarda invece le finalità di indicizzazione trimestrale delle tariffe speciali al consumo di cui alla precedente lettera c), fatto salvo quanto previsto dalla delibera 23 dicembre 2005, n. 286, si è ritenuto opportuno sostituire il parametro Ct con il parametro RS, pari alla media aritmetica dei valori orari del PUN, nelle ore denominate *off peak*, registrati nel semestre antecedente il mese che precede l'aggiornamento.

Unificazione della gestione e della proprietà della rete di trasmissione nazionale

Costi per il funzionamento della società erogante i servizi di trasmissione e di dispacciamento – L'art. 1, comma 1, del DPCM 11 maggio 2004, ha disposto che entro il 31 ottobre 2005 fossero trasferiti alla società TERNA, eventualmente anche attraverso conferimento, le attività, le funzioni, i beni, i rapporti giuridici attivi e passivi (ivi inclusa la titolarità delle convenzioni stipulate con le società che dispongono delle reti di trasmissione per disciplinare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete e dei dispositivi di interconnessione con altre reti) facenti capo all'ex GRTN, a eccezione delle attività afferenti alla gestione dei diritti e delle obbligazioni associati alla produzione da fonti rinnovabili e assimilate e delle partecipazioni detenute nelle società GME e Acquirente Unico.

Il processo di unificazione è avvenuto attraverso il conferimento, a titolo oneroso alla società TERNA, del ramo d'azienda dell'ex GRTN a cui facevano capo le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica. Con il conferimento si è realizzata l'unificazione della prevalente proprietà della rete di trasmissione nazionale con la gestione della stessa.

Con la delibera 31 gennaio 2005, n. 15, l'Autorità, ai fini del processo di unificazione disposto dal DPCM 11 maggio 2004, ha confermato i criteri di riconoscimento e di copertura dei costi per il funzionamento dell'ex GRTN per l'erogazione del servizio di tra-

missione dell'energia elettrica; ciò effettuando, inoltre, una quantificazione della quota parte della componente a copertura dei costi connessi con le attività non oggetto del predetto trasferimento sulla base delle informazioni di natura contabile e organizzativa rese disponibili dall'ex GRTN stesso.

Codice di rete – Al fine della gestione della rete di trasmissione nazionale in regime unificato, il DPCM 11 maggio 2004 prevedeva che l'ex GRTN predisponesse un documento integrato contenente sia le regole tecniche, di carattere obiettivo e non discriminatorio, per l'accesso e l'uso della rete elettrica nazionale di trasmissione e delle apparecchiature direttamente connesse, per l'interoperabilità delle reti e per l'erogazione del servizio di dispacciamento, sia i criteri generali per lo sviluppo e la difesa della sicurezza della rete elettrica nazionale di trasmissione e per gli interventi di manutenzione della medesima (il cd. "Codice di rete"). Allo stesso tempo il DPCM stabiliva che il Ministero delle attività produttive e l'Autorità verificassero, per quanto di rispettiva competenza, ai sensi del decreto legislativo n. 79/99 e della legge 27 ottobre 2003, n. 290, la conformità del Codice di rete alle direttive dai medesimi promulgate. Già con la delibera 30 dicembre 2004, n. 250, l'Autorità aveva emanato direttive all'ex GRTN per l'adozione del Codice di rete.

Con la delibera 29 aprile 2005, n. 79, l'Autorità ha positivamente valutato il Codice di rete predisposto dall'ex GRTN a condizione che procedesse a modificare il medesimo sulla base di alcune osservazioni di carattere puntuale entro il 24 maggio 2005, nonché a redigerne una nuova versione entro il 30 novembre 2005, sulla base di una ulteriore serie di osservazioni.

L'approvazione della nuova versione del Codice di rete è stata subordinata dall'Autorità, con la delibera del 3 marzo 2006, n. 49, all'adozione di ulteriori modifiche e integrazioni. Con la stessa delibera è stato altresì conferito mandato al Direttore della Direzione energia elettrica dell'Autorità, con il supporto della Direzione consumatori e qualità del servizio per ciò che concerne gli aspetti relativi alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, di effettuare azioni di ricognizione sull'applicazione delle disposizioni contenute nel Codice di rete; nonché nei documenti a esso allegati, anche attraverso l'istituzione di gruppi di lavoro con i soggetti interessati e in raccordo con le proposte eventualmente formulate dal Comitato di consultazione di cui all'art. 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004.

³ Le ore *off peak* sono definite come quelle dei giorni festivi, del sabato, della domenica, nonché le ore tra le 0:00 e le 8:00, e tra le 20:00 e le 24:00 dei giorni dal lunedì al venerdì.

In parallelo a ciò, ai fini di un'efficiente gestione dell'*iter* di approvazione delle deroghe all'applicazione del Codice di rete, l'Autorità, con la delibera 23 febbraio 2006, n. 39, ha conferito mandato sempre al Direttore della Direzione energia elettrica, con il supporto della Direzione consumatori e qualità del servizio, per ciò che concerne gli aspetti relativi alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, affinché con proprie determinazioni:

- verifichi, secondo le modalità di cui all'art. 63, comma 63.3, della delibera n. 250/04, previa informativa all'Autorità, la conformità degli aggiornamenti del Codice di rete alle direttive adottate dall'Autorità, non riservati all'approvazione del Collegio dell'Autorità;
- verifichi le proposte di deroga all'applicazione del Codice di rete formulate da parte di TERNA disponendo, in esito a tali verifiche, l'approvazione o il rigetto delle medesime proposte di deroga secondo le modalità di cui all'art. 64, comma 64.3, della delibera n. 250/04;
- comunichi all'Autorità, almeno con cadenza semestrale, gli esiti del processo di cui alla precedente lettera b) di approvazione delle proposte di deroga all'applicazione del Codice di rete, nonché al Ministero delle attività produttive.

Perimetrazione delle attività di trasmissione e di dispacciamento – L'unificazione della gestione con la proprietà della rete di trasmissione nazionale stabilita dal DPCM 11 maggio 2004 è efficace dal 1° novembre 2005, e ha determinato un cambiamento di assetto del regime di erogazione dei servizi di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica.

Con la delibera 28 ottobre 2005, n. 226, l'Autorità ha precisato le funzioni ricomprese nei pubblici servizi di trasmissione e di dispacciamento a seguito di tale unificazione.

Il servizio di trasmissione risulta pertanto articolato in:

- esercizio delle singole porzioni di rete di trasmissione nazionale, vale a dire, di TERNA e degli altri proprietari di rete, inteso come l'attuazione delle consegne autonome, del pronto intervento a seguito di guasto o anomalia, delle manovre per la messa fuori servizio e in sicurezza degli impianti, del controllo dello stato degli impianti e delle ispezioni sugli stessi;
- manutenzione ordinaria e straordinaria delle infrastrutture;
- sviluppo infrastrutturale, inteso come realizzazione di interventi di espansione o di evoluzione delle infrastrutture della

rete di trasmissione nazionale, ivi inclusa l'eventuale riduzione della sua capacità di trasporto, con conseguente variazione dello stato di consistenza.

Nell'attività di dispacciamento, risultano invece comprese le funzioni riguardanti:

- la programmazione del funzionamento e la gestione in sicurezza al minimo costo del sistema elettrico nazionale, ivi inclusi la conduzione degli impianti della rete di trasmissione nazionale e lo sviluppo funzionale della medesima;
- l'approvvigionamento di risorse ai fini della gestione delle congestioni della rete rilevante, della predisposizione di adeguata capacità di riserva, della garanzia di equilibrio tra immissioni e prelievi, anche in tempo reale e della gestione delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica reattiva;
- la determinazione delle partite fisiche di competenza dei contratti di compravendita ai fini dell'immissione o del prelievo di energia elettrica nei diversi cicli esecutivi, nonché la valorizzazione e la regolazione dell'energia elettrica oggetto di deviazioni rispetto agli impegni contrattuali;
- l'aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini del dispacciamento;
- la predisposizione del piano di sicurezza di cui all'art. 1-*quinquies* della legge n. 290/03.

Con la delibera n. 226/05 l'Autorità ha anche stabilito l'avvio di opportuni studi circa la praticabilità di nuovi schemi di regolazione incentivante per il servizio di dispacciamento, tenendo conto di esperienze europee in materia e con l'obiettivo di giungere a proposte operative da sottoporre a consultazione.

Incentivi all'unificazione della proprietà della rete di trasmissione nazionale – L'art. 2 del DPCM 11 maggio 2004 stabilisce che, al fine di migliorare la sicurezza e l'efficienza del funzionamento della rete elettrica nazionale di trasmissione, l'Autorità valuti e, se del caso, disponga, l'adozione di meccanismi – anche di natura tariffaria – volti a promuovere la completa unificazione della rete elettrica nazionale di trasmissione. Il medesimo articolo stabilisce, inoltre, che i predetti meccanismi sono applicabili ove l'aggregazione in capo a TERNA delle rimanenti porzioni della rete di trasmissione nazionale sia perfezionata entro il 30 aprile 2006 e riguardi attività ricomprese nell'ambito della rete di trasmissione nazionale.

Con il Documento per la consultazione 3 agosto 2005, l'Autorità ha indicato i propri orientamenti in materia di meccanismi per l'incentivazione all'unificazione della proprietà della rete di trasmissione nazionale, sottoponendo a consultazione due diversi meccanismi. Sulla base delle osservazioni pervenute in esito alla consultazione, nonché delle stime dei recuperi di efficienza effettuate dai soggetti interessati, l'Autorità, con delibera 10 aprile 2006, n. 73, ha stabilito un meccanismo per l'incentivazione dell'unificazione della proprietà della rete di trasmissione nazionale con caratteristiche di semplicità e trasparenza, prevedendo che sia composto da misure volte a favorire il rapido completamento del processo di

unificazione della proprietà della rete di trasmissione nazionale, garantendo al contempo il graduale trasferimento dei recuperi di efficienza derivanti da detta unificazione alla clientela finale.

Il meccanismo delineato ha fissato l'ammontare massimo incentivante pari a 14 milioni di euro. Per ciascuna cessione a TERNA di una porzione di rete di trasmissione nazionale è riconosciuto a TERNA un ammontare pari al 30% di tale cifra ponderato con il peso del valore degli impianti compresi nelle porzioni di rete del soggetto cedente sul valore complessivo degli impianti di proprietà dei soggetti diversi da TERNA. Al soggetto cedente spetta invece il 70% dello stesso ammontare.

Regolamentazione della qualità dei servizi elettrici

Nel corso dell'anno 2005 l'attività di regolamentazione della qualità dei servizi elettrici ha riguardato sia l'attuazione delle norme fissate per il periodo 2004-2007 dal Testo integrato della qualità dei servizi elettrici (approvato con delibera 30 gennaio 2004, n. 4 e successivamente integrato con delibera 28 dicembre 2004, n. 247), con particolare riguardo alla *regolazione della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso* e al monitoraggio della *qualità del servizio di trasmissione*; sia l'avvio di consultazioni su proposte dell'Autorità relativamente a tre temi su cui si potranno sviluppare nuove regolazioni in futuro: la *qualità della tensione*, le *interruzioni estese e prolungate* anche per eventi meteorologici eccezionali e la *qualità dei servizi telefonici* commerciali. Sono proseguite inoltre le *attività in campo internazionale sulla qualità del servizio elettrico*, che hanno condotto alla pubblicazione del 3° rapporto di *Benchmarking* da parte del gruppo di lavoro CEER (*Council of European Energy Regulators*) dedicato alla qualità del servizio nel settore elettrico.

Regolazione della durata delle interruzioni

La regolazione che incentiva la riduzione della durata delle interruzioni, introdotta nel 2000, è stata confermata dall'Autorità per il periodo 2004-2007 con il Testo integrato della qualità dei servizi elettrici. Tale regolazione è basata sulla determinazione *ex ante* di obiettivi di miglioramento annuali fissati dall'Autorità e sulla verifica *ex post* dei risultati ottenuti che, confrontati con gli obiettivi di miglioramento, consentono all'Autorità di determinare gli incentivi e le penalità finanziarie da assegnare alle imprese distributrici.

Gli obiettivi di miglioramento si riferiscono all'indicatore di riferimento (durata complessiva delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente alimentato in bassa tensione), calcolato su base biennale escludendo le interruzioni attribuite a cause di forza maggiore, a danni provocati da terzi o con origine sulle reti di alta tensione e sulla rete di trasmissione nazionale. Gli obiettivi annuali sono determinati, per ogni ambito, in base a una funzione di miglioramento ottenuta congiungendo il livello di partenza

con il livello obiettivo di lungo termine tramite una curva che mantiene un tasso annuo di miglioramento costante nel tempo. Tale metodo è orientato a ottenere più velocemente i recuperi di continuità negli ambiti territoriali in cui si registrano i valori peggiori di continuità del servizio, nell'ambito delle risorse rese disponibili dai livelli tariffari.

Come ormai consuetudine, l'Autorità ha effettuato verifiche ispettive sui dati di continuità del servizio trasmessi dai singoli esercenti interessati. Il programma di ispezione è stato definito con la delibera 19 maggio 2005, n. 92, e ha riguardato 7 esercizi di Enel Distribuzione Spa per un totale di 73 ambiti territoriali (province di Cuneo, Torino, Massa Carrara, Lucca, Livorno, Pisa, Grosseto, L'Aquila, Teramo, Pescara, Chieti, Taranto, Brindisi, Lecce, Potenza, Matera, Cosenza, Catanzaro, Reggio Calabria, Crotone, Vibo Valentia, Messina, Enna, Catania, Ragusa e Siracusa), e 3 imprese elettriche locali che sono soggette alla regolazione della durata di interruzioni dal 2004 (Ae-Ew Bolzano Spa, Aem Milano Spa, Aem Torino Spa). Complessivamente l'esito dei controlli è risultato molto soddisfacente: per la prima volta dal 2000, non sono stati riscontrati dati non validi in alcuno degli ambiti territoriali verificati. Si conferma quindi la tendenza in atto da qualche anno a un progressivo miglioramento da parte delle imprese distributrici nella registrazione delle interruzioni, che si affianca al miglioramento sostanziale della continuità del servizio (si veda il primo volume di questa *Relazione Annuale*).

Sulla base dei dati trasmessi dai singoli esercenti interessati e a seguito delle ispezioni sui dati, a chiusura del procedimento di verifica del raggiungimento degli obiettivi di continuità per l'anno 2004, con la delibera 1 dicembre 2005, n. 250, l'Autorità ha disposto incentivi per un totale di 66 milioni di euro, a fronte del miglioramento della continuità del servizio del 13% in durata e del 7% in numero di interruzioni per cliente dal 2003 al 2004 (valori medi nazionali; per quelli regionali e provinciali si veda la pubblicazione dei dati di continuità sul sito Internet dell'Autorità). A questi incentivi si affiancano penalità accumulate per l'anno 2004 pari a 13 milioni di euro, che in base alle nuove disposizioni del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici, saranno dilazionate in tre rate uguali per gli anni 2005, 2006 e 2007; per ciascuno dei tre anni, qualora nell'ambito territoriale venga raggiunto il livello tendenziale assegnato, la penalità sarà ridotta in misura pari alla rata annuale. Oltre al meccanismo di diluizione delle penalità, i risultati economici tengono conto dell'effetto dell'introduzione, con il nuovo periodo di re-

golazione, sia di un tetto massimo agli incentivi e alle penalità sia delle riduzioni dovute al meccanismo che richiede un miglioramento particolare (almeno il 10% in più rispetto al tendenziale) agli ambiti territoriali che, alla conclusione del primo periodo, si trovavano in condizioni di non aver raggiunto l'obiettivo assegnato.

Infine, nell'ambito delle attività di attuazione della regolazione della durata delle interruzioni, si registra una importante novità per via dell'adesione di Enel Distribuzione e di due imprese elettriche locali (Aim Vicenza Spa e SET Distribuzione Spa) al meccanismo volontario di riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne (prevalentemente dovute a danni di terzi). Questo meccanismo prevede che le imprese distributrici avvalentesi di tale opzione possano semplificare la registrazione delle interruzioni, ma si impegnino alla riduzione della durata anche per le interruzioni attribuibili a danni provocati da terzi, altrimenti escluse dalla regolazione. Sono stati pertanto rideterminati i livelli tendenziali per gli anni 2005-2007, per tutti gli ambiti territoriali serviti dalle imprese distributrici che hanno aderito al sistema di riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne (delibere 7 giugno 2005, n. 135, e 19 maggio 2005, n. 209). Le altre imprese distributrici hanno scelto di continuare a utilizzare il precedente metodo di attribuzione delle interruzioni a danni provocati da terzi, basato sulle evidenze documentali.

Regolazione del numero delle interruzioni

Dal 1° gennaio 2006 sono entrati in vigore i nuovi standard di qualità, relativi al massimo numero di interruzioni all'anno per i clienti alimentati in alta e media tensione (industrie, servizi ecc.). Gli standard fissati dall'Autorità per le interruzioni senza preavviso lunghe si differenziano a seconda che il cliente sia allacciato alla rete di distribuzione di alta o di media tensione e che appartenga a un ambito territoriale ad alta, media o bassa concentrazione. Gli standard fissati dall'Autorità sono tra i più sfidanti a livello europeo.

I clienti alimentati in alta e media tensione che subiranno un numero di interruzioni superiore agli standard potranno ricevere indennizzi automatici, commensurati anche alla loro dimensione e al disagio subito, se avranno adeguato i propri impianti ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità per impedire che guasti degli impianti degli utenti si riverberino sulla rete danneggiando anche i clienti limitrofi. L'Autorità ha prestato particolare attenzione alla divulgazione

TAV. 2.6

Numero massimo di interruzioni per clienti alimentati in alta e media tensione

NUMERO MASSIMO DI INTERRUZIONI ALL'ANNO PER CLIENTE	
Clienti AT	1 interruzione lunga (2 interruzioni lunghe per clienti allacciati dopo il 1° gennaio 2006 in antenna)
Clienti MT appartenenti ad ambiti territoriali ad alta concentrazione	3 interruzioni lunghe
Clienti MT appartenenti ad ambiti territoriali a media concentrazione	4 interruzioni lunghe
Clienti MT appartenenti ad ambiti territoriali a bassa concentrazione	5 interruzioni lunghe

delle norme relative all'adeguamento tecnico degli impianti di utenza (condizione necessaria per avere titolo agli indennizzi in caso di mancato rispetto degli standard da parte dell'impresa distributrice).

Nel corso dell'anno su questo tema sono state svolte numerose iniziative di divulgazione attraverso seminari e incontri tecnici, organizzati in collaborazione con associazioni imprenditoriali, organismi tecnici (incluso il Comitato elettrotecnico italiano – CEI) e riviste specializzate, contattando nel complesso circa 10.000 tra clienti finali, installatori, progettisti e manutentori degli impianti di utenza. Si è data ampia divulgazione dei provvedimenti anche tramite articoli pubblicati su riviste tecnico-scientifiche. La comunicazione diretta ai clienti, prevista dall'Autorità nei propri provvedimenti, è stata curata dai distributori che hanno informato i clienti in media tensione delle opportunità derivanti dalla nuova regolazione del numero di interruzioni lunghe inviando loro una lettera individuale, la cui chiarezza e correttezza è stata verificata preliminarmente dagli Uffici dell'Autorità.

Gli standard sul numero massimo di interruzioni si applicano, per il periodo regolatorio 2004-2007, solo ai clienti alimentati in alta e media tensione. L'Autorità ha già previsto che entro la fine del 2007, tutte le imprese distributrici dovranno essere in grado di conoscere con esattezza tutti i clienti coinvolti in ogni interruzione (anche quelli in bassa tensione), in modo da poter estendere in futuro gli standard individuali e i relativi indennizzi automatici anche alle famiglie, ai negozi, agli artigiani e ai piccoli servizi. A questo proposito gli Uffici dell'Autorità hanno condotto, nei primi mesi del 2006, una ricognizione dello stato di predisposizione delle procedure e dei sistemi necessari per la realizzazione di questo importante e impegnativo obiettivo.

Qualità del servizio di trasmissione

Per quanto riguarda la qualità del servizio di trasmissione, nel corso del 2005 è stata data attuazione alle norme introdotte su questa materia con la delibera n. 250/04, che per la prima volta ha definito obblighi sia di registrazione delle disalimentazioni riguardanti gli utenti della rete di trasmissione nazionale, sia di trasparenza su diversi aspetti di qualità del servizio di trasmissione. Con la delibera 17 gennaio 2006, n. 6, sono stati approvati i livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione che riguardano le eventuali disalimentazioni ai clienti e alle imprese distributrici (direttamente connesse con la rete di trasmissione nazionale) attribuibili alla responsabilità di Terna. I nuovi parametri previsti sono:

- il numero medio nazionale di disalimentazioni per utente: inferiore a una interruzione all'anno (lunga o breve), ogni quattro utenti connessi con la rete;
- l'energia non servita per disalimentazioni: 560 MWh/anno, equivalenti a un minuto in media di disalimentazione all'anno di tutto il sistema;
- il numero e la durata massimi di disalimentazione per ogni singolo cliente: una interruzione lunga (di durata superiore a 3 minuti) e 3 interruzioni brevi (di durata inferiore a 3 minuti ma superiore a un secondo), per i clienti inseriti su rete magliata.

Sono esclusi dai livelli attesi gli eventuali incidenti rilevanti, per i quali è stabilito che Terna debba predisporre uno specifico rapporto all'Autorità. Alla fine di ciascun anno, è previsto che i livelli attesi vengano confrontati con quelli di qualità effettivamente raggiunti. Terna procederà alla pubblicazione sul proprio sito Internet dei livelli attesi e approvati dall'Autorità, e pubblicherà un rapporto sulle

iniziative assunte e previste per il miglioramento; presenterà all'Autorità un aggiornamento dei livelli attesi per il 2007 e comunicherà a ciascun cliente della rete di trasmissione la situazione relativa al suo punto di connessione. Inoltre, per la prima volta sono stati pubblicati i livelli minimi di potenza di corto circuito di tutti i nodi della rete di alta tensione: si tratta di parametri importanti per valutare anche altri aspetti della qualità della tensione, congiuntamente ai sistemi di rilevazione dei disturbi che Terna e le imprese distributrici in alta tensione stanno predisponendo.

La fissazione e la verifica dei livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione costituiscono il primo passo verso la futura introduzione di un sistema di regolazione, basato su standard, indennizzi e incentivi, anche per la trasmissione, analogamente a quanto già fatto per la distribuzione. Infine, nell'ambito del Codice di rete, predisposto da Terna e verificato positivamente dall'Autorità con la delibera n. 79/05, sono state definite regole dettagliate per la registrazione delle disalimentazioni sulla rete di trasmissione nazionale.

Qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica

Nel 2005 l'Autorità ha avviato la realizzazione di un sistema di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica in media tensione, avvalendosi delle strutture e dei finanziamenti della Ricerca di sistema. La qualità della tensione di fornitura comprende un elevato numero di parametri tecnici descritti e caratterizzati nella norma tecnica europea EN 50160. Essa, recepita in Italia dalla norma del CEI EN 50160, in relazione ad alcuni parametri di qualità della tensione fornisce valori di riferimento. La qualità della tensione è costituita infatti, oltre che dalle interruzioni del servizio, anche da altri disturbi transitori del livello di tensione (buchi, *flicker*, armoniche ecc.). In particolare per le interruzioni e i buchi di tensione (cadute di tensione oltre la soglia del 10% della tensione nominale per durate molto brevi, in genere inferiori al secondo) sono forniti valori indicativi che si rivelano non adeguati alle esigenze di gran parte dei clienti utilizzanti energia elettrica per usi industriali o di servizi. Infatti gli sbalzi di tensione profondi e rapidi rappresentano eventi dannosi per i consumatori industriali, soprattutto per quelli tecnologicamente più avanzati.

La campagna di monitoraggio della qualità della tensione promossa dall'Autorità si pone quali obiettivi principali: la raccolta di elementi conoscitivi sulle attuali *performance* delle reti di distri-

buzione in media tensione da rendere pubblicamente disponibili; l'analisi delle origini dei disturbi che provocano variazioni ai parametri di qualità della tensione, tenuto conto delle caratteristiche strutturali delle reti stesse; una valutazione circa l'introduzione di nuovi obblighi di misurazione di qualità della tensione in capo alle imprese distributrici, cui potrà fare seguito l'introduzione di forme di regolazione economica di alcuni parametri della qualità della tensione. Solo la conoscenza della reale entità del problema può permettere di definire nuove iniziative di regolazione, inclusa l'introduzione di obblighi di misurazione della qualità della tensione in capo alle imprese distributrici, come già fatto per la trasmissione. Il monitoraggio è stato realizzato a cura della società CESI (oggi CESI Ricerca) nell'ambito del finanziamento della Ricerca di sistema. L'iniziativa si inquadra in un contesto europeo che manifesta un interesse sempre crescente per i temi della qualità della tensione, come dimostrano le recenti iniziative avviate dai regolatori di Norvegia, Spagna, Ungheria, Portogallo e Francia.

La campagna di monitoraggio consta di 400 punti di monitoraggio, con registratori di qualità della tensione sulle sbarre di media tensione delle cabine di trasformazione AT/MT, corrispondenti a un campione rappresentativo di circa il 10% delle reti di distribuzione (Tav. 2.7).

Al controllo della qualità della tensione sulle reti di media tensione possono partecipare anche i clienti finali con propri strumenti di rilevazione, comprati a condizioni di fornitura vantaggiose ottenute da CESI per l'acquisto degli strumenti in via di installazione sulla rete elettrica nazionale di media tensione. I clienti che partecipano al monitoraggio hanno l'opportunità di conoscere in tempo reale i livelli effettivi di qualità della tensione sul proprio punto di alimentazione e avranno a disposizione tutte le misure effettuate dal proprio strumento nel corso della campagna. Queste misure potranno essere utilizzate per la stipula dei "contratti per la qualità" già previsti dal Testo integrato, sulla base di accordi volontari tra clienti e distributori. Per tale stipula tra impresa distributtrice e clienti è richiesta come elemento preliminare la registrazione dei dati di qualità della tensione per almeno un anno. L'Autorità attribuisce all'iniziativa particolare rilevanza e ritiene opportuno, solo dopo aver esaminato i risultati della campagna di monitoraggio, adottare eventuali provvedimenti di propria competenza per il miglioramento generalizzato della qualità della tensione.

Inoltre, per quanto riguarda quest'ultima sulla rete di trasmissione nazionale con delibera 9 ottobre 2005, n. 210, è stato sia approvato il piano di rilevazione della qualità della tensione sulla re-

TAV. 2.7

Distribuzione dei 400 punti di misura di qualità della tensione

DISTRIBUTORE	N. DI SEMISBARRE SOTTOPOSTE A MONITORAGGIO	UNITÀ TERRITORIALE ENEL DISTRIBUZIONE	N. DI SEMISBARRE SOTTOPOSTE A MONITORAGGIO
Enel Distribuzione	346	Piemonte Liguria	43
Deval Aosta	4	Lombardia	51
Acea Roma	11	Triveneto	42
AE Bolzano	3	Emilia Romagna	36
Acegas Trieste	4	Toscana Umbria	33
Enia Parma	2	Lazio Abruzzo Molise	32
Meta Modena	3	Campania	29
Asm Brescia	6	Puglia Basilicata	29
Aem Torino	6	Calabria	13
Trentino Servizi Rovereto	3	Sicilia	24
Set Distribuzione	4	Sardegna	14
Aem Milano	8		
TOTALE	400	TOTALE	346

te di trasmissione nazionale proposto dall'ex GRTN all'Autorità, sia introdotto l'obbligo di rilevazione a campione delle grandezze di qualità della tensione sulle reti di distribuzione in alta tensione, allineando in questo modo gli obblighi di registrazione tra reti di distribuzione in alta tensione e rete di trasmissione nazionale.

Proposte per inserire indennizzi in caso di interruzioni estese e prolungate

Nel giugno 2005 l'Autorità ha diffuso un Documento per la consultazione che illustra possibili criteri e formula alcune proposte iniziali per l'introduzione di un sistema di indennizzi ai clienti coinvolti in interruzioni del servizio elettrico particolarmente lunghe ed estese. I meccanismi proposti completano il quadro della regolazione della qualità del servizio elettrico, che già prevede incentivi e penalità per le interruzioni "ordinarie" sulle reti locali di distribuzione, ma che esclude le interruzioni dovute agli eventi eccezionali. La nuova regolazione della durata delle interruzioni che entrerà in vigore non prima del terzo periodo regolatorio e che, considerata la complessità della materia, necessiterà di una seconda consultazione, ha lo scopo di tutelare i clienti "peggio serviti", cioè quelli che subiscono interruzioni lunghe ed estese e fa seguito all'esperienza di alcune grandi interruzioni occorse nell'inverno 2003-2004 per effetto di eventi meteorologici eccezionali, nonché alle interruzioni dovute al *black out* del 28 settembre 2003.

L'ipotesi presentata dall'Autorità prevede indennizzi agli utenti

domestici e non se l'interruzione si prolunga oltre un tempo minimo standard di ripristino del servizio fissato in 24 ore per eventi avversi con danni agli impianti (tralicci, linee aeree, cabine di trasformazione ecc.) e in 8 ore per eventi senza danni agli impianti (guasti elettrici ecc.). Secondo la proposta potranno essere previste esenzioni ai tempi standard di ripristino per le zone eventualmente evacuate per ordine delle autorità competenti. Per le interruzioni che si prolungassero oltre i tempi standard di ripristino, si propone che i clienti ricevano indennizzi crescenti con l'aumentare della durata del disservizio.

I valori indicativi ipotizzati per gli indennizzi ai clienti interessati da interruzioni estese e prolungate sarebbero differenziati tra quelli domestici e non e in relazione al tipo di evento che ha provocato l'interruzione; gli indennizzi, che avranno natura automatica e forfetaria, potrebbero essere incrementabili per scaglioni di periodi di interruzioni eccedenti gli standard con un tetto massimo agli indennizzi. Per i clienti non domestici sono previsti indennizzi maggiori, anche in funzione dei kW di potenza disponibile. Le proposte dell'Autorità ipotizzano meccanismi di incentivo per le imprese distributrici a ripristinare nel più breve tempo possibile il servizio. Esclusivamente nel caso di eventi con danni agli impianti, le imprese distributrici potranno recuperare attraverso la tariffa, in tutto o in parte a seconda della loro efficienza nel ripristino del servizio, i costi sostenuti per l'erogazione degli indennizzi.

Infine, l'Autorità vuole favorire il rapido recepimento delle nuove norme tecniche europee per la progettazione delle linee aeree –

attualmente in corso presso i competenti organismi di normazione tecnica – e propone anche regole per i piani di emergenza delle imprese distributrici, in modo da massimizzare il coordinamento con le amministrazioni locali (Comuni, Province, Regioni) e nazionali preposte alla gestione delle emergenze e alla protezione civile. La partecipazione alla consultazione da parte di operatori e associazioni di consumatori è stata particolarmente ampia, mentre le problematiche sollevate hanno fatto emergere posizioni critiche rispetto alle proposte avanzate dall'Autorità. Essendo i temi molto controversi è prevista una seconda consultazione prima dell'adozione di un eventuale provvedimento.

Proposte per la regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali

Nel mese di dicembre l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione sulla qualità dei servizi telefonici commerciali per i clienti finali di energia elettrica e di gas. Le proposte contenute in esso fanno seguito sia alle numerose segnalazioni di disservizi inviate all'Autorità dalle associazioni dei consumatori, sia ai tanti reclami dei clienti finali che lamentano tempi di attesa eccessivi

per parlare con gli operatori dei *call center*, sia all'inaccessibilità diffusa, soprattutto in caso di reclamo.

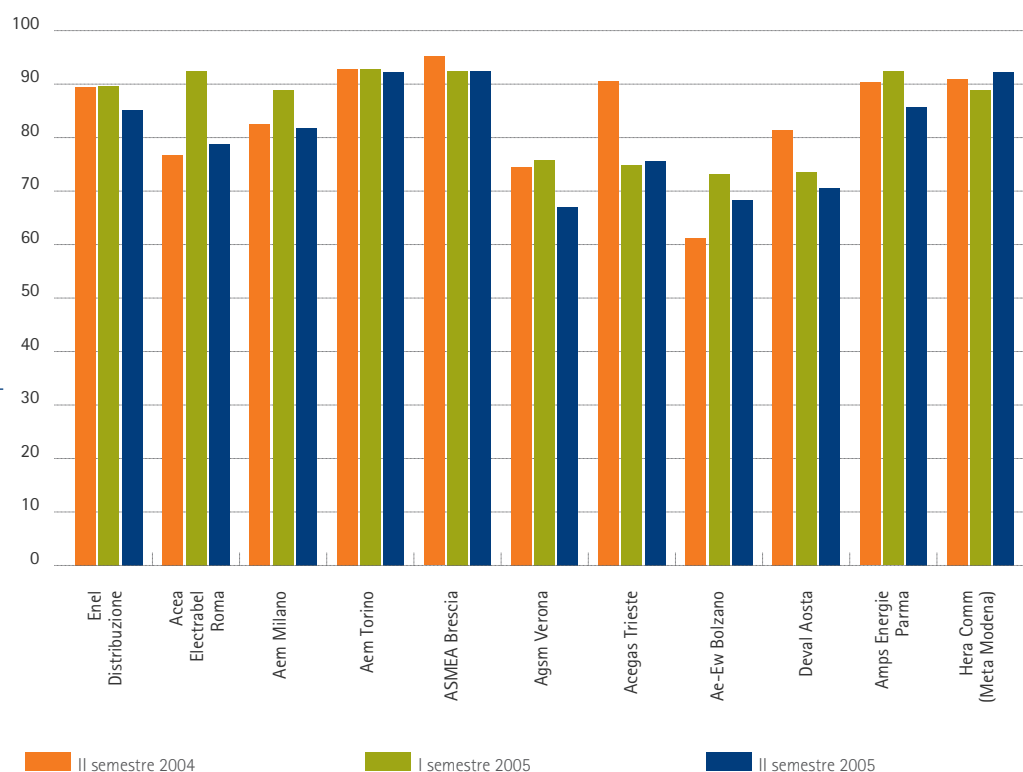
In occasione dell'inizio del nuovo periodo di regolazione è stato avviato il monitoraggio della qualità dei servizi telefonici (tempi di attesa e di rinuncia delle chiamate ai *call center* commerciali) delle imprese elettriche che svolgono l'attività di vendita a più di 100.000 clienti finali (attualmente, sono soggette al monitoraggio 11 imprese che erogano il servizio a circa il 98% dei clienti finali di energia elettrica). Il monitoraggio non include le chiamate relative al pronto intervento (segnalazioni di guasti, interruzioni del servizio, dispersioni di gas ecc.), che vengono indirizzate a numeri telefonici dedicati separati. L'esperienza del primo semestre di attuazione della regolazione della qualità dei servizi telefonici ha fatto riscontrare dati disomogenei e poco confrontabili per il secondo semestre 2004. Per poter procedere a un confronto comparativo che rappresentasse effettivamente le *performance* delle imprese si è chiesto di integrare i dati obbligatori con ulteriori dati più analitici, separanti il tempo di attraversamento dell'albero fonico dall'attesa dopo la scelta dell'opzione per parlare con un operatore.

Le *performance* registrate confermano le preoccupazioni dell'Autorità in relazione alle numerose segnalazioni pervenute nei recla-

FIG. 2.1

Livello di servizio dei *call center* delle principali imprese elettriche

Percentuale di richieste di conversazione con operatore andate a buon fine sul totale di richieste di conversazione con operatore – Valori medi, Il semestre 2004, I e II semestre 2005



Fonte: Dati forniti dagli esercenti all'Autorità.

mi di clienti che fanno riferimento a tempi di attesa telefonici eccessivi. Sono emerse notevoli differenze qualitative tra le aziende monitorate e il livello di servizio reso (rapporto tra le chiamate a cui è stata data una risposta da un operatore e quelle che hanno richiesto di parlare con un operatore), che nel I semestre 2005 risulta inferiore al 90% in 6 casi su 11. L'Autorità valuterà l'opportunità di introdurre alcuni standard affiancando al monitoraggio dei tempi un'indagine nazionale per conoscere le aspettative e i giudizi dei clienti intervistando coloro che hanno utilizzato effettivamente e recentemente i servizi dei *call center* commerciali. I risultati dell'indagine permetteranno di comparare le *performance* dei diversi soggetti e sensibilizzarne l'attenzione verso le esigenze dei clienti finali. Le proposte presentate dall'Autorità prevedono di acquisire una serie di indicatori più analitici, introdurre nuovi standard, individuare requisiti minimi strutturali e organizzativi dei centri di contatto, e favorire l'adozione di misure di tipo volontario per stimolare il miglioramento dei servizi telefonici.

Attività di *Benchmarking* internazionale della qualità del servizio elettrico

Quanto svolto riguardo alla qualità del servizio elettrico nel corso del 2005 include anche i lavori di comparazione internazionale nell'ambito delle attività del gruppo di lavoro CEER dedicato alla qualità del servizio nel settore elettrico. Il gruppo di lavoro ha incaricato la *task force* sulla qualità del servizio (CEER QoS TF) di completare un rapporto di *Benchmarking* (*Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply*) aggiornando i dati contenuti nel precedente rapporto pubblicato nel 2003. Alla *task force* partecipano i responsabili della regolazione della qualità del servi-

zio elettrico nei paesi membri dell'Unione europea aderenti al CEER (Austria, Belgio, Estonia, Finlandia, Francia, Regno Unito, Grecia, Italia, Irlanda, Lettonia, Lituania, Norvegia, Polonia, Portogallo, Repubblica Ceca, Slovenia, Spagna, Svezia, Ungheria).

Il 3° rapporto CEER di *Benchmarking* della qualità del servizio elettrico, disponibile sul sito Internet del CEER e su quello dell'Autorità, è uno studio di comparazione analitica sia degli standard utilizzati per regolare la qualità commerciale sia dei livelli di continuità tra i paesi europei. La raccolta dei dati è stata estesa agli indicatori utilizzati anche nell'ottica di armonizzazione degli stessi; le informazioni raccolte, relative agli schemi di incentivazione eventualmente adottati, costituiscono riferimento per i paesi che stanno introducendo regolazioni relative alla qualità. Il lavoro, come nel passato, ha evidenziato una realtà articolata per quanto riguarda sia l'approccio regolatorio inerente alla qualità commerciale sia i livelli effettivi, gli standard e i meccanismi di regolazione della continuità del servizio. Una parte innovativa delle informazioni raccolte riguarda anche i temi della qualità della tensione. Per quanto concerne la continuità, permangono alcune differenze tra i diversi paesi in termini di modalità di imputazione delle interruzioni alla diverse cause (analisi delle responsabilità) o di registrazione in caso di interruzioni consecutive a breve distanza di tempo, che ostacolano una piena comprensione delle comparazioni, soprattutto per le interruzioni brevi. Sono inoltre descritti con dettaglio i diversi meccanismi incentivanti la continuità del servizio e i diversi standard di qualità adottati sia per il numero sia per la durata della interruzioni (la tavola 2.8 riporta a titolo di esempio un confronto tra gli standard relativi al numero massimo annuo di interruzioni lunghe per cliente nei principali paesi europei).

TAV. 2.8

Numero massimo annuo di interruzioni lunghe per cliente nei principali paesi europei – valori standard
Interruzioni di durata >3 minuti se non indicato diversamente

PAESE	AREA METROPOLITANA	AREA URBANA (GRANDI CITTÀ)	AREA SEMI-URBANA (PICCOLE CITTÀ)	AREA RURALE (PAESI)	AREA RURALE (FRAZIONI O LOCALITÀ)
Francia	2 (MT) n.d. (BT)	3 (MT) n.d. (BT)	3 (MT) n.d. (BT)	6 (MT) n.d. (BT)	
Regno Unito	3 (MT) (ogni interruzione superiore ai 3 minuti) 3 (BT) (ogni interruzione superiore ai 3 minuti)				
Italia	3 (MT) n.d. (BT)		4 (MT) n.d. (BT)	5 (MT) n.d. (BT)	
Portogallo	8 (MT) 12 (BT)		18 (MT) 23 (BT)	30 (MT) 36 (BT)	
Spagna	8 (MT) 12 (BT)		12 (MT) 15 (BT)	15 (MT) 18 (BT)	20 (MT) 24 (BT)

Fonte: Elaborazione AEEG da CEER, *Quality of Supply, 3rd Benchmarking Report*, 2005.

Gestione di reclami, istanze, segnalazioni, conciliazioni e arbitrati

L'attività di valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori conferma il *trend* di crescita già evidenziato negli anni precedenti. Nel periodo compreso tra l'1 maggio 2005 e il 31 marzo 2006, a fronte di un totale di 1.943 comunicazioni inoltrate all'Autorità, 903 hanno interessato il settore elettrico (pari al 46% del totale), con un incremento di circa il 9% rispetto all'anno precedente. Delle comunicazioni pervenute l'88% è costituito da reclami, il 6% da richieste di informazioni e il restante 6% da segnalazioni.

La statistica non comprende i reclami inerenti particolari problematiche tariffarie, quelli relativi ai *black out* verificatisi in determinati periodi dell'anno e interessanti una zona circoscritta, quelli inviati più volte dallo stesso cliente. Inoltre, non sono oggetto di registrazione a fini statistici le comunicazioni archiviate poiché relative ad alcune materie non rientranti nelle competenze dell'Autorità, quali: i problemi di natura fiscale (applicazione di IVA, accise, e imposte in genere); le richieste di risarcimento per danni subiti a seguito di disservizi; le problematiche riguardanti l'illuminazione pubblica o il servizio di illuminazione di lampade votive nei cimiteri; i problemi riguardanti l'interpretazione o l'applicazione di norme tecniche emanate dal CEI. Infine, numerose richieste di informazioni sono state avanzate ed evase telefonicamente. I dati relativi alle telefonate non sono tuttavia considerati ai fini statistici.

Un'analisi più particolareggiata evidenzia come le suddette comunicazioni abbiano riguardato nello specifico le problematiche attinenti la continuità del servizio e la qualità della tensione di fornitura (22%), gli allacciamenti (14%), la fatturazione (28%), l'interpretazione e l'applicazione di clausole contrattuali (15%), la qualità commerciale (3%), la misurazione dei consumi (4%), la trasparenza delle bollette (3%).

Nell'ambito del servizio di distribuzione e vendita di energia elettrica, non si registrano variazioni significative rispetto al precedente periodo per quanto riguarda le comunicazioni relative a problematiche contrattuali, attività di misurazione dell'energia

elettrica, trasparenza e comprensibilità delle bollette, oltre che allacciamenti. Per quest'ultima fattispecie, le questioni maggiormente ricorrenti sono inerenti all'aumento di potenza, alla tempistica nonché all'esecuzione dei lavori necessari per l'allacciamento e, infine, all'attivazione della fornitura di energia elettrica in seguito all'allacciamento dell'utenza alla rete.

Viceversa, la scarsa presenza di eventi interruttivi eccezionali può contribuire a spiegare la diminuzione dei reclami relativi a tali problematiche che, pur essendo sempre numerosi (pari al 22% del totale delle comunicazioni riguardanti il settore), segnano una flessione rispetto all'anno precedente (relativamente al quale tali reclami incidevano per il 32% del totale delle comunicazioni riguardanti il settore).

A fronte della diminuzione delle suddette segnalazioni, si registra l'aumento delle comunicazioni aventi a oggetto le problematiche legate alla fatturazione (28%). Tale variazione è riconducibile prevalentemente alla crescita dei reclami relativi alla contestazione dei consumi fatturati a seguito di congruagli dovuti sia al piano di sostituzione dei misuratori telegestiti posto in essere da Enel Distribuzione, sia al programma di recupero delle letture di ciclo presso clienti non letti da lunghi periodi posti in essere da altri operatori. A queste motivazioni vanno aggiunti alcuni casi di "bollette pazze" cioè di emissione di bollette errate a seguito di malfunzionamento degli strumenti utilizzati per il rilevamento della letture o a inconvenienti connessi con gli aggiornamenti dei sistemi informativi degli esercenti. Infine, all'interno delle problematiche legate a tale fattispecie, circa un terzo dei reclami ha avuto a oggetto la contestazione della commissione da parte dell'esercente di meri errori di calcolo. Si registra anche una costante oggettiva difficoltà dei clienti finali nella lettura e nella interpretazione delle bollette che genera reclami in realtà non fondati.

Da ultimo si segnala che i reclami con minore incidenza numerica sul totale delle comunicazioni riguardanti il settore (pari a un totale dell'8%), ricompresi nella categoria "Altro", sono costituiti principalmente da comunicazioni aventi a oggetto le questioni relative

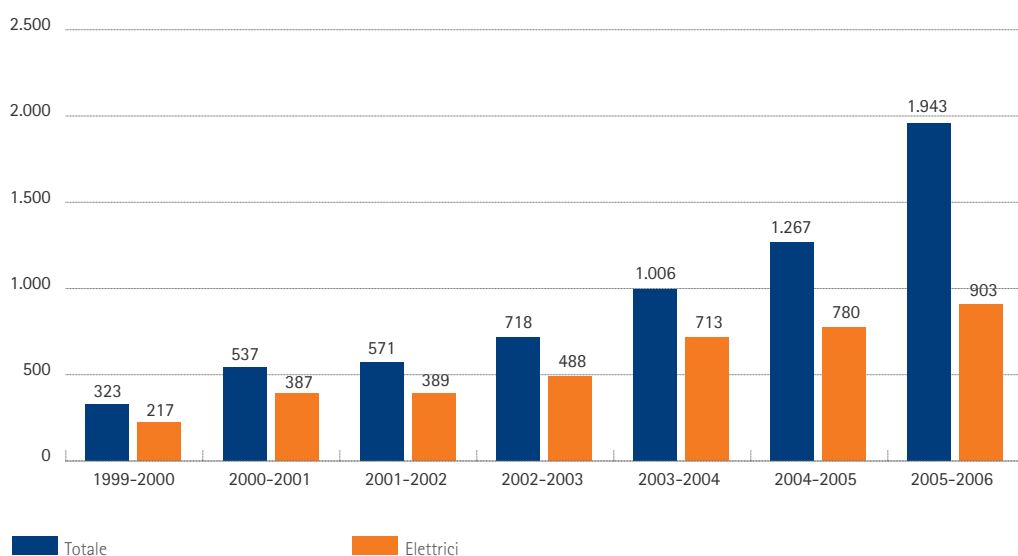
TAV. 2.9

Reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevuti dall'Autorità
Maggio 2005 – Marzo 2006

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONI	SEGNALAZIONI
Elettrici	800	51	52
TOTALE	1.686	108	149

FIG. 2.2

Totale delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dall'Autorità
Maggio 1999 – Marzo 2006^(A)



A) A partire dall'anno in corso è stato modificato il periodo di riferimento della *Relazione Annuale*. Pertanto si segnala che i dati relativi ai reclami, alle richieste di informazioni e alle segnalazioni pervenuti all'Autorità differiscono da quelli rilevati nelle precedenti *Relazioni Annuali* in quanto il periodo di riferimento per l'anno 2005-2006 è limitato a quello intercorso fra il 1° maggio 2005 e il 31 marzo 2006.

TAV. 2.10

Principali argomenti oggetto dei reclami, delle segnalazioni e delle richieste di informazioni ricevuti dall'Autorità
Maggio 2004 – Aprile 2005
Maggio 2005 – Marzo 2006^(A)

COMUNICAZIONE	MAGGIO 2004 - APRILE 2005		MAGGIO 2005 - MARZO 2006	
ENERGIA ELETTRICA	TOTALE CASI (numero)	TOTALE CASI %	TOTALE CASI (numero)	TOTALE CASI %
Interruzioni tensione	247	32	199	22
Allacciamenti	118	15	124	14
Fatturazione	170	22	250	28
Contratti e qualità commerciale/fornitura	130	17	164	18
Misura	47	6	35	4
Tariffe	16	2	29	3
Bollette	17	2	26	3
Altro	35	4	76	8
TOTALE	780	100	903	100

A) A partire dall'anno in corso è stato modificato il periodo di riferimento della *Relazione Annuale*. Pertanto si segnala che i dati relativi ai reclami, alle richieste di informazioni e alle segnalazioni pervenuti all'Autorità differiscono da quelli rilevati nelle precedenti *Relazioni Annuali* in quanto il periodo di riferimento per l'anno 2005-2006 è limitato a quello intercorso fra il 1° maggio 2005 e il 31 marzo 2006.

all'esecuzione dei lavori necessari per la fornitura di energia elettrica (2%) e ai distacchi per morosità (1%). Nella categoria residuale rientrano, inoltre, le comunicazioni inerenti l'applicazione delle norme disciplinanti l'istituto della servitù di elettrodotto (1%) che, come detto sopra, esulano dalle competenze dell'Autorità.

Si conferma pertanto l'importanza dell'attività di valutazione dei reclami e delle segnalazioni anche alla luce delle indicazioni e del-

le problematiche che esse fanno emergere.

Ciò rappresenta una notevole e rilevante risorsa che consente un decisivo contatto con i meccanismi reali del mercato e che permette di acquisire significativi spunti per orientare e predisporre, secondo le modalità più rispondenti e consone alle esigenze e alle criticità evidenziate, interventi di regolazione e di vigilanza da parte dell'Autorità.

3.

Regolamentazione nel settore del gas

Regolamentazione tariffaria

Nel corso dell'anno passato l'attività svolta in tema di regolamentazione tariffaria è stata molto intensa. Tra la fine del 2005 e l'inizio del 2006 è giunto a conclusione, infatti, il primo periodo di regolazione delle tariffe di trasporto, delle tariffe per l'utilizzo dei terminali di GNL e delle tariffe di stoccaggio. Secondo una prassi di lavoro ormai consolidata, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha quindi diffuso, a partire dalla primavera del 2005, numerosi Documenti per la consultazione così da pervenire in tempo, e cioè prima dell'inizio del nuovo anno termico, alla definizione di condivisi e nuovi criteri di calcolo delle tariffe per tutte queste fasi della filiera. Per l'attività di distribuzione, invece, il cui secondo periodo di regolazione era già in corso, essendo iniziato nel settembre 2004, l'attività svolta dall'Autorità durante il 2005 ha riguardato la predisposizione di modifiche e integrazioni alla disciplina in vigore, rese necessarie dal disposto di alcune sentenze del TAR Lombardia.

L'esposizione dei provvedimenti è, nel seguito, in ordine cronologico, così da indicare che si sono realizzati: nel giugno 2005 le modifiche alla disciplina delle tariffe di distribuzione, nel luglio 2005 i nuovi criteri di calcolo per le tariffe di trasporto, nell'agosto 2005 le nuove tariffe per l'utilizzo dei terminali di GNL e, infine, nel marzo 2006 le nuove tariffe per lo stoccaggio.

Distribuzione

Nel corso del 2005, l'Autorità ha avviato, con delibera 31 marzo 2005, n. 62, un procedimento per apportare modifiche e integrazioni ai criteri di calcolo delle tariffe di distribuzione del gas naturale e degli altri tipi di gas (di cui alle delibere 29 settembre 2004, n. 170, e 30 settembre 2004, n. 173) al fine di riconoscere gli investimenti effettuati dalle imprese di distribuzione, in parziale ottemperanza di quanto disposto della sentenza del TAR Lombardia 16 febbraio 2005, n. 531.

Sebbene la sopra richiamata sentenza fosse stata emanata con riferimento all'attività di distribuzione del gas naturale, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere modalità di riconoscimento degli investimenti diversi nell'attività di distribuzione di gas analoghe a quelle previste per l'attività di distribuzione di gas naturale. La fase di consultazione svolta nell'ambito del procedimento ha pertanto presentato le proposte di modifica e integrazione dei criteri di calcolo delle tariffe di distribuzione per entrambe le attività. In esito al procedimento, sono state adottate le delibere 21 giugno 2005, n. 122, e 27 giugno 2005, n. 128, che, apportando modifiche e integrazioni alle delibere n. 170/04 e n. 173/04, hanno previsto un nuovo invio delle proposte tariffarie per l'anno termico 2004-

2005 da parte delle imprese di distribuzione.

Alla presentazione delle proposte è seguita la fase di controllo da parte degli Uffici che ha consentito di procedere all'approvazione di quanto formulato secondo il regime ordinario da 332 esercenti l'attività di distribuzione di gas naturale con le delibere 20 gennaio 2006, n. 8, e 21 marzo 2006, n. 57. Inoltre, a completamento del quadro regolatorio, con la delibera 20 gennaio 2006, n. 9, è stato avviato un procedimento volto alla determinazione delle tariffe di distribuzione del gas naturale per l'anno termico 2004-2005 di 47 esercenti che avevano omissso la presentazione delle proposte, formulate in accordo alla normativa modificata, nei termini previsti.

L'Autorità, allo scopo di garantire un quadro di riferimento certo per gli operatori anche nelle more della risoluzione del contenzioso, nonché della approvazione delle proposte formulate in accordo alle normative modificate come sopra descritto, aveva proceduto ad approvare le proposte tariffarie relative all'anno termico 2004-2005 formulate per le attività di distribuzione del gas naturale e di fornitura di gas diversi in accordo alle versioni iniziali delle delibere n. 170/04 e n. 173/04. In particolare erano state approvate le proposte di 394 imprese con la delibera 16 febbraio 2005, n. 22, di 48 imprese con la delibera 27 aprile 2005, n. 74, e di ulteriori 25 imprese con la delibera 27 giugno 2005, n. 130. Inoltre, con delibera 31 maggio 2005, n. 99, l'Autorità aveva determinato le tariffe di distribuzione di 7 imprese.

Allo scopo di verificare la corretta applicazione delle tariffe approvate da parte degli operatori, gli Uffici dell'Autorità hanno svolto una ricognizione presso le imprese di distribuzione. Da essa è emerso che a circa un terzo dei clienti finali non erano applicate le tariffe approvate, ma condizioni di norma maggiormente onerose. Per porre termine a tale situazione, lesiva dei diritti dei clienti, l'Autorità ha adottato la delibera 26 settembre 2005, n. 196, con cui si è ordinata l'applicazione immediata delle tariffe approvate dall'Autorità agli esercenti che risultavano praticare condizioni diverse.

Sull'attuazione della regolazione ha però avuto, e continua ad avere, un forte impatto il prolungato contenzioso amministrativo, che in alcuni casi potrebbe richiedere ulteriori modifiche alla normativa vigente.

Le procedure per l'approvazione delle tariffe di distribuzione e fornitura di gas diversi da gas naturale per gli anni termici 2004-2005 e 2005-2006, nonché quelle per la distribuzione di gas naturale per l'anno termico 2005-2006, risentono ancora della situa-

zione del contenzioso amministrativo. In entrambi i casi si è in attesa del pronunciamento del Consiglio di Stato relativamente ai valori del recupero di produttività da adottare per il calcolo del relativo vincolo sui ricavi.

Nelle more della decisione del Consiglio di Stato, l'Autorità con la delibera 30 settembre 2005, n. 206, ha disposto la proroga della validità delle tariffe di distribuzione di gas naturale approvate nonché determinate dall'Autorità per l'anno termico 2004-2005; con riferimento all'attività di distribuzione e fornitura di gas diversi dal gas naturale, invece, l'Autorità ha previsto l'applicazione, per gli anni termici 2004-2005 e 2005-2006, dei corrispettivi indicati nelle proposte approvate nonché di quelli determinati da essa stessa per l'anno termico 2004-2005.

L'Autorità ha disposto l'applicazione delle suddette tariffe, salvo successivo conguaglio, al fine di assicurare certezza ai consumatori finali e di tutelarli dagli effetti negativi che verrebbero a prodursi in seguito all'applicazione dell'attuale disciplina di aggiornamento delle tariffe di distribuzione del gas naturale, in carenza della disciplina del recupero di produttività, nonché da possibili abusi cui l'assenza di tariffe validamente approvate dall'Autorità li espone.

Con riferimento al regime individuale, con la delibera 2 agosto 2005, n. 171, sono stati definiti i criteri per il calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione in regime individuale, di cui alle delibere n. 170/04 e n. 173/04.

Per l'anno termico 2004-2005, sono state 9 le imprese di distribuzione che hanno presentato le istanze al regime individuale predisposte in accordo alla normativa emanata, nei termini previsti. Si tratta delle società: Trentino Servizi Spa, AIR Spa, Energas Suedgas Spa, Aquamet Spa, Cnea Gestioni Srl, Metanalpi Valchisone Srl, Metanifera Gavirate Srl, Siciliana Gas Spa, Cons.Coop.

Il controllo delle proposte formulate con il regime individuale, svolto con il supporto della Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), si è concluso giungendo a 5 delibere di approvazione di tariffe di distribuzione calcolate a partire dal vincolo sui ricavi in regime individuale, e 3 rinunce al procedimento da parte delle imprese Trentino Servizi, AIR e Metanalpi Valchisone.

Relativamente alle istanze sui gas diversi da gas naturale, presentate da 3 imprese, due delle quali le hanno formulate sia per il gas naturale sia per gli altri tipi di gas, l'approvazione delle tariffe di distribuzione potrà essere emanata solo a conclusione del contenzioso amministrativo in corso.

Trasporto

In previsione del termine (30 settembre 2005) del primo periodo di regolazione del trasporto del gas naturale, l'Autorità ha avviato, con la delibera 29 marzo 2005, n. 53, un procedimento per la definizione dei criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto per il secondo periodo di regolazione, con inizio 1 ottobre 2005 e conclusione 30 settembre 2009.

Nell'ambito di tale procedimento l'Autorità ha diffuso il 2 maggio 2005 il Documento per la consultazione *Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto di gas naturale per il secondo periodo di regolazione*.

In esito alla consultazione l'Autorità ha adottato la delibera 29 luglio 2005, n. 166, che stabilisce la nuova disciplina per la determinazione delle tariffe di trasporto.

Per la determinazione dei livelli tariffari l'Autorità ha disposto:

- la riduzione del tasso di remunerazione del capitale investito, reale pre-tasse, dal 7,94% del primo periodo di regolazione al 6,7%, in linea con i tassi adottati con gli altri servizi a rete nazionali ed europei;
- l'applicazione del criterio del *profit sharing* per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, convalidando alle imprese la metà degli ulteriori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati ai sensi della delibera 30 maggio 2001, n. 120, tenuto anche conto dei costi operativi riconosciuti per i nuovi investimenti effettuati nel primo periodo di regolazione;
- l'incentivazione dello sviluppo delle infrastrutture di trasporto nazionali e di quelle di interconnessione con l'estero per migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti e per creare le condizioni affinché l'Italia diventi un *hub* di rilevanza europea. L'incentivazione, variabile in funzione della tipologia di investimento, si ottiene mediante il riconoscimento di ricavi addizionali sui nuovi investimenti realizzati in misura pari a un incremento del tasso di remunerazione e all'ammortamento relativo; l'incentivo è garantito per una durata superiore al periodo di regolazione e tali ricavi sono comunque assicurati indipendentemente dai volumi trasportati;
- il riconoscimento di costi operativi incrementali relativamente agli investimenti diretti in nuove infrastrutture di interconnessione o finalizzati a rendere operative nuove infrastrutture di importazione ed esportazione, nel caso in cui sia compromesso l'e-

quilibrio economico e finanziario della società di trasporto;

- la revisione del meccanismo di conguaglio mediante la ripartizione dell'ammontare su più anni termici nel caso in cui vengano calcolati fattori correttivi superiori a una determinata soglia dei ricavi di riferimento, in modo da garantire una maggiore stabilità tariffaria durante il periodo di regolazione;
- l'applicazione del recupero di produttività (*price cap*), nell'aggiornamento annuale delle tariffe, alle componenti del vincolo relative ai costi operativi e alla quota ammortamento e non più sul totale del vincolo, come avveniva per il primo periodo di regolazione; la nuova disciplina prevede infatti che la quota parte dei ricavi garantiti riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto sia aggiornata ogni anno mediante il ricalcolo grazie al metodo del costo storico rivalutato.

Con riferimento alla struttura e all'articolazione tariffaria, l'Autorità ha disposto:

- il mantenimento della ripartizione iniziale dei ricavi tra le componenti *capacity* e *commodity* nel rapporto rispettivamente pari a 70 e 30;
- la conferma del modello tariffario *entry exit* per la determinazione dei corrispettivi di capacità sulla rete nazionale, al quale sono state apportate alcune modifiche come l'individuazione di corrispettivi specifici per i punti di esportazione e la valorizzazione dei costi di trasporto in controflusso in misura pari al 14% dei costi di trasporto in flusso;
- la previsione di un servizio di trasporto di tipo interrompibile nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti, tale da incentivare l'utilizzo di contratti di interrompibilità da parte delle grandi utenze, al fine di incrementare la flessibilità del sistema e la sua sicurezza nei casi di emergenza climatica;
- la definizione di corrispettivi specifici di uscita per il transito di gas sulla rete nazionale di gasdotti, confermando in tali casi l'applicazione di corrispettivi variabili ridotti;
- la definizione, a partire dall'anno termico 2006-2007, di un corrispettivo per il servizio di misura, in sostituzione di quello fisso introdotto nel primo periodo di regolazione, al fine di rimuovere limitazioni allo sviluppo della concorrenza nel mercato della vendita a clienti finali; nel primo anno di applicazione della nuova disciplina il valore del corrispettivo di misura è stato posto pari a zero;
- la definizione, a partire dall'anno termico 2006-2007, di una

tariffa regionale unica a livello nazionale, al fine sia di attenuare le penalizzazioni delle aree con minori dotazioni infrastrutturali, sia di evitare che gli utenti del servizio incorrano nel cosiddetto fenomeno del *pancaking*, ovverossia nel pagamento di più corrispettivi di trasporto nel caso in cui si debba richiedere il servizio a più operatori di trasporto regionale;

- la conferma della possibilità di ottenere riduzioni tariffarie nei casi di avviamento e di prelievi concentrati nel periodo fuori punta, introdotte nel primo periodo di regolazione con le delibere 5 agosto 2004, n. 144, 18 gennaio 2005, n. 5, e 18 gennaio 2005, n. 6.

Ai sensi della delibera n. 166/05 le imprese di trasporto hanno trasmesso all'Autorità le proposte tariffarie relative all'anno termico 2005-2006.

In esito alla verifica di quanto pervenuto, con delibera 4 agosto 2005, n. 179, l'Autorità ha approvato le tariffe di trasporto per le società Snam Rete Gas Spa, Retragas Srl, Comunità Montana della Valtellina di Sondrio e ha autorizzato la provvisoria applicazione delle tariffe presentate dalle società SGI Spa e Netenergy Service Srl. Per queste ultime l'Autorità ha inoltre avviato un'attività istruttoria, richiedendo integrazioni e chiarimenti, finalizzata all'approfondimento di alcuni elementi così da valutare la correttezza delle relative proposte tariffarie.

L'istruttoria si è conclusa con l'adozione della delibera 29 settembre 2005, n. 204, tramite la quale l'Autorità ha approvato la proposta dalla società SGI in quanto coerente con i criteri di cui alla delibera n. 166/05, mentre ha rigettato la proposta tariffaria presentata dalla Netenergy Service, provvedendo alla determinazione d'ufficio dei costi riconosciuti ai fini tariffari e delle tariffe per l'anno termico 2005-2006.

I valori dei corrispettivi di trasporto per l'anno termico 2005-2006 sono dunque quelli approvati definitivamente con la delibera n. 204/05 (si veda il Capitolo 3 del volume sullo stato dei servizi).

Il provvedimento dell'Autorità ha comportato, a volumi costanti di gas trasportato, una riduzione dei ricavi pari al 3,9% in termini nominali e al 5,9% in termini reali, considerando un'inflazione pari al 2%. L'Autorità ha avviato infine, con la delibera 9 novembre 2005, n. 234, un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di trasporto di gas naturale, ai sensi della delibera n. 166/05, sui seguenti temi specifici:

- definizione di un corrispettivo di misura per ciascun punto di riconsegna;

- determinazione di tariffe e conferimenti di capacità nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi con l'estero per periodi inferiori all'anno;
- definizione di incentivi al mercato interrompibile in relazione al servizio di interrompibilità fornito al sistema;
- verifica in merito sia alla necessità di definizione di un servizio di pressione per la fornitura di una prestazione superiore a quella standard definita nel Codice di rete dell'impresa di trasporto, sia alla revisione del meccanismo di aggiornamento previsto per i costi sostenuti dall'impresa di trasporto per la compressione e le perdite di rete.

GNL

Nel corso del 2005 si è concluso anche il primo periodo di regolazione per l'utilizzo dei terminali GNL. L'Autorità ha avviato, con la delibera 29 marzo 2005, n. 52, un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di GNL per il secondo periodo di regolazione. In tale ambito l'Autorità ha diffuso, il 20 giugno 2005, il Documento per la consultazione *Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di GNL per il secondo periodo di regolazione*. In esito alla consultazione l'Autorità ha adottato la delibera 4 agosto 2005, n. 178, che prevede la regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione per il periodo intercorrente tra l'1 ottobre 2005 e il 30 settembre 2008.

Analogamente all'attività di trasporto, anche attraverso la regolazione tariffaria per l'utilizzo dei terminali GNL, l'Autorità ha inteso assicurare condizioni più favorevoli per lo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione; ciò in modo da garantire sicurezza di approvvigionamento, maggiore concorrenza nel mercato interno e più liquidità del mercato a supporto di una prospettica funzione di *hub* del territorio italiano per il resto del continente europeo. La nuova disciplina ha previsto un periodo di regolazione della durata di tre anni, congruente con il presumibile avviamento di nuovi terminali e utile sia per verificare l'efficacia delle novità introdotte in termini di promozione dei nuovi investimenti, sia per valutare la necessità di eventuali ulteriori azioni.

Per la determinazione dei livelli tariffari sono stati fondamentalmente confermati i meccanismi già in vigore nel primo periodo regolatorio, definendo un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,6 % reale pre-tasse, valore ridotto rispetto al precedente e in linea con gli altri servizi a rete nazionali ed europei.

TAV. 3.1

Misura delle agevolazioni riconosciute per la realizzazione di nuovi investimenti in terminali GNL

Maggiorazioni del tasso di remunerazione riconosciuto sul capitale investito e durata del riconoscimento

TIPOLOGIA DEI NUOVI INVESTIMENTI		MAGGIORAZIONE DEL TASSO DI REMUNERAZIONE DEL CAPITALE	DURATA DEL RICONOSCIMENTO
T1	Investimenti di sostituzione	0%	–
T2	Investimenti destinati alla sicurezza che non determinano un incremento del fattore di utilizzazione del terminale	1%	5 anni
T3	Investimenti che determinano un incremento del fattore di utilizzazione del terminale senza richiedere potenziamenti	2%	7 anni
T4	Investimenti di potenziamento o in nuovi terminali	3%	15 anni

Con l'applicazione del criterio del *profit sharing* è stata inoltre equamente ripartita, tra utenti e gestore dell'esistente terminale di rigassificazione, la maggiore efficienza ottenuta da quest'ultimo nei propri costi operativi.

Data la necessità di nuova capacità di rigassificazione è stato previsto il riconoscimento di un ricavo addizionale a fronte della realizzazione di nuovi investimenti, anche in corso d'opera; la componente di ricavo addizionale è calcolata come somma della quota di ammortamento relativo a tali investimenti e della quota di remunerazione del valore dei medesimi, riconoscendo un tasso di remunerazione maggiorato rispetto a quello sul capitale esistente al termine dell'esercizio 2004 e per una durata superiore al periodo di regolazione in funzione delle diverse tipologie di investimento (Tav. 3.1).

Lo sviluppo di nuovi terminali è favorito, oltre che con il meccanismo appena descritto, anche assicurando il ritorno del capitale investito netto attraverso la sottoscrizione di impegni di lungo periodo o, in alternativa, con un onere di sistema in capo al trasporto; inoltre, a partire dall'entrata in esercizio dei nuovi terminali, è prevista una riduzione del corrispettivo di entrata alla rete nazionale interconnessa con gli stessi da applicarsi ai soggetti che richiedono capacità continua di rigassificazione.

Con riferimento alla struttura e all'articolazione tariffaria, si è mantenuta una ripartizione del vincolo sui ricavi RL nelle componenti *capacity* e *commodity*, ma i ricavi massimi annuali vengono suddivisi in una componente *capacity* RL^C pari all'80% del vincolo e una componente *commodity* RL^E pari al 20%.

La componente *capacity*, RL^C, viene poi ulteriormente suddivisa in una quota di ricavo RL^Q, pari al 90% di RL^C relativa alla capacità di rigassificazione del terminale, e in una quota di ricavo RL^A, pari al rimanente 10% di RL^C, relativa agli approdi annui. A partire dalle suddette quote di ricavo vengono calcolati, rispettivamente, i corrispettivi unitari associati agli approdi e all'impegno associato ai quantitativi di GNL.

A partire invece dal valore della componente *commodity* RL^E, viene definito il corrispettivo variabile di rigassificazione CVL. L'articolazione dei corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione è stata definita in funzione della tipologia del servizio offerto dall'impresa, secondo criteri che favoriscono sia la messa a disposizione delle capacità impegnate, ma non utilizzate, sia l'attività *spot* di rigassificazione.

La struttura tariffaria è aggiornata annualmente applicando: il recupero di produttività (*price cap*) alle sole componenti del vincolo relative ai costi operativi e alla quota ammortamento e non sul totale del vincolo, come avveniva per il primo periodo di regolazione, sottoponendo la quota parte dei ricavi garantiti riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto; un aggiornamento mediante ricalcolo annuale del costo storico rivalutato del capitale investito netto. Per garantire una maggior stabilità tariffaria durante il periodo di regolazione si è rivisto il meccanismo di congruaggio ripartendone l'ammontare su più anni termici nel caso in cui vengano calcolati fattori correttivi superiori a una determinata soglia dei ricavi di riferimento.

Ai sensi della delibera n. 178/05, l'unica impresa di rigassificazione attualmente in esercizio, GNL Italia Spa, ha trasmesso all'Autorità i dati necessari alla determinazione delle tariffe relative all'anno termico 2005-2006. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, con delibera 26 settembre 2005, n. 197, l'Autorità ha rigettato la proposta tariffaria di GNL Italia, in quanto difforme rispetto ai criteri stabiliti per la determinazione dei corrispettivi unitari di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL liquido e di approdo. Con la medesima delibera l'Autorità ha quindi determinato d'ufficio le tariffe per il servizio di rigassificazione (riportate nel Capitolo 3 del volume sullo stato dei servizi).

Le tariffe approvate sono mediamente inferiori del 21% rispetto a quelle precedentemente in vigore. Infatti, sulla base delle nuove tariffe, il costo medio di rigassificazione passa da 0,8494 c€/m³

del 2004-2005 a 0,6711 c€/m³ del 2005-2006. Nel caso di servizio di rigassificazione su base *spot*, cioè non continuativo, il corrispettivo di impegno è scontato del 30%.

Stoccaggio

In previsione della conclusione, fissata per il 31 marzo 2006, del primo periodo di regolazione dello stoccaggio, l'Autorità ha avviato, con la delibera 28 aprile 2005, n. 78, un procedimento per la definizione dei criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio per il secondo periodo di regolazione (1 aprile 2006 – 31 marzo 2010).

Il procedimento è stato inserito nell'ambito della sperimentazione triennale della metodologia di Analisi d'impatto della regolazione (AIR), che negli orientamenti definiti dall'Autorità per il triennio 2005-2007 è indicata tra gli indirizzi strategici nel quadro di azioni rivolte "alla semplificazione e manutenzione del quadro regolatorio; alla efficienza ed efficacia dei processi di comunicazione interni e di quelli dedicati ai consumatori, agli operatori, alle istituzioni".

Sulla base della procedura AIR, la Direzione tariffe ha operato una prima ricognizione tra le parti interessate ai fini di rilevarne le esigenze e raccogliere le proposte in merito a un ventaglio di opzioni in cui poteva sostanzarsi la proposta regolatoria. In tale ambito l'Autorità ha organizzato incontri con il Ministero delle attività produttive, gli operatori dello stoccaggio (Stogit Spa, Edison Stoccaggio Spa) e i principali utenti del servizio (Edison Spa, Eni Spa – Divisione Gas & Power, Enel Spa, Plurigas Spa e Aiget).

Effettuata tale ricognizione l'Autorità ha diffuso il 14 dicembre 2005 il Documento per la consultazione *Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio di gas naturale per il secondo periodo di regolazione*, che si è proposto, alla luce dei suggerimenti e delle valutazioni degli operatori, di evidenziare sia le criticità dello stoccaggio di gas in Italia tramite la descrizione dell'attuale sistema di regolazione tariffario, sia possibili alternative (opzioni) di intervento previste per il secondo periodo di regolazione.

A seguito delle osservazioni pervenute al primo Documento per la consultazione da parte dei soggetti interessati, la procedura AIR ha previsto un'ulteriore fase documentale attraverso:

- la pubblicazione nel sito Internet dell'Autorità di un documento di sintesi delle osservazioni ricevute;
- l'emanazione di un secondo Documento per la consultazione.

L'Autorità ha diffuso il 22 febbraio 2006 il secondo Documento per la consultazione nel quale sono state presentate le risposte alle esigenze evidenziate nella prima fase di consultazione, ed è stata descritta oltre che motivata l'opzione di intervento ritenuta preferibile dall'Autorità.

Raccolte ed esaminate le osservazioni al Documento per la consultazione del 22 febbraio 2006 inviate dai soggetti interessati, l'Autorità ha approfondito e integrato alcune tematiche affrontate in termini generali nel primo Documento, e ha adottato la delibera 3 marzo 2006, n. 50, *Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio e modifiche e integrazioni alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 21 giugno 2005, n. 119 e alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 luglio 2005, n. 166*, che prevede la nuova disciplina per la determinazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio.

Il provvedimento si è posto come obiettivo generale quello di favorire la realizzazione di nuove capacità di stoccaggio, soprattutto di punta di erogazione, per garantire la sicurezza del sistema nazionale del gas e per sviluppare un sistema di stoccaggio, sia fisico sia virtuale, a supporto di una funzione di *hub* del territorio italiano per il resto del continente europeo.

Al fine di promuovere il potenziamento e lo sviluppo dei nuovi giacimenti e delle infrastrutture esistenti meno efficienti è stata prevista una tariffa unica nazionale. Per garantire, comunque, a ogni impresa il recupero dei ricavi di propria competenza si è introdotto un sistema di perequazione per la cui gestione l'Autorità si avvale della CCSE.

È stato inoltre inserito, a copertura degli eventuali squilibri del sistema di perequazione, un corrispettivo variabile addizionale applicato all'energia movimentata.

Altri elementi caratterizzanti la nuova disciplina sono un apposito corrispettivo per il servizio di disponibilità di punta in fase di iniezione e la differenziazione tra i corrispettivi nelle fasi di iniezione ed erogazione, così da stimolare un corretto utilizzo delle disponibilità di stoccaggio da parte degli utenti, nonché di preservare le prestazioni del sistema al termine di dette fasi.

Le novità introdotte hanno reso necessaria la modifica delle delibere 21 giugno 2005, n. 119, *Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale, obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio e norme per la predisposizione dei Codici di stoccaggio* e n. 166/05, *Criteri per la determinazione delle tariffe per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale*.

Con riferimento alla delibera n. 119/05, le modifiche hanno ri-

TAV. 3.2

Durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture

CATEGORIA DI CESPITI	DURATA IN ANNI
Pozzi	60
Fabbricati	40
Condotte	40
Centrali di compressione	20
Centrali di trattamento	25
Sistemi di misura	20
Altre immobilizzazioni	10

TAV. 3.3

Misura delle agevolazioni riconosciute per la realizzazione di nuovi investimenti in stoccaggi

Maggiorazioni del tasso di remunerazione riconosciuto sul capitale investito e durata del riconoscimento

	TIPOLOGIA DEI NUOVI INVESTIMENTI	MAGGIORAZIONE DEL TASSO DI REMUNERAZIONE DEL CAPITALE	DURATA DEL RICONOSCIMENTO
T1	Investimenti non destinati allo sviluppo e all'espansione della capacità di stoccaggio	0%	–
T2	Investimenti destinati al potenziamento e allo sviluppo delle capacità di stoccaggio dei giacimenti in esercizio alla data di entrata in vigore della delibera n. 50/06	4%	8 anni
T3	Investimenti per la realizzazione di nuovi giacimenti di stoccaggio e impianti di <i>peak shaving</i>	4%	16 anni

guardato il conferimento di una capacità di punta di iniezione e la revisione delle prestazioni di punta di erogazione associate alle capacità di erogazione conferite. È stata inoltre rimossa la previsione del conferimento di capacità di erogazione per il servizio di stoccaggio strategico, mantenendo al contempo agli utenti di tale servizio il medesimo trattamento riconosciuto nel precedente periodo di regolazione, nel caso di ricorso allo strategico.

Relativamente alla delibera n. 166/05 la modifica ha riguardato, invece, l'introduzione di un corrispettivo unitario di *exit* nel punto di interconnessione virtuale con gli stoccaggi, al quale vengono attribuiti i costi di trasporto relativi alla fase di iniezione.

Per la determinazione dei livelli tariffari sono sostanzialmente confermati i meccanismi già in vigore nel primo periodo regolatorio, ed è stato definito un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,1% reale pre-tasse. Rispetto al primo periodo regolatorio, nella determinazione dell'attivo immobilizzato, sono state utilizzate categorie di cespiti e durate convenzionali leggermente modificate, allo scopo di una migliore allocazione dei costi alle diverse categorie (Tav. 3.2). Per quanto riguarda la valorizzazione del gas naturale di proprietà dell'impresa di stoccaggio presente nei giacimenti attivi al 31 dicembre 2005, la nuova disciplina ha previsto il ricorso al metodo del costo storico originario d'ac-

quisizione opportunamente rivalutato, facendo salvo il valore del gas riconosciuto nel primo periodo di regolazione al fine di garantire continuità dei livelli di remunerazione riconosciuti.

I costi operativi riconosciuti vengono determinati con riferimento alle spese ricorrenti effettivamente sostenute nell'esercizio 2005, al netto degli oneri relativi ai consumi tecnici delle centrali di compressione e trattamento, allocati direttamente agli utenti del sistema dello stoccaggio. Si è inoltre previsto che nel terzo periodo di regolazione venga applicato, nella determinazione dei costi operativi stessi, il criterio del *profit sharing*.

I nuovi investimenti vengono incentivati prevedendo il riconoscimento di un tasso di remunerazione maggiorato rispetto a quello riconosciuto sul capitale esistente al termine dell'esercizio 2005, e per una durata superiore al periodo di regolazione. Sia l'incremento del tasso di remunerazione sia la durata sono differenziati in funzione delle diverse tipologie di investimento.

Con riferimento alla struttura tariffaria si è proceduto alla ripartizione dei ricavi in due quote relative una ai corrispettivi di impegno di capacità di stoccaggio, soggetta a garanzia, l'altra ai corrispettivi variabili applicati all'energia movimentata nel periodo. Tale ripartizione garantisce all'impresa di stoccaggio una quota prevalente dei ricavi e l'incentivo a un più elevato utilizzo delle infra-

strutture, stante i maggiori ricavi derivanti dall'espansione dei quantitativi movimentati. La struttura tariffaria viene aggiornata annualmente applicando il recupero di produttività (*price cap*) al corrispettivo unitario variabile e alla quota ammortamento; mentre la quota parte dei ricavi garantiti riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto è sottoposta a un aggiornamento mediante ricalcolo annuale del costo storico rivalutato del capitale investito netto.

Con riguardo alla struttura della tariffa di stoccaggio, viene sostanzialmente confermata dall'Autorità una tariffa multiparte, combinazione lineare dei corrispettivi unitari per le grandezze che quantificano la prestazione di stoccaggio. Nella formulazione più generale, la tariffa è calcolata in funzione: delle capacità (di spazio, di iniezione e di erogazione) conferite all'utente; dell'energia

associata al gas movimentato in erogazione e in immissione; dell'energia associata ai quantitativi di gas detenuti ai fini dello stoccaggio strategico. L'impresa di stoccaggio, nel solo caso di movimentazione fisica del gas dal sistema, attribuisce agli utenti del servizio, proporzionalmente ai quantitativi allocati, la quota percentuale degli oneri a copertura dei consumi tecnici delle centrali di compressione e di trattamento.

Ai sensi della delibera n. 50/06, le imprese di stoccaggio hanno trasmesso all'Autorità i dati necessari alla verifica dei corrispettivi d'impresa relativi all'anno termico 2006-2007. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, con delibera 16 marzo 2006, n. 56, l'Autorità ha approvato i corrispettivi d'impresa e determinato quelli unici nazionali per l'anno termico 2006-2007 (riportati nel Capitolo 3 del volume sullo stato dei servizi).

Regolamentazione non tariffaria

Accanto ai provvedimenti tariffari appena descritti, numerose attività sono state poste in essere dall'Autorità per promuovere la concorrenza e i mercati. Nell'ambito della predisposizione delle procedure volte a dare attuazione al mercato regolamentato delle capacità e del gas, l'Autorità ha approvato e pubblicato l'aggiornamento del contratto di utilizzo del Punto di scambio virtuale (PSV) avviando, al contempo, una consultazione sulla proposta di creare un contratto standard per la compravendita di gas al PSV. Sul fronte internazionale, invece, è da registrare come l'Autorità abbia operato di concerto con l'associazione dei regolatori ener-

getici internazionali e soprattutto con l'Autorità del settore energetico austriaca per risolvere i problemi delle congestioni sui gasdotti d'importazione e, in particolare, sul TAG (*Trans Austria Gasleitung*).

Sempre al fine di favorire la concorrenza, numerosi provvedimenti di regolazione tecnica hanno riguardato aggiornamenti o nuove disposizioni per l'accesso alle *essential facility* della filiera – trasporto, GNL, stoccaggio, distribuzione. Circa il trasporto si segnalano l'aggiornamento dei Codici di rete e le modifiche dei tempi di conferimento della capacità sulla rete nazionale. Cambiamenti al-

le norme per la predisposizione dei Codici di rete si sono avuti anche nel caso della distribuzione, per la quale, in aggiunta, è stata predisposta una nuova disciplina per la gestione dei *city gate*, oltre che avviata una consultazione sulla proposta di estendere la misura su base oraria anche a clienti finali di medie-grandi dimensioni. Completamente nuove sono invece le norme poste in essere per la garanzia di accesso al servizio di rigassificazione di GNL e a quello di stoccaggio; l'attività svolta in tema di stoccaggio registra anche l'avvio di una consultazione sulla determinazione degli obblighi di modulazione e dei criteri di priorità da seguire nel conferimento della capacità; nonché l'aggiornamento dei corri-

spettivi per la reintegrazione degli stoccaggi strategici, provvedimento reso necessario dalla situazione di emergenza che ha interessato il settore del gas nell'inverno appena trascorso.

In tema di emergenza gas è anche da evidenziare il provvedimento del gennaio 2006 in cui, in ottemperanza a un decreto del Ministero delle attività produttive, l'Autorità ha predisposto un sistema transitorio di interrompibilità delle forniture di gas su base volontaria. Tale provvedimento, insieme all'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura e agli ultimi interventi seguiti al contenzioso amministrativo della delibera 29 dicembre 2004, n. 248, sono i principali interventi effettuati sul mercato finale della vendita.

Promozione della concorrenza e dei mercati

Consultazione per il contratto standard al PSV

Nell'ambito della predisposizione delle procedure volte a dare attuazione al mercato regolamentato delle capacità e del gas, l'Autorità ha avviato nel luglio 2005 una consultazione sulla proposta di contratto standard per la compravendita di gas al PSV. Si tratta di uno dei provvedimenti previsti dalla delibera 26 febbraio 2004, n. 22, che prevedeva un percorso, articolato in più interventi regolatori, finalizzato al graduale passaggio a un mercato centralizzato del gas e delle capacità. Tale intervento riguarda appunto la definizione di contratti standard per gli scambi bilaterali di gas e capacità: un passaggio ritenuto utile a promuovere la liquidità del mercato, facilitando la conclusione di transazioni fra gli operatori, a cui verrebbe offerta la possibilità di definire i soli prezzo e volume della transazione.

Nel Documento del 19 luglio 2005 sono stati posti in consultazione gli aspetti del contratto standard quali:

- la procedura di transazione;
- il titolo, la garanzia e l'indennità;

- la risoluzione del contratto;
- l'oggetto del contratto;
- gli obblighi delle parti;
- il prezzo di vendita;
- la fatturazione, le modalità e i termini di pagamento;
- la forza maggiore.

Nell'ambito della consultazione è emerso come i soggetti interessati abbiano colto con favore l'intenzione dell'Autorità di agevolare lo sviluppo del PSV, considerandolo un passo di fondamentale importanza verso la creazione di un mercato nazionale del gas naturale maturo, concordando con il principio secondo cui una standardizzazione contrattuale è utile e funzionale allo sviluppo di mercati energetici liquidi, efficienti e trasparenti. Al tempo stesso sono emerse, però, alcune problematiche meritevoli di ulteriori approfondimenti, in particolar modo in relazione al grado di vincolabilità che si intende attribuire al contratto, nonché all'ambiguità connessa con la natura dello stesso, stante anche il fatto che l'architettura del mercato, nel quale tale contratto verrebbe inserito, non è ancora definita nelle sue *Linee guida*.

Al fine di favorire lo sviluppo di un mercato *spot*, gli operatori ritengono sostanzialmente opportuno che sia mantenuta ogni possibile forma di flessibilità di negoziazione, considerando, quindi, le clausole del contratto sempre emendabili e integrabili dalle parti. Il contratto dovrebbe dunque rappresentare solo una base di riferimento adottabile in modo esclusivamente volontario. Al momento, le condizioni di mercato non sono ancora mature per l'introduzione di un modello contrattuale vincolante e standardizzato che, tenuto anche conto sia della scarsa liquidità del mercato, causata tra l'altro dalla permanenza del potere dominante dell'*incumbent*, sia del limitato numero di operatori che vi operano, rischierebbe di causare distorsioni del mercato stesso.

Appare dunque necessario un approfondimento della materia, al fine di individuare quali elementi contrattuali possano essere ritenuti applicabili a tutti i contratti di compravendita di gas naturale, nonché di evidenziare quali modifiche apportare alle clausole attualmente sottoscritte dalle parti per promuovere ulteriormente la concorrenza nel mercato del gas.

Aggiornamento del contratto di utilizzo del PSV

In attesa della definizione del contratto-tipo, nell'ambito delle attività riguardanti il PSV previste dalla delibera n. 22/04, nel settembre 2005 l'Autorità ha pubblicato sul proprio sito Internet le versioni aggiornate sia del contratto tra Snam Rete Gas e gli utenti per l'utilizzo del sistema per scambi e cessioni di gas presso il PSV, sia del manuale per l'utilizzo del medesimo sistema per l'anno termico 2005-2006, documenti approvati in precedenza dall'Autorità con la delibera 18 aprile 2005, n. 68.

Interventi delle Autorità italiana e austriaca in merito al sistema di trasporto internazionale TAG

La domanda di gas in rapida crescita, la carenza infrastrutturale e la quasi totale dipendenza dell'Italia dall'estero rendono di cruciale importanza lo sviluppo di nuove infrastrutture per l'importazione e il potenziamento di quelle esistenti. Accanto agli aspetti relativi alla sicurezza degli approvvigionamenti, la creazione di nuova capacità può apportare notevoli benefici dal punto di vista della concorrenza, consentendo la presenza di una pluralità di operatori nel settore dell'approvvigionamento che permetterebbe di ridurre la dipendenza di questo settore dall'operatore dominante. Ciò, a condizione che le regole per l'accesso alle infrastrutture rispettino i principi co-

munitari della non discriminazione e della libera concorrenza, previsti dalle Direttive europee applicate dal regolatore.

Tali regole non sono state rispettate, a giudizio dell'Autorità, nel sistema TAG (sistema di gasdotti che, attraversando l'Austria e in connessione con la Slovenia, collega l'Italia alle produzioni dell'area della Russia). Nel gennaio scorso, infatti, sono state effettuate le assegnazioni delle quote della nuova capacità che dovrebbe entrare in funzione l'1 ottobre 2008, secondo modalità e regole non in linea con i principi comunitari. L'Autorità segue con attenzione gli sviluppi relativi al gasdotto TAG e in passato ha segnalato più volte la necessità e l'urgenza del potenziamento di tale sistema, il quale riveste notevole importanza anche in un più ampio contesto europeo ai fini dell'aumento della flessibilità del sistema gas tra i diversi paesi.

Lo scorso 6 dicembre 2005 a Bruxelles, in occasione dell'ultima riunione annuale del CEER (*Council of European Energy Regulators*), in una conferenza stampa congiunta con l'Autorità di regolazione austriaca E-Control, l'Autorità ha denunciato i rischi per lo sviluppo della concorrenza e per la sicurezza degli approvvigionamenti derivanti dalle congestioni sul TAG, ormai insufficiente a soddisfare le richieste dei mercati italiano, austriaco e sloveno. Le due Autorità hanno sollecitato pubblicamente la società Trans Austria Gasleitung GmbH, controllata all'89% da Eni proprietaria e gestore dell'infrastruttura, ad assumere un comportamento responsabile nei confronti dei consumatori e a intraprendere azioni concrete per potenziare il gasdotto nella misura richiesta dal mercato; ciò, ritenendo insoddisfacenti gli investimenti programmati dalla società in termini sia di capacità di trasporto aggiuntiva, sia di tempi di realizzazione. A fronte dell'impegno di TAG ad ampliare la capacità di trasporto del sistema in due fasi – la prima consistente in 3,2 G(m³)/anno dall'1 ottobre 2008 e la successiva per ulteriori 3,3 G(m³)/anno – definendo essa stessa le tariffe e le regole di accesso, le Autorità di regolazione ritengono invece necessaria la realizzazione dell'intera capacità addizionale di 6,5 G(m³) (da sottoporre a regolazione secondo quanto previsto dalla Direttiva 2003/55/CE) nel più breve tempo possibile.

Alla luce delle modalità di assegnazione impiegate nello scorso gennaio per la nuova capacità di trasporto di 3,2 G(m³) relativa alla prima fase del potenziamento, l'Autorità ed E-Control sono nuovamente intervenute, segnalando congiuntamente alla società TAG le criticità e le difformità rispetto alle regole comunitarie.

I criteri adottati da TAG hanno determinato una notevole frammentazione della nuova capacità di trasporto, che è risultata assegnata a più o meno 150 operatori in quote esigue (lotti singoli da

circa 20 M(m³)/anno). A giudizio dei regolatori, una tale frammentazione potrebbe con grande probabilità indurre comportamenti di tipo opportunistico e speculativo da parte degli assegnatari, con la commercializzazione dei diritti di transito ottenuti, non giovando inoltre alla capacità competitiva degli stessi nelle negoziazioni per gli approvvigionamenti di importazione e nella vendita sul mercato italiano.

Secondo le due Autorità, i principi comunitari non rispettati riguardano in particolare:

- la tariffa di trasporto che, contrariamente alle previsioni delle norme comunitarie, non è stata preventivamente sottoposta ad approvazione del regolatore;
- la quota della nuova capacità oggetto di assegnazione e le procedure applicate per l'assegnazione.

Con riferimento a questo secondo aspetto, la Direttiva 2003/55/CE obbliga l'operatore ad assicurare un'adeguata capacità per soddisfare la domanda di trasporto di gas. In tal senso, i regolatori italia-

no e austriaco avevano già invitato la società TAG a definire l'ammontare delle nuove capacità sulla base delle richieste espresse dagli operatori. Le capacità previste dall'operatore, invece, non sono sufficienti a consentire la maggior disponibilità di gas necessaria per un aumentato livello di concorrenza, con ciò restringendo la possibilità di competizione per quanto riguarda il mercato italiano, a vantaggio di Eni.

Quanto alle procedure di assegnazione, si ritiene che i tempi e le modalità operative utilizzate per l'assegnazione della capacità contengano elementi potenzialmente discriminanti. In particolare, non sono stati previsti controlli sulla partecipazione di più società appartenenti a uno stesso gruppo industriale ed è stato indicato un termine per eventuali rinunce troppo breve, favorendo in tal modo le società dotate di consolidati rapporti con i fornitori a discapito dei nuovi entranti. Inoltre i contratti offerti, contrariamente a quanto previsto dalla Direttiva, né contengono regole per evitare l'accaparramento di capacità né prevedono una durata ventennale, con possibilità di rinnovo decennale, non contemplando quindi la possibilità del breve termine.

Regolamentazione tecnico-economica

Aggiornamento dei Codici di rete

Nel corso dell'anno termico 2004-2005 e nei primi mesi dell'anno termico 2005-2006 sono stati effettuati aggiornamenti e modifiche ai Codici di rete di Snam Rete Gas e di SGI, in parte richiesti dalla stessa Autorità o proposti per adeguare i Codici alle nuove disposizioni della stessa. Di seguito si ricordano i principali.

Delibera n. 87/05 – Il 10 maggio 2005, con la delibera n. 87, l'Autorità ha approvato le modifiche ai Codici di rete, proposte dalle imprese di trasporto, riguardanti la disciplina relativa alla fornitura sostitutiva del servizio di trasporto effettuato tramite carro bombolaio. Ciò in recepimento delle precedenti disposizioni (delibera 18 marzo 2005, n. 41) concernenti i casi di esenzione dai cor-

rispettivi di scostamento presso i punti del sistema di trasporto dove si alimentano i carri bombolai.

Delibera n. 190/05 – L'art. 29, comma 1, della delibera 29 luglio 2004, n. 138, prevedeva che l'impresa di trasporto presentasse all'Autorità una proposta di modifica della disciplina del trasferimento di capacità contenuta nel proprio Codice di rete finalizzata a rendere i trasferimenti presso i punti di riconsegna del sistema di trasporto maggiormente flessibili (per quanto tecnicamente possibile) a partire dall'anno termico 2005-2006; in particolare svincolandoli dalla cadenza mensile e riducendo i tempi intercorrenti tra la richiesta e la loro decorrenza. Con la delibera 19 settembre 2005, n. 190, sono state approvate le modifiche proposte da Snam Rete Gas finalizzate a recepire tali disposizioni.

Delibera n. 268/05 – Con la delibera 12 dicembre 2005, n. 268, l'Autorità ha approvato alcune proposte di aggiornamento del Codice Snam Rete Gas riguardanti in particolare i seguenti aspetti:

- individuazione dei costi, sostenuti dall'utente per il servizio alternativo di trasporto, rimborsabili dall'impresa di trasporto;
- presenza del proprietario dell'impianto di misura interessato all'intervento di chiusura di un punto di riconsegna esistente;
- possibilità di accesso per l'impresa di trasporto alla cabina di regolazione e misura di nuova realizzazione "in qualsiasi momento", laddove sia impossibile l'accesso indipendente;
- aggiornamento delle modalità per la determinazione del contributo di allacciamento.

Delibera n. 22/06 – A seguito della delibera 28 novembre 2005, n. 249 (descritta in dettaglio più avanti), le imprese di trasporto hanno presentato all'Autorità proposte di modifica dei propri Codici di rete al fine di recepire le disposizioni relative alla procedura di allocazione presso i punti di riconsegna del sistema di trasporto interconnessi con le reti di distribuzione. Tali proposte sono state recepite nei predetti Codici con la delibera 31 gennaio 2006, n. 22.

Modifica della disciplina del conferimento della capacità di trasporto (delibera n. 53/06)

Nel novembre 2005, l'Autorità ha avviato una consultazione con l'obiettivo di apportare modifiche e integrazioni alla delibera 17 luglio 2002, n. 137, concernente le condizioni di accesso e di erogazione del servizio di trasporto. Le modifiche attese riguardavano in particolare i tempi di conferimento delle capacità di trasporto e l'istituzione di un Comitato di consultazione in materia di predisposizione e aggiornamento dei Codici di rete.

I Documenti e le osservazioni presentati nell'ambito della consultazione hanno evidenziato una sostanziale condivisione delle tematiche in oggetto e inoltre:

- circa le tempistiche dei conferimenti, l'esigenza della generalità degli utenti che la procedura di conferimento consenta di presentare richieste di accesso presso i punti di riconsegna sino al settimo giorno lavorativo del mese di settembre;
- circa la disciplina della predisposizione e dell'aggiornamento dei Codici di rete, l'opportunità di prevedere un Comitato di consultazione unico per tutti i Codici di rete di trasporto adot-

tati e adottandi, nonché criteri puntuali per la selezione dei soggetti ammessi a far parte del medesimo Comitato.

Con la delibera 15 marzo 2006, n. 53, l'Autorità, accogliendo le osservazioni degli operatori e assicurando le esigenze rappresentate nell'ambito della consultazione, ha modificato la disciplina del conferimento della capacità di trasporto, entro i limiti imposti dalle tempistiche necessarie alle verifiche tecniche che le imprese di trasporto effettuano per assicurare le capacità di trasporto richieste. A tal fine ha integrato la disciplina del conferimento, riconoscendo ai soggetti interessati la facoltà di presentare una richiesta di accesso ai punti di riconsegna anche entro i primi sette giorni lavorativi del mese di settembre, con effetto dall'1 ottobre del medesimo anno.

Sul tema della predisposizione e dell'aggiornamento dei Codici di rete per il trasporto, l'Autorità ha disposto l'istituzione di un Comitato di consultazione unico, espressione degli interessi degli utenti e degli operatori del sistema che, nell'ambito della procedura di aggiornamento dei Codici, renda un parere qualificato sulle proposte formulate dalle imprese di trasporto o da altri soggetti interessati.

Inoltre, per gli operatori che richiedono di accedere al servizio di trasporto la delibera prevede la facoltà di rettificare errori materiali eventualmente presenti nelle proprie richieste, purché tali rettifiche non pregiudichino gli esiti delle verifiche tecniche compiute dall'impresa di trasporto per soddisfare le altre richieste di conferimento presentate dagli utenti nei termini previsti dai Codici di rete. Ciò a seguito del lodo n. 1/06, adottato dal Collegio arbitrale (costituito ai sensi della delibera 14 marzo 2005, n. 42) per la risoluzione di una controversia in materia di accesso al servizio di trasporto. Questa infatti ha evidenziato l'esigenza di una maggiore flessibilità della procedura di conferimento, che consenta rettifiche di errori materiali anche in sede di conferma delle capacità conferite. L'assenza di tale possibilità ha causato, in alcuni casi, quale quello discusso nell'ambito del lodo, l'obbligo per l'utente del servizio di trasporto di versare corrispettivi di bilanciamento pur a fronte di una condotta che ha assicurato l'equilibrio del sistema senza cagionare pregiudizi alle posizioni di altri utenti (onere eccessivo rispetto alle effettive conseguenze della condotta tenuta). In conseguenza di tali valutazioni si è ritenuto anche di prevedere forme di parziale compensazione per gli utenti che in passato sono incorsi nel pagamento di onerosi corrispettivi a causa di errori materiali nella propria richiesta di capacità di trasporto, assicurando al contempo la neutralità delle imprese di trasporto.

Modifiche al Codice di rete-tipo per la distribuzione

Con la delibera n. 138/04 relativa ai criteri di libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale, l'Autorità aveva previsto la definizione di un Codice di rete-tipo attraverso una procedura che coinvolgesse tutti i soggetti interessati. Esso era stato definito, infatti, nell'ambito di un Gruppo di lavoro, che aveva visto la partecipazione delle associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione, delle imprese di vendita e dei grossisti (Aiget, Anigas, Assogas, Federenergia, Federestrattiva, Federgasacqua). Fin da subito era però emersa la necessità di apportare alcune modifiche alla delibera n. 138/04, al fine di tener conto degli sviluppi della discussione e dei suggerimenti emersi durante le riunioni del Gruppo medesimo.

L'Autorità, con delibera 21 giugno 2005, n. 121, ha avviato il procedimento per la revisione della delibera n. 138/04 e ha previsto, anche per le modifiche proposte la consultazione *on line* dei soggetti interessati. Gli Uffici dell'Autorità hanno proceduto a pubblicare, in un'apposita sezione del proprio sito Internet, sia i capitoli del Codice di rete-tipo della distribuzione via via affrontati all'interno del Gruppo di lavoro, opportunamente rielaborati per tenere conto delle osservazioni scaturite dalla discussione stessa, sia gli articoli della delibera n. 138/04 soggetti a modifiche e integrazioni.

Nuove procedure di gestione dei city gate (delibera n. 249/05)

Nel corso dei lavori per la predisposizione del Codice di rete-tipo, l'Autorità ha disposto, con la delibera n. 249/05, modifiche e integrazioni della delibera n. 138/04 riguardanti la procedura di allocazione delle partite commerciali di gas degli utenti del servizio di trasporto presso i punti di riconsegna del sistema di trasporto condivisi, interconnessi con gli impianti di distribuzione (*city gate*). L'esigenza di ottimizzare la procedura di allocazione è scaturita dai tavoli di lavoro tra le imprese di trasporto e quelle di distribuzione, disposti dalla delibera n. 138/04 per definire congiuntamente le procedure operative e gli scambi di informazioni necessari all'ottimizzazione della gestione degli impianti di distribuzione e delle reti di trasporto, e in particolare per la gestione dei *city gate*.

Le imprese hanno richiesto, in merito alle modalità di determinazione e trasmissione dei dati finalizzati alla procedura di allocazione nel sistema di trasporto:

- la possibilità per le imprese di distribuzione di inviare i dati (qualora disponibili) relativi ai prelievi dei propri utenti stimati

con dettaglio giornaliero;

- la facoltà di applicare transitoriamente criteri di stima dei dati semplificati, per consentire, alle imprese di distribuzione non ancora in grado di attivare meccanismi automatici di stima per la totalità dei punti di riconsegna allacciati alle proprie reti, un periodo di tempo entro il quale adeguare i propri sistemi informativi.

Le disposizioni riguardanti la procedura di allocazione delineata dalla delibera n. 249/05 si applicano con riferimento ai quantitativi di gas trasportati a partire dall'1 gennaio 2006.

Consultazione sull'estensione della misura oraria a clienti con consumi superiori a 200.000 m³ annui

Nel maggio 2005 l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione circa l'*Estensione della misura su base oraria ai clienti finali con consumi di gas naturale superiori ai 200.000 m³ annui e ai punti di consegna delle reti di distribuzione* per definire criteri per la misura oraria del gas dei clienti finali con consumi annui compresi fra 0,2 e 10 M(m³), in ottemperanza alle disposizioni dell'art. 18, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Il Documento è stato redatto tenendo conto:

- della proposta presentata nel mese di luglio 2004 dalle associazioni delle imprese di distribuzione riguardo agli standard tecnici, alle modalità di trasmissione dei dati e ai relativi costi, come richiesto dalla delibera 4 dicembre 2003, n. 139;
- della proposta che Snam Rete Gas ha inviato all'Autorità in data 31 marzo 2005, relativa alla necessità di costituire un operatore di sistema indipendente, titolare dell'attività di misura nell'ambito del trasporto gas al fine di raggiungere un livello elevato di qualità del processo di misura.

Nel Documento l'Autorità ha proposto sia di estendere l'obbligo di misura su base oraria anche ai sistemi installati presso i punti di riconsegna che alimentano gli impianti di distribuzione, sia di attribuire la responsabilità della gestione degli impianti di misura e delle attività di lettura al soggetto che esercisce la rete a monte del sistema stesso.

Nel formulare le proprie osservazioni, tutti i soggetti consultati hanno manifestato la necessità di un intervento regolatorio di più ampia portata, atto a definire con completezza tutti gli aspetti connessi con il servizio di misura e che tenesse in considerazione

le peculiarità funzionali del servizio in relazione alle diverse attività della filiera. Dalle osservazioni pervenute è emersa anche la posizione comune di tutti i soggetti consultati sul fatto che la responsabilità gestionale dei sistemi di misura, almeno per quanto attiene alle attività di installazione e manutenzione, debba essere attribuita al soggetto proprietario.

Garanzie di accesso al servizio di stoccaggio e norme per la predisposizione del Codice di stoccaggio (delibera n. 119/05)

Con la delibera n. 119/05, l'Autorità ha disposto le garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale, gli obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio e le norme per la predisposizione dei Codici di stoccaggio. I criteri per la definizione di questi ultimi sono giunti a definizione dopo un'esperienza di tre anni di condizioni in deroga (vale a dire stabilite dalle parti sulla base di criteri e condizioni minime fissati dall'Autorità), ai sensi della delibera tariffaria 27 febbraio 2002, n. 26.

Gli obiettivi principali del provvedimento sono:

- definire con chiarezza i servizi oggetto della regolazione e le regole di accesso a tali servizi (incluse le penali in caso di utilizzo dello stoccaggio diverso da quanto concordato);
- definire le modalità con le quali le imprese di stoccaggio possono offrire servizi di stoccaggio diversi da quelli minerario, strategico di modulazione e di bilanciamento della rete di trasporto;
- identificare soluzioni che consentano un'efficace negoziazione tra le parti (ma anche un ruolo attivo e di controllo del processo da parte dell'Autorità e del Ministero delle attività produttive), pure sulla base di un set di dati e informazioni adeguato, attraverso l'imposizione di specifici obblighi informativi sulle imprese;
- definire con chiarezza il percorso che, con il contributo di tutte le parti interessate, porti a un progressivo affinamento delle regole (quali: l'identificazione del reale fabbisogno di modulazione attraverso la definizione del massimo quantitativo riconosciuto a ciascun *shipper* per l'assolvimento dei relativi obblighi; l'introduzione di nuove modalità di conferimento, in funzione delle capacità disponibili; il progressivo cambiamento delle regole di bilanciamento anche in considerazione della graduale introduzione del mercato regolamentato del bilanciamento); in quest'ottica lo schema di delibera proposto demanda a futuri provvedimenti l'adozione di una serie di scelte su tali materie;

- utilizzare lo strumento dei corrispettivi di bilanciamento a partire dal prossimo inverno, al fine di incentivare un uso efficiente degli stoccaggi.

Garanzie di accesso al servizio di rigassificazione di GNL e norme per la predisposizione del Codice di rigassificazione (delibera n. 167/05)

Con delibera 1 agosto 2005, n. 167, l'Autorità ha predisposto le garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del GNL e le norme per la predisposizione dei Codici di rigassificazione, completando il quadro della regolamentazione dell'accesso e dell'utilizzo del sistema delle infrastrutture del gas previsto dal decreto legislativo n. 164/00.

La delibera contiene disposizioni valide per i terminali di Panigaglia e di rigassificazione di nuova realizzazione, anche laddove i nuovi terminali siano oggetto di esenzione dalla disciplina dell'accesso ai terzi ai sensi della Direttiva europea 2003/55/CE e della legge 23 agosto 2004, n. 239. Con successivo provvedimento dovranno essere definite le procedure per l'allocazione della nuova capacità realizzata non oggetto di esenzione dei nuovi terminali (la legge n. 239/04 prevede quale quota minima oggetto di esenzione l'80% della nuova capacità realizzata), sulla base dei criteri che il Ministero delle attività produttive definirà ai sensi della legge n. 239/04.

La delibera è giunta al termine di un'esperienza di quattro anni di accesso al servizio di rigassificazione presso il terminale di Panigaglia (avvenuto in ottemperanza della disciplina transitoria definita con la delibera tariffaria n. 120/01) ed è stata predisposta sulla base delle osservazioni ricevute sulle proposte dell'Autorità contenute nel Documento per la consultazione del 14 luglio 2004, recante *Garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del GNL e norme per la predisposizione dei Codici di rigassificazione*; nonché tenendo conto delle informazioni e dei dati acquisiti nell'ambito sia dell'istruttoria formale sul rifiuto di accesso al terminale di Panigaglia opposto da GNL Italia a Gas Natural, sia dell'istruttoria conoscitiva avviata con delibera 18 novembre 2004, n. 204.

Gli obblighi e i criteri elaborati nella delibera si pongono l'obiettivo di:

- definire norme di conferimento valide per la capacità del terminale di Panigaglia, che diano priorità ai contratti di importazione pluriennali senza fornire opportunità di accaparramento di capacità; tali norme si applicano anche a terminali, o potenziamenti, relativamente ai quali il ministero non conce-

- da l'esenzione dalla disciplina di accesso dei terzi;
- assicurare la massima partecipazione e trasparenza delle procedure per il conferimento iniziale di capacità di nuova realizzazione;
- individuare la disponibilità di capacità non utilizzata con tempistiche idonee a garantire un'ampia partecipazione alle procedure di conferimento e una possibilità di utilizzo maggiore rispetto a quanto riscontrato relativamente al servizio di rigassificazione *spot*, mediante la definizione di criteri minimi per una programmazione e un utilizzo efficienti della capacità;
- promuovere un conferimento della capacità ai richiedenti corrispondente alla effettiva gestione delle disponibilità di GNL degli stessi, prevedendo la perdita della capacità in caso di mancato utilizzo e l'applicazione di corrispettivi in caso di inosservanza della programmazione.

Consultazione sulla determinazione degli obblighi di modulazione e dei criteri e priorità di conferimento della capacità di stoccaggio

Con il Documento per la consultazione del 13 dicembre 2005, l'Autorità si propone di interpellare i soggetti interessati allo scopo di definire i provvedimenti atti a garantire procedure trasparenti, imparziali e non discriminatorie per il conferimento delle capacità di stoccaggio di modulazione stagionale e giornaliera. Tali provvedimenti riguardano la metodologia che gli utenti del servizio di stoccaggio, ai fini di quanto stabilito all'art. 18, commi 2 e 3, del decreto legislativo n. 164/00, sono tenuti a seguire per la determinazione delle capacità necessarie allo stoccaggio di modulazione stagionale e di punta, nonché le modalità con le quali le imprese di stoccaggio devono provvedere al conferimento delle capacità di stoccaggio, applicando priorità fondate su criteri oggettivi.

In particolare sono stati sottoposti all'attenzione del mercato:

- i criteri alla base del modello statistico (elaborato dal Centro elettrotecnico sperimentale italiano Spa – CESI), che stabilisce una correlazione fra l'andamento climatico e i consumi, in termini di volume e di punta giornaliera per ogni *pool* REMI, al fine di individuare l'effettivo fabbisogno di modulazione degli utenti del servizio di stoccaggio, nel periodo di punta stagionale compreso tra il 15 ottobre e il 15 marzo;
- i criteri per definire e quantificare gli altri strumenti di flessibilità

disponibili nel mercato, al fine di dimensionare le richieste di stoccaggio di modulazione degli utenti, coerentemente al loro portafoglio di approvvigionamento; gli strumenti di flessibilità individuati nel Documento per la consultazione sono le importazioni via gasdotto, la produzione e le importazioni di GNL.

Criteri per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura ai clienti finali – Integrazione della delibera n. 138/03 (delibera n. 205/05)

A seguito della definizione dei criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto per il secondo periodo di regolazione (a partire dall'anno termico 2005-2006), con delibera 29 settembre 2005, n. 205, sono state modificate e integrate le parti della delibera 4 dicembre 2003, n. 138, riguardante le condizioni economiche di fornitura ai clienti finali, in cui sono stabilite le modalità di calcolo della componente relativa al trasporto, al fine di renderle coerenti con i nuovi criteri tariffari, nonché con le tariffe di trasporto approvate o determinate dall'Autorità per l'anno termico 2005-2006.

Interventi per fronteggiare l'emergenza gas dell'inverno 2005-2006: incentivi alle forniture interrompibili di gas per consumatori industriali (delibera n. 10/06)

Lo scorso 21 gennaio 2006, a causa del perdurare dell'emergenza gas, il Ministro delle attività produttive ha disposto un decreto (20 gennaio 2006) per l'incentivazione di un'offerta di ulteriore interrompibilità su base volontaria della domanda da parte del settore industriale. In attuazione di tale decreto, l'Autorità ha tempestivamente provveduto a predisporre un provvedimento per l'attivazione di un sistema transitorio di interrompibilità delle forniture di gas, basato su principi di mercato, di tipo volontario e destinato ai consumatori industriali (delibera 21 gennaio 2006, n. 10). Il provvedimento definisce le procedure concorsuali, svolte da Snam Rete Gas, alle quali hanno potuto accedere volontariamente gli operatori industriali disponibili a interrompere i loro prelievi di gas naturale, a fronte del riconoscimento di un corrispettivo economico. Per finanziare tale corrispettivo, l'Autorità ha previsto con la delibera 29 dicembre 2005, n. 297, l'istituzione di un fondo *ad hoc*, alimentato attraverso l'aumento, complessivamente pari al 3,7%, di alcuni corrispettivi della tariffa di trasporto¹.

¹ Si tratta dei corrispettivi CP_{gr}, CP_{ur}, CR_{gr}, CV e CV^P della tariffa di trasporto previsti dalla delibera n. 166/05.

Il nuovo meccanismo di forniture industriali interrompibili, disposto per contribuire a ridurre i correnti consumi di gas, si è aggiunto a quello di tipo commerciale (già attivato dal Comitato tecnico di monitoraggio di emergenza del Ministero delle attività produttive) a cui hanno aderito volontariamente circa 80 aziende, le quali beneficiano anche di uno sconto nella tariffa di trasporto, fissata dall'Autorità nel luglio 2005 (delibera n. 166/05).

Oltre alle disposizioni attuative della procedura concorsuale, il provvedimento ha stabilito anche la verifica, da parte di Snam Rete Gas, del fatto che le interruzioni abbiano effettivamente avuto luogo secondo l'impegno assunto dai clienti; inoltre ha definito penali per disincentivare eventuali comportamenti opportunistici, nonché per assicurare l'efficacia e l'affidabilità della riduzione dei consumi di gas per il settore.

I risultati degli interventi a sostegno dell'emergenza gas sono illustrati in dettaglio in un apposito riquadro nel primo volume di questa *Relazione Annuale*.

Interventi per fronteggiare l'emergenza gas dell'inverno

2005-2006: aggiornamento dei corrispettivi per la reintegrazione degli stoccaggi strategici (delibera n. 21/06)

Il 30 gennaio 2006, con la delibera n. 21, l'Autorità ha effettuato l'aggiornamento annuale dei corrispettivi per la reintegrazione degli stoccaggi strategici di gas naturale, definendone i valori per l'anno 2006. Il provvedimento, emanato entro la scadenza già prevista dalla delibera n. 119/05 relativa alle regole per l'accesso e l'utilizzo dei servizi di stoccaggio e per la predisposizione dei Codici di stoccaggio, ha assunto particolare rilievo anche in considerazione della fase di emergenza, ancora in corso.

I nuovi corrispettivi, aggiornati tenendo conto delle attuali quotazioni del petrolio, disincentivano fortemente prelievi di quantità non autorizzati, nonché eventuali speculazioni in possibili diversi scenari di prezzo della materia prima, sollecitando gli utenti a un corretto utilizzo delle risorse di stoccaggio, e dunque contribuendo alla minimizzazione – per quanto possibile – dell'uso degli stoccaggi strategici.

Quadro riassuntivo ex delibera n. 248/04 e ultimi interventi

A fronte di un andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi in sostanziale e costante ascesa dal 2003, nel dicembre 2004 l'Autorità era intervenuta con la delibera n. 248/04:

- modificando i coefficienti adottati nell'indice di riferimento e i riferimenti per le quotazioni dei greggi;
- integrando la metodologia di aggiornamento in vigore con la previsione di una clausola che attenui l'incidenza delle quotazioni dei prodotti petroliferi, qualora l'andamento di esse non rientri in un predeterminato intervallo di prezzo (clausola di salvaguardia);
- adottando una direttiva che impegni i venditori all'ingrosso a offrire nuove condizioni economiche, formulate in coerenza con le suddette modifiche introdotte dalla stessa delibera nel caso di contratti che non prevedano clausole di aggiornamento o rinegoziazione dei prezzi;
- stabilendo che dall'1 ottobre 2005 venisse applicata una riduzione del margine di commercializzazione all'ingrosso (componente CCI delle condizioni economiche di fornitura) pari a 0,26 c€/m³ al fine di incentivare la negoziazione di prezzi di importazione coerenti con il prezzo medio europeo;
- prevedendo espressamente che solo in forza di informazioni relative ai contratti tali da incidere sull'impianto delle esigenze generali sottese al provvedimento, in coerenza con le finalità dallo stesso perseguite, avrebbero potuto essere riesaminati gli interventi assunti.

Avverso la delibera n. 248/04 alcuni importatori hanno presentato ricorso presso il TAR Lombardia e questo, in data 25 gennaio 2005, ha disposto la sospensiva della delibera. Sospensiva confermata in data 22 marzo 2005 dal Consiglio di Stato, al quale si era appellata l'Autorità.

Nel giudizio di merito il TAR Lombardia ha poi annullato la delibera n. 248/04 (sentenza n. 3478 del 28 giugno 2005). Avverso tale sentenza l'Autorità ha proposto ricorso in appello presso il Consiglio di Stato, con contestuale istanza di sospensione degli effetti. Il Consiglio di Stato in data 14 ottobre 2005 ha accolto l'istanza cautelare e ha sospeso l'efficacia della sentenza impugnata.

Facendo seguito a tale sospensiva, l'Autorità ha effettuato l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura per il trimestre a partire dall'1 gennaio 2006 con la metodologia prevista dalla delibera n. 248/04 (delibera 29 dicembre 2005, n. 298, anch'essa impugnata al TAR).

In data 21 marzo 2006 il Consiglio di Stato ha accolto il ricorso dell'Autorità avverso la sentenza di annullamento del TAR Lombardia (dispositivo di decisione n. 217), confermando la validità della metodologia prevista dalla delibera n. 248/04.

Conseguentemente l'Autorità ha:

- effettuato anche il successivo aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche di fornitura a partire dall'1 aprile 2006 secondo la metodologia prevista dalla delibera n. 248/04 (delibera 27 marzo 2006, n. 63);
- richiesto informazioni agli esercenti sull'applicazione dell'art. 2 della delibera n. 248/04 (disposizione che impegna i venditori all'ingrosso a offrire nuove condizioni economiche formulate in coerenza con le modifiche introdotte dalla stessa delibera nel caso di contratti che non prevedano clausole di aggiornamento o rinegoziazione dei prezzi) (delibera 27 marzo 2006, n. 64);
- avviato un procedimento per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale e previsto un parziale conguaglio per i clienti finali (pari a 0,072585 €/GJ moltiplicato per i volumi consumati dagli stessi clienti finali nel trimestre aprile-giugno 2006), dovuto ai consumatori a parziale compenso delle somme fatturate loro in più nel 2005, quando la delibera n. 248/04 era in pendenza di giudizio dinanzi alla giustizia amministrativa (delibera 27 marzo 2006, n. 65).

Regolamentazione della sicurezza

L'attività di regolazione della qualità e della sicurezza dei servizi gas ha riguardato:

- la qualità dei servizi gas;
- la qualità del gas;
- la sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas.

Nei paragrafi successivi vengono illustrate, per ciascuno degli ambiti sopra elencati, le principali attività sulle quali si è concentrata nell'ultimo anno l'attività di regolazione.

Qualità dei servizi gas

In generale, la regolazione della qualità dei servizi gas concerne la disciplina della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas, oltre che la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e vendita del gas. Alla fine del 2000 l'Autorità ha definito la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas introducendo un sistema di obblighi e di controlli, stabilendo sia i livelli nazionali base e di riferimento per alcuni indicatori al riguardo, sia gli obblighi di registrazione e di comunicazione dei dati all'Autorità. Al termine del primo periodo di regolazione l'Autorità ha emanato il Testo integrato della qualità dei servizi gas (delibera 29 settembre 2004, n. 168), con cui: ha

esteso l'applicazione della regolazione anche ai distributori che in sede di prima attuazione erano stati esonerati; ha modificato alcuni indicatori di sicurezza e di continuità del servizio; ha introdotto nuovi obblighi di servizio.

Ulteriori modifiche al Testo integrato sono state apportate lo scorso anno, con la delibera 27 luglio 2005, n. 158, al fine di rafforzare la tutela del cliente finale. In particolare è stato previsto esplicitamente che, nel caso di fornitura diretta del gas a clienti finali civili, anche l'azienda di trasporto abbia l'obbligo di odorizzare il gas, ciò valendo pure nel caso di alimentazione della rete di distribuzione mediante carro bombolaio.

La disciplina della sicurezza della distribuzione del gas, operando finora prevalentemente attraverso la definizione di obblighi di sicurezza quali, per esempio, la percentuale minima di rete da ispezionare ogni anno o il numero minimo annuo di controlli del grado di odorizzazione del gas, ha assicurato standard minimi adeguati con situazioni tuttavia disomogenee in Italia tra distributore e distributore, e tra impianto e impianto di distribuzione. Per evitare che un sistema di soli obblighi conducesse in futuro a ripiegamenti dei livelli di sicurezza verso i minimi obbligatori, l'Autorità ha deciso di stimolare i distributori a incrementare i propri livelli di sicurezza degli impianti di distribuzione, così da ottenere un più generale allineamento agli standard di eccellenza già raggiunti in alcune zone del paese. Alla fine del 2005, a seguito di un'ampia consul-

tazione dei soggetti interessati, l'Autorità ha quindi emanato la delibera 22 novembre 2005, n. 243, con la quale ha introdotto un sistema di incentivi per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale che premia i comportamenti virtuosi di chi eroga un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori rispetto a quelli minimi definiti dalla delibera n. 168/04.

Più in generale il sistema di incentivi introdotto dall'Autorità, volto a garantire la massima sicurezza per i consumatori e la collettività, si prefigge sia il miglioramento dei livelli medi nazionali di sicurezza del settore della distribuzione del gas, sia l'omogeneizzazione dei livelli di sicurezza erogati dai distributori. Inoltre mira anche a contrastare il rischio che il distributore, a causa della significativa erosione dei margini di guadagno per la parte di ricavi riconosciuta annualmente al Comune concedente, sia portato a privilegiare un'ottica di breve periodo nella quale ridurre al minimo i costi sia di gestione, sia di investimento per la sicurezza. Il nuovo sistema di incentivi premia la riduzione delle dispersioni di gas, il maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas e la riduzione degli incidenti da gas sugli impianti di distribuzione; stabilisce, inoltre, per il periodo 2006-2008, un accesso volontario da parte dei distributori. Dal 2009 il sistema diventerà obbligatorio, pur con la dovuta gradualità, e prevedrà, in aggiunta agli incentivi, penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo obbligatorio predefinito. L'accesso agli incentivi è consentito solo ad aziende che siano in possesso di prerequisiti stringenti e riguardanti l'accuratezza e l'affidabilità del servizio di pronto intervento, con registrazione puntuale e inalterabile di tutte le chiamate telefoniche, oltre che con definizione e attuazione di procedure aziendali per ciascuna delle attività rilevanti per la sicurezza elencate nel provvedimento.

Il sistema di incentivi ipotizza due componenti: la prima correlata all'odorizzazione (vengono premiati i controlli del grado di odorizzazione oltre il numero minimo annuo fissato dall'Autorità) e la seconda connessa con le dispersioni (viene premiata la riduzione delle dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi). Riguardo alla componente relativa alle dispersioni di gas, è stato definito per ogni impianto un tasso di miglioramento annuo, rispetto al livello di partenza medio del biennio 2003-2004, oltre il quale attribuire il premio. Gli incentivi verranno riconosciuti, a partire dal 2007 con riferimento all'anno precedente, per ogni impianto di distribuzione che abbia superato i criteri di ammissione definiti dall'Autorità: ciò comporta che per uno stesso distributore in possesso dei prerequisiti, e quindi in grado di accedere agli incentivi,

vi possano essere impianti di distribuzione ammessi a una delle due componenti di incentivi, a entrambe o a nessuna.

Ai fini del riconoscimento degli incentivi, gli impianti di distribuzione sono suddivisi in base al grado di concentrazione dei clienti finali allacciati alla rete. Per ognuna delle tre tipologie (ad alta, media e bassa concentrazione) e con riferimento alla componente degli incentivi relativa alle dispersioni, sono stati definiti livelli "obiettivo" da raggiungere entro il 2016, e "di riferimento" (o "di eccellenza") oltre i quali non vengono riconosciuti premi. Essi saranno accertati ed eventualmente ridefiniti alla fine del triennio 2006-2008, in base ai miglioramenti effettivamente conseguiti. Nel caso in cui su un impianto di distribuzione si verifichi un incidente causato dal gas, imputabile alla responsabilità del distributore, quest'ultimo subirà una penalizzazione pari al premio spettante per l'impianto coinvolto. Il provvedimento fissa comunque un tetto al riconoscimento degli incentivi, pari al 2% del vincolo dei ricavi di distribuzione approvato dall'Autorità.

Nel corso dell'anno 2005 è stata svolta un'attività di controllo dei dati comunicati dai distributori, in particolare per quanto riguarda il rispetto degli obblighi di servizio relativi alla sicurezza della distribuzione di gas. In esito a essa è stata emanata la delibera 19 luglio 2005, n. 152, con la quale l'Autorità ha diffidato 30 distributori di gas a recuperare entro il 2005 le ispezioni delle reti non effettuate nel 2004, ai fini dell'individuazione delle dispersioni di gas, pena l'avvio di procedimenti individuali con scopi sanzionatori. La verifica dei dati di sicurezza ha consentito inoltre di supportare la Direzione legislativo e legale nella predisposizione delle delibere 27 luglio 2005, n. 155 e n. 156, di avvio di istruttorie formali nei confronti di distributori risultati inadempienti delle disposizioni emanate dall'Autorità in tema di sicurezza del servizio di distribuzione del gas.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione e vendita del gas

La regolazione della qualità commerciale per il settore gas è stata introdotta nel 2001 e rivista nel corso del 2004, in occasione dell'avvio del nuovo periodo di regolazione. Inserita nel Testo integrato della qualità del servizio gas, approvato con la delibera n. 168/04, è stata anch'essa ulteriormente modificata e rafforzata con la delibera n. 158/05. Nel luglio dello scorso anno, infatti, al fine di rafforzare la tutela del cliente finale, l'Autorità ha introdotto nuovi obblighi di tempestività per i venditori di gas, interlocutori diretti dei clienti finali, nella trasmissione delle richieste di prestazioni di competenza dei distributori, quali, per esempio, quelle di

allaccio e di preventivazione. A partire dall'1 gennaio 2006 tali richieste devono essere trasmesse al distributore entro tre giorni lavorativi e i venditori, oltre a registrare i tempi di ricevimento e di trasmissione, devono fornire al cliente finale un codice di identificazione della richiesta di prestazione presentata.

La delibera n. 158/05 ha inoltre introdotto l'impegno, da parte delle associazioni di categoria dei distributori e dei venditori di gas naturale, di definire una proposta di standard nazionale di trasmissione delle richieste di prestazione di qualità commerciale entro il 31 ottobre 2005. Le associazioni dei distributori e dei venditori di gas naturale hanno fatto pervenire all'Autorità una proposta che individua Internet quale canale di trasmissione delle informazioni e una *e-mail* con allegati *file* in formato Excel e/o Pdf quale modalità per l'invio delle informazioni; ciò prevedendo che la definizione dei modelli in formato Excel sia demandata a ogni singola impresa di distribuzione.

Dopo aver esaminato tale proposta, l'Autorità ha deciso (delibera 19 dicembre 2005, n. 279) di avviare il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di standard di comunicazione tra distributori e venditori di gas naturale, sia per l'effettuazione delle prestazioni previste dalla delibera n. 168/04, sia per la sostituzione del venditore nella fornitura di gas al cliente finale. L'Autorità ritiene infatti che:

- l'adozione da parte dei distributori e dei venditori di gas naturale di canali e modalità differenti di trasmissione e ricezione delle informazioni da una parte renda difficoltosa l'apertura del mercato del gas e, dall'altra, introduca elementi di inefficienza nel sistema;
- la proposta presentata dalle associazioni dei distributori e dei venditori di gas naturale costituisce un importante punto di partenza, ma non risponde adeguatamente alle finalità di efficienza e di ottimizzazione dei costi per il sistema, perseguibili attraverso uno standard unico nazionale di trasmissione e ricezione delle informazioni che sia in grado, mediante l'eliminazione delle differenze da impresa a impresa, di assicurare il sostanziale rispetto delle precedenti delibere in materia (n. 138/04, n. 168/04 e 18 marzo 2004, n. 40), nonché di favorire lo sviluppo della concorrenza nel mercato del gas.

Tale procedimento è sottoposto alla sperimentazione della metodologia di AIR ai sensi della delibera 28 settembre 2005, n. 203.

A dicembre 2005, infine, l'Autorità ha pubblicato un Documento

per la consultazione sulla qualità dei servizi telefonici commerciali erogati dai venditori ai clienti finali di gas. Il Documento, che riguarda anche il settore elettrico, formula proposte che mirano al superamento delle criticità spesso segnalate dai consumatori soprattutto relativamente agli eccessivi tempi di attesa telefonica.

Qualità del servizio di trasporto del gas

L'Autorità, secondo quanto disposto dalla legge istitutiva, ha poteri di regolazione sulla qualità del servizio di trasporto. Il Ministero delle attività produttive con il decreto 29 settembre 2005 ha inoltre previsto che le imprese di trasporto regionale debbano garantire i livelli e gli standard qualitativi e di sicurezza del trasporto a tutela dei clienti direttamente allacciati alle reti di trasporto.

Sebbene avesse già regolato alcuni aspetti relativi alla qualità del servizio di trasporto offerto da Snam Rete Gas e da Società Gasdotto Italia Spa nell'ambito dell'approvazione dei rispettivi Codici di trasporto, l'Autorità ha ritenuto necessario introdurre una più puntuale regolazione della qualità del servizio mediante un approccio generale e indipendente dal soggetto che esercita l'attività di trasporto del gas naturale. Perciò, con la delibera 23 gennaio 2006, n. 15, ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti inerenti alla qualità del servizio di trasporto del gas naturale, tramite cui regolare aspetti generali in materia, tra i quali almeno la sicurezza, la continuità e la qualità commerciale, coerentemente con quanto già definito in provvedimenti precedenti.

Qualità del gas

I parametri di qualità del gas più importanti per i clienti finali riguardano sia l'energia contenuta nel gas fornito al cliente finale, che a sua volta dipende dal potere calorifico, dalla pressione di fornitura e dalla temperatura del gas, sia il grado di odorizzazione. La qualità del gas è rilevante per il cliente finale per motivi sia economici (infatti la tariffa pagata è commisurata all'energia contenuta nel gas), sia di sicurezza (l'odorizzazione e la pressione del gas sono centrali per un suo utilizzo sicuro nelle apparecchiature). Fin dal 2003 l'Autorità ha quindi avviato uno studio finalizzato all'approfondimento delle soluzioni adottate dalle aziende nazionali di trasporto del gas per la misura e il controllo del suo potere calorifico. Esso mirava a individuare eventuali necessità di integrazione della regolazione vigente, nell'ottica del miglioramento della tutela del cliente finale.

In esito ai risultati dello studio e a seguito di un'ampia consultazione dei soggetti interessati, l'Autorità ha definito, con la delibera 6 settembre 2005, n. 185, norme generali di garanzia della qualità del gas naturale fornito ai clienti finali, che hanno rafforzato quelle già presenti nei Codici di trasporto. Le norme sono state predisposte anche in previsione dall'aumento della variabilità della qualità del gas naturale, derivante in futuro dall'avvio di nuovi terminali GNL e dall'importazione di gas naturale dall'estero attraverso nuovi gasdotti.

Le disposizioni dell'Autorità obbligano le imprese coinvolte nella gestione fisica del gas (vale a dire i soggetti che operano nelle attività di trasporto, di importazione, di GNL, di produzione, di stoccaggio, nonché i proprietari degli apparati di misura della qualità del gas utilizzati dal servizio di trasporto) a rispettare più severi criteri sulla qualità del gas.

Nei punti di ingresso delle reti di trasporto il provvedimento prescrive la misura e il controllo del Potere calorifico superiore (PCS) e di altri 9 parametri di qualità del gas, mentre all'interno delle reti di trasporto la delibera impone la misura del potere calorifico del gas tramite gascromatografi. Nel provvedimento l'Autorità sancisce, inoltre, il divieto di immissione nella rete di trasporto di gas fuori specifica – o comunque in grado di arrecare danni agli utenti del servizio – e introduce obblighi stringenti di informazione tempestiva agli utenti coinvolti in eventuali disservizi.

All'impresa di trasporto è attribuita la responsabilità della misura e del controllo dei parametri di qualità del gas, in modo che la prima sia affidabile e tempestiva; inoltre gli apparati di misura devono essere 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.

Le disposizioni emanate dall'Autorità fissano livelli generali di disponibilità della misura del PCS e metodi di stima della misura nel caso in cui essa sia indisponibile; gli utenti del trasporto devono essere informati dei casi in cui la misura venga stimata, fermo restando l'obbligo dell'impresa di trasporto di ripristinare la misura entro il tempo massimo di 15 giorni successivi all'inizio della indisponibilità della misura stessa.

**Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas:
gli accertamenti della sicurezza di impianti di utenza a gas**

Il regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas è stato istituito dall'Autorità fin dal mar-

zo 2004 (delibera n. 40/04). Per tutti gli impianti funzionanti con i gas distribuiti a mezzo di reti (prevalentemente metano, ma anche GPL), esso ha posto l'obiettivo di garantire e promuovere la sicurezza del servizio del gas, nonché di ridurre gli incidenti riconducibili all'uso del gas. Secondo un'analisi degli incidenti effettuata dal Comitato italiano gas (CIG), le cause più ricorrenti di incidente sono: l'inefficienza delle canne fumarie; la ventilazione non idonea dei locali; lo stato di manutenzione di apparecchi precario o non conforme alle norme di legge; l'insufficiente cubatura o la non idoneità dei locali dove sono installati gli apparecchi. Il regolamento emanato dall'Autorità ha previsto, quindi, che il gas debba essere fornito ai clienti finali solo previa verifica documentale da parte del distributore del rispetto dei requisiti di legge sugli impianti di utenza a gas.

Successivamente all'entrata in vigore del regolamento, l'Autorità, accogliendo alcune richieste di semplificazione e differimento pervenute da associazioni di esercenti e da altri soggetti, ha emanato le delibere 22 luglio 2004, n. 129, e 15 marzo 2005, n. 43, con le quali ha apportato modifiche e integrazioni alla delibera n. 40/04, tra cui il differimento al 30 giugno 2005 del termine di applicazione delle norme transitorie, consentendo in tal modo di avviare gli accertamenti documentali sugli impianti di utenza nuovi a partire dall'1 luglio 2005.

Nonostante l'ampio periodo di tempo concesso a tutti i soggetti interessati per l'attuazione della delibera n. 40/04, successivamente all'1 luglio 2005 sono pervenute all'Autorità numerose segnalazioni da parte di clienti finali di disagi subiti in fase di attivazione della fornitura di gas a seguito dell'implementazione del regolamento. L'Autorità ha provveduto quindi a convocare d'urgenza le associazioni di categoria dei distributori, dei venditori di gas e degli installatori per una verifica dello stato di attuazione della delibera n. 40/04 e per individuare modalità, anche provvisorie, di superamento delle criticità segnalate. A seguito degli elementi raccolti, l'Autorità ha provveduto a emanare d'urgenza la delibera 20 settembre 2005, n. 192, con la quale:

- ha introdotto norme transitorie di semplificazione per l'attivazione degli impianti di utenza nuovi, valide fino al 30 settembre 2006;
- ha posticipato all'1 aprile 2007 e all'1 ottobre 2007 l'avvio degli accertamenti rispettivamente sugli impianti di utenza modificati o riattivati e sugli impianti di utenza in servizio;
- ha avviato un'istruttoria conoscitiva per accertare l'adequa-

tezza dei comportamenti messi in atto dai distributori e dai venditori di gas per l'attuazione della delibera n. 40/04;

- ha istituito un Gruppo di lavoro (al quale partecipano il Ministero delle attività produttive, il Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti, il CIG, le associazioni dei distributori e dei venditori di gas, le associazioni degli installatori, gli Ordini e i Collegi professionali) finalizzato all'individuazione di eventuali semplificazioni alla delibera n. 40/04.

Gli esiti dell'istruttoria conoscitiva, approvati e pubblicati con la delibera 27 febbraio 2006, n. 42, hanno evidenziato che l'attuazione del regolamento emanato dall'Autorità ha prodotto effetti significativi: benché la quasi totalità dei distributori abbia seguito le norme del regolamento nell'attivazione di impianti di utenza nuovi solo a far data dall'1 luglio 2005, nel primo anno termico di attuazione della delibera n. 40/04 (e cioè nel periodo compreso tra l'1 ottobre 2004 e il 30 settembre 2005) oltre 77.000 nuovi impianti di utenza a gas sono stati accertati con esito positivo, a fronte di poco più di 7.000 con esito negativo, comportando quindi per un elevato numero di impianti di utenza la verifica della completezza e della conformità della documentazione di corredo prevista dalla legislazione vigente in tema di sicurezza.

L'1 marzo 2006 l'Autorità ha quindi avviato una consultazione con lo scopo di adottare un provvedimento che semplifichi il regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas previste dalla delibera n. 40/04, e che consenta il superamento delle residue criticità riscontrate senza snaturarne i principi e l'impostazione originaria.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas:

l'assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

Ai fini della tutela dei clienti finali che utilizzano il gas per usi domestici, riveste una particolare importanza la presenza di un'assicurazione per infortuni, incendio e responsabilità civile che metta al riparo il cliente finale dai danni eventualmente derivanti da incidenti connessi con l'uso del gas. Pertanto, l'Autorità ha reso obbligatoria dal 2004 l'assicurazione minima per infortuni e incendi connessi con l'utilizzo del gas (delibera 12 dicembre 2003, n. 152). L'assicurazione era già vigente, su base volontaria, dal 1991 e sarebbe scaduta il 31 dicembre 2003; il provvedimento dell'Autorità ha definito i contenuti delle coperture assicurative e le ha estese anche ai clienti che utilizzano gas diverso dal metano, come il GPL, purché distribuito a mezzo di rete. L'assicurazione è a favore di ogni cliente finale civile del gas fornito mediante una rete di distribuzione (escluso quindi il gas fornito mediante bombole) negli impianti per usi civili. L'assicurazione è stipulata dal CIG tramite gara a evidenza pubblica e il costo in bolletta per i consumatori è pari a 0,40 € all'anno per cliente finale. Nel nuovo contesto liberalizzato del mercato del gas, i venditori possono comunque offrire ai propri clienti migliori condizioni integrative (per esempio, maggiori massimali) senza far venir meno le coperture minime stabilite dall'Autorità.

Con la delibera 19 dicembre 2005, n. 277, l'Autorità, dando anche attuazione a quanto disposto dal decreto del Ministero delle attività produttive 29 settembre 2005, ha integrato la delibera n. 152/03, estendendo alle imprese di trasporto quanto già previsto per i distributori in tema di assicurazione dei clienti finali civili del gas nel caso in cui siano presenti clienti finali civili allacciati direttamente alla rete di trasporto. L'Autorità ha inoltre integrato gli obblighi di informazione già previsti dalla delibera n. 152/03 al fine di garantire a tutti i clienti finali civili del gas informazioni complete, comprensibili e uniformi in tema di assicurazione, oltre che per rispondere alle criticità rappresentate dalla mancata conoscenza dell'assicurazione da parte di tutti i clienti finali civili del gas (distribuito via rete) e dalla comunicazione sull'assicurazione riportata in bolletta che risulta spesso non chiara.

Gestione di reclami, istanze, segnalazioni, conciliazioni e arbitrati

L'attività di valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni provenienti sia dalla clientela individuale, sia dalle associazioni dei consumatori, ha assunto nel corso del 2005 un peso crescente in seguito all'incremento delle comunicazioni riguardanti il settore gas rispetto agli anni precedenti. Infatti, a fronte della crescita media del 30% osservata negli ultimi cinque anni, nel periodo compreso tra l'1 maggio 2005 e il 31 marzo 2006, vi è stato un incremento del 103% circa che ha comportato, per la prima volta dal 1999, la prevalenza delle comunicazioni riguardanti il settore gas (pari al 54% del totale) rispetto a quelle riguardanti il settore elettrico (pari al restante 46% del totale). Nell'anno considerato, a fronte di un totale di 1.843 comunicazioni inoltrate all'Autorità, 988 hanno interessato il settore gas (Tav. 3.4 e Fig. 3.1). Delle comunicazioni pervenute l'85% riguarda reclami, il 5% richieste di informazioni e il restante 10% segnalazioni.

La prevalenza delle comunicazioni concernenti il settore gas trova giustificazione nella maggiore apertura verso dinamiche concorrenziali del settore della vendita di gas ai clienti finali, avvenuta nel corso del precedente anno. La completa liberalizzazione della domanda potrebbe infatti aver accentuato la consapevolezza degli utenti e la percettibilità degli eventuali disservizi che si possono verificare in tale settore. Peraltro, l'aumento delle istanze di intervento presentate dai consumatori e dagli esercenti può essere letto come risultante di una certa conflittualità tra operatori del settore della vendita di gas ai clienti finali registrata nell'anno di riferimento. Infatti, nonostante i contenutissimi tassi di *switching* che hanno interessato i clienti finali di piccole dimensioni a livello nazionale, negli ambiti territoriali in cui vi è stato l'ingresso di un nuovo venditore si sono registrati in alcuni casi comportamenti commerciali dei venditori concorrenti non sempre chiari per i clienti interessati.

L'incremento delle segnalazioni per il settore del gas risente anche delle problematiche connesse con l'applicazione delle prescrizioni in materia di sicurezza degli impianti, contenute nella delibera n. 40/04. Nel dettaglio le problematiche oggetto di più frequente trattazio-

ne sono state quelle concernenti la contrattualistica, la qualità commerciale e della fornitura (18%), la fatturazione (16%), gli allacciamenti (40%), il mercato e la concorrenza (11%) (Tav. 3.5). La statistica non comprende i reclami inerenti particolari questioni tariffarie, i reclami attinenti l'applicazione dell'IVA al 20% per le forniture a uso riscaldamento e i reclami inviati più volte dallo stesso cliente. Inoltre, non sono oggetto di registrazione a fini statistici le comunicazioni archiviate poiché aventi a oggetto alcune materie non rientranti nella competenza dell'Autorità, quali: i problemi di natura fiscale (applicazione di IVA, accise e imposte in genere); le richieste di risarcimento per danni subiti a seguito di disservizi; le questioni inerenti le servitù; le problematiche relative al gas distribuito non per mezzo di reti urbane; i problemi riguardanti l'interpretazione o l'applicazione di norme tecniche emanate dal CIG. Infine, numerose richieste di informazioni sono state avanzate ed evase telefonicamente. I dati relativi alle telefonate non sono tuttavia considerati ai fini statistici.

Peraltro, l'attività di valutazione delle comunicazioni pervenute all'Autorità durante l'anno di riferimento ha consentito l'emergere di taluni elementi conoscitivi che hanno reso necessario l'avvio di diversi procedimenti ai sensi dell'art. 2, commi 12 e 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481. Pertanto, tali comunicazioni sono state trattate unitariamente all'interno di ciascun procedimento e non sono divenute oggetto di registrazione a fini statistici. In particolare, fra queste rientrano quelle inerenti le problematiche affrontate in seno all'*Istruttoria conoscitiva sui comportamenti posti in essere dagli operatori nel mercato della vendita di gas naturale ai clienti finali*, avviata con la delibera 28 ottobre 2005, n. 225, la cui conclusione è prevista per il 31 luglio 2006. Tali comunicazioni sono costituite dai reclami provenienti dai clienti finali che lamentano comportamenti di soggetti autorizzati alla vendita non in linea con i principi stabiliti dalla delibera 22 luglio 2004, n. 126, a tutela della possibilità per il cliente finale medesimo di effettuare una consapevole e libera scelta del fornitore di gas naturale. Vi sono inoltre segnalazioni provenienti dai soggetti autorizzati alla ven-

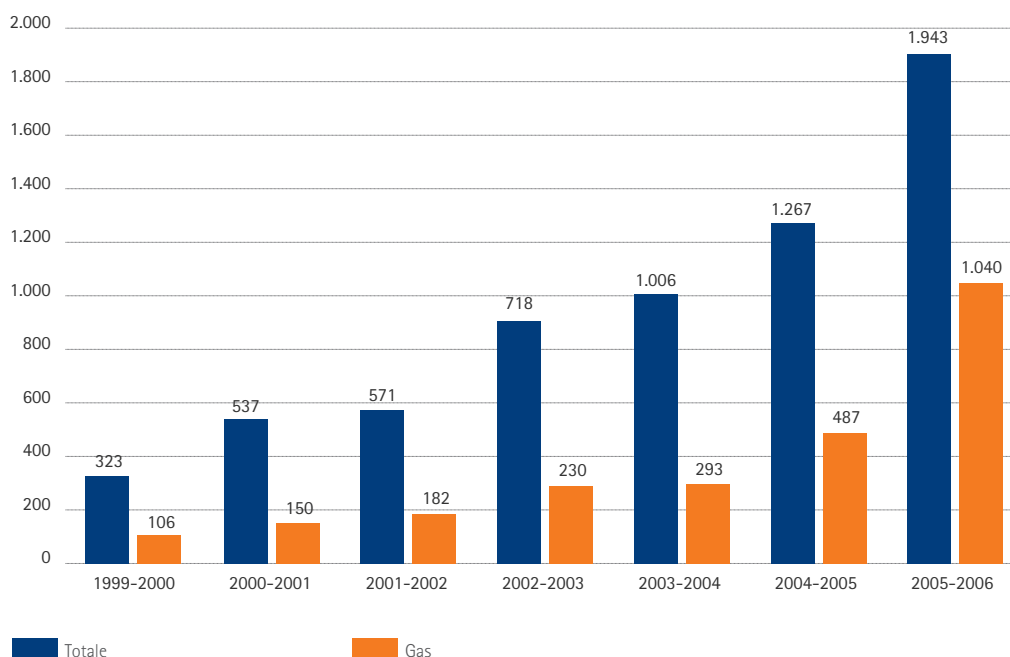
TAV. 3.4

Reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevuti dall'Autorità
Maggio 2005 - Marzo 2006

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONI	SEGNALAZIONI
Gas	886	51	97
TOTALE	1.686	108	149

FIG. 3.1

Totale delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità
Maggio 1999 - Marzo 2006^(A)



A) A partire dall'anno in corso è stato modificato il periodo di riferimento della *Relazione Annuale*. Pertanto si segnala che i dati relativi ai reclami, alle richieste di informazioni e alle segnalazioni pervenuti all'Autorità differiscono da quelli rilevati nelle precedenti *Relazioni Annuali* in quanto il periodo di riferimento per l'anno 2005-2006 è limitato a quello intercorso fra l'1 maggio 2005 e il 31 marzo 2006.

TAV. 3.5

Principali argomenti oggetto dei reclami, delle segnalazioni e delle richieste di informazioni ricevuti dall'Autorità
Maggio 2004 - Aprile 2005
Maggio 2005 - Marzo 2006^(A)

COMUNICAZIONE	MAGGIO 2004 - APRILE 2005		MAGGIO 2005 - MARZO 2006	
	TOTALE CASI (numero)	TOTALE CASI %	TOTALE CASI (numero)	TOTALE CASI %
Contratti, qualità commerciale e della fornitura	147	30	184	18
Fatturazione	90	19	158	16
Allacciamento	90	19	400	40
Bollette	13	2	26	3
Tariffe	18	4	26	3
Misura	19	4	27	3
Mercato e concorrenza	69	14	109	11
Altro	41	8	58	6
TOTALE	487	100	988	100

A) Dal 2005 è stato modificato il periodo di riferimento della *Relazione Annuale*. Pertanto, al fine di allineare i dati relativi ai reclami, alle richieste di informazioni e alle segnalazioni pervenuti all'Autorità a quelli rilevati nelle precedenti *Relazioni Annuali*, il periodo di riferimento per l'anno 2005-2006 è limitato a quello intercorso fra l'1 maggio 2005 e il 31 marzo 2006.

dita che lamentano comportamenti, da parte di soggetti concorrenti, violanti le prescrizioni della delibera n. 126/04 a tutela della trasparenza, completezza e non discriminazione delle informazioni. Da ultimo, rientrano fra tali comunicazioni anche le segnalazioni aventi a oggetto comportamenti che contrastano con l'esigenza di garantire la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del servizio di distribuzione e delle relative attività accessorie; in particolare con riferimento alla creazione di barriere all'uscita del cliente finale o all'entrata di operatori concorrenti della società di vendita societariamente collegata o controllata.

Inoltre, come sopra richiamato, non rientrano fra le comunicazioni rilevate a fini statistici quelle che riguardano i procedimenti individuali avviati dall'Autorità.

Nell'ambito del servizio di distribuzione e vendita del gas non si registrano particolari variazioni, in valore percentuale, per quanto riguarda le comunicazioni aventi a oggetto le problematiche inerenti le fatturazioni, la trasparenza e la comprensibilità delle bollette, l'applicazione delle tariffe e l'attività di misurazione del gas. Piuttosto, subiscono significative variazioni le segnalazioni inerenti le questioni contrattuali e la qualità commerciale (18%) che parrebbero subire una forte flessione rispetto a quanto registrato nell'anno precedente (laddove incidevano per il 30% del totale delle comunicazioni relative al settore). Allo stesso modo, anche le segnalazioni inerenti le problematiche legate alle dinamiche di mercato segnano una diminuzione (11%) rispetto all'anno precedente (14%). La lettura di tali dati deve tuttavia considerare quanto già osservato in merito ai procedimenti istruttori avviati in seguito alla valutazione delle comunicazioni pervenute all'Autorità. Infatti, una cospicua parte delle comunicazioni relative alle questioni contrattuali e alle problematiche legate all'assetto concorrenziale del settore non è stata inclusa nella registrazione a fini statistici, in quanto è confluita nell'Istruttoria conoscitiva avviata con la delibera n. 225/05.

Viceversa, nell'anno in corso si registra un notevole incremento dei reclami relativi agli allacciamenti (40%) che aumentano in maniera considerevole rispetto a quanto osservato nel periodo 1 maggio 2004 – 30 aprile 2005 (19%). La forte crescita di tali segnalazioni è spiegabile in base al fatto che più dei due terzi delle comunicazioni inerenti gli allacciamenti hanno a oggetto le già menzionate problematiche connesse con l'applicazione del regolamento previsto dalla delibera n. 40/04, in merito alle attivazioni delle forniture di gas. A questo proposito, si osserva che proprio attraverso la valuta-

zione di tali segnalazioni sono emersi alcuni degli elementi che hanno reso necessario l'avvio della Istruttoria conoscitiva prevista dalla delibera n. 192/05 e conclusa con la delibera n. 42/06.

Arbitrati

Con la delibera n. 42/05, l'Autorità ha reso operativa una procedura arbitrale utilizzabile per la soluzione di controversie riguardanti l'accesso e l'erogazione dei servizi sia di trasporto sulla rete gas ad alta pressione, sia di trasmissione dell'energia elettrica sulla rete nazionale. Tale soluzione apre una fase sperimentale che terminerà con l'adozione, secondo quanto previsto dalla legge istitutiva, del regolamento governativo disciplinante l'arbitrato amministrato applicabile a tutti i segmenti commerciali delle filiere del gas e dell'energia elettrica.

La prima procedura ha risolto una controversia sorta nell'ambito di un rapporto commerciale di erogazione del servizio di trasporto del gas naturale, chiudendosi con l'adozione del lodo (si veda più avanti) e il suo deposito, avvenuto lo scorso 20 gennaio. La decisione è stata pubblicata in un'apposita sezione del sito Internet dell'Autorità. La novità e l'importanza dell'attività arbitrale rendono opportuno in questa sede sia svolgere alcune notazioni sugli strumenti giuridici dell'Autorità, sia illustrare gli aspetti di maggiore interesse della prima pronuncia.

L'Autorità mette a disposizione di utenti ed esercenti dei settori regolati una serie di rimedi di elevata efficienza per la tutela dei propri interessi.

In primo luogo, essa ha il potere di ordinare la cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti comminando una sanzione amministrativa. Tale intervento è previsto rispetto a condotte patologiche in atto, ossia a situazioni in cui è preminente l'esigenza di ricondurre il comportamento dell'esercente al rispetto della disciplina del rapporto commerciale. Si tratta di un rimedio che è accessibile anche nei casi nei quali non è dato riscontrare il rischio di un danno grave e irreparabile e che il soggetto interessato può chiedere direttamente all'Autorità senza la necessità di affidarsi a un patrocinatore. Data la sostanziale natura cautelare del rimedio, qualora ricorrano obiettive esigenze di urgenza l'Autorità può adottare il provvedimento senza avviare un procedimento. Un ulteriore vantaggio è costituito dal fatto che l'interessato ottiene un atto di accertamento della violazione compiuta a suo danno, che costituisce un consistente elemento probatorio a supporto di un'eventuale azione di risarcimento dei danni in sede civile.

Un altro strumento di carattere giustiziale a disposizione dell'Autorità è quello sanzionatorio. Anche se ricade in una misura che risponde primariamente all'interesse del sistema a colpire le violazioni del quadro regolatorio, la procedura sanzionatoria può rivelarsi funzionale all'interesse dei soggetti che abbiano subito gli effetti della condotta antigiusdiziale. L'avvio della procedura sanzionatoria (alla quale si ha titolo a partecipare in contraddittorio con l'esercente) consentirà di ottenere un accertamento qualificato da utilizzare in sede civile per ottenere l'eventuale condanna al risarcimento dei danni patiti.

Gli utenti e gli esercenti, nel caso abbiano a lamentare condotte anticoncorrenziali, possono decidere di denunciarle all'Autorità che valuterà se segnalare all'Autorità garante della concorrenza e del mercato eventuali comportamenti che possano costituire violazioni della legge n. 287 del 10 ottobre 1990. È evidente che dar luogo a una segnalazione dell'Autorità comporta un impulso qualificato all'intervento del Garante rafforzando la denuncia e la possibilità di provocare interventi che rimuovano la situazione ostativa della concorrenza.

L'attivazione della funzione arbitrale completa il corredo di strumenti di tutela. Gli interessati possono accedere a un rimedio giurisdizionale attraverso il quale ottenere una tutela di tipo reintegratorio. L'Autorità, con la sua azione, vuole garantire la tecnicità e l'economicità del giudizio e per il momento, in carenza del regolamento governativo, ha ritenuto di non prefigurare nel dettaglio l'impianto procedurale, lasciando ampi margini all'autonomia delle parti. Qualora le parti decidano di optare per l'arbitrato, la presidenza del Collegio arbitrale viene assunta dall'Autorità, nella persona del responsabile della Direzione legislativo e legale (o di un suo delegato). L'Autorità, inoltre, attraverso le proprie strutture offre un supporto alla gestione delle attività di *back office* e della logistica (sede dell'arbitrato), nonché alle eventuali esigenze di carattere peritale.

Lodo n. 1-06

La prima decisione emessa in esito a un arbitrato amministrato dall'Autorità, come detto, è intervenuta su una controversia insorta nell'ambito di un contratto di erogazione del servizio di trasporto del gas naturale sulla rete ad alta pressione.

Gli arbitri hanno dovuto affrontare innanzitutto la questione dell'autonomia negoziale delle parti nella definizione della disciplina del rapporto commerciale.

L'inquadramento è stato operato a partire dall'art. 24, comma 5,

del decreto legislativo n. 164/00, che prevede due livelli: al primo si colloca l'attività di regolazione dell'Autorità orientata a garantire "la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità nell'erogazione del servizio di trasporto"; al secondo l'attività delle imprese di trasporto che, sulla base della disciplina definita dall'Autorità sono tenute a predisporre condizioni generali di contratto (il Codice di rete), poi trasmesse alla stessa Autorità per la loro approvazione.

La cornice normativa attualmente definita dall'Autorità con la delibera n. 137/02 disciplina sia la fase genetica del rapporto (accesso al servizio), sia quella dinamica dello stesso (erogazione del servizio), con la conseguenza che il Codice di rete, oltre a definire condizioni generali di contratto propriamente intese, reca anche le disposizioni disciplinanti una fase pre-contrattuale, comprendente le attività finalizzate all'avvio del singolo rapporto commerciale. Tale assetto normativo conferisce alle disposizioni transitorie vigenti valore tassativo, sottraendole alla libera contrattazione delle parti.

La disciplina della fase pre-contrattuale, la cd. "procedura di conferimento", prende avvio con la richiesta di conferimento di capacità che si sostanzia in una proposta contrattuale nella quale il potenziale utente indica i parametri generali variabili del rapporto (punti di immissione e di prelievo interessati dall'esecuzione del contratto, nonché per ciascun punto, la capacità necessaria). Tali parametri compongono l'unica materia sulla quale si esplica l'autonomia contrattuale delle parti. Il conferimento di capacità costituisce un adempimento dell'impresa di trasporto, qualificabile in due modi diversi a seconda dell'esito che comportano rispetto alla richiesta dell'utente: qualora l'esercente disponga della capacità richiesta dall'utente, il conferimento costituisce accettazione della proposta e comporta la formazione del rapporto contrattuale; nel caso opposto, il conferimento deve essere qualificato in termini di nuova proposta contrattuale.

Conseguentemente, il successivo passaggio previsto dal Codice di rete, basato su un adempimento posto a carico dell'utente, e qualificato come "conferma", assume due diversi significati sul piano giuridico: nel primo caso la mancata conferma costituisce la manifestazione della volontà di esercitare una facoltà di recesso riconosciuta all'utente; nel secondo caso, la conferma dell'utente si configura come accettazione della contro-proposta dell'esercente. Quale che sia la variante che in concreto si verifichi, l'adempimento in questione comporta il perfezionamento del contratto nella sua definitiva consistenza tecnico-contenutistica. La sottoscrizione del modulo di accettazione delle condizioni generali di contratto (con-

tratto di trasporto), pertanto, è del tutto irrilevante ai fini della genesi del rapporto. Nel caso in cui, in esito alla procedura di conferimento l'utente non abbia acquisito capacità presso un punto di prelievo della rete di trasporto, l'eventuale ritiro di gas presso tale punto da parte dei clienti dell'utente stesso non implica la materiale erogazione del servizio di *settlement* dal momento che l'esercente non ha la possibilità materiale di adeguare i flussi fisici alla situazione commerciale maturata in esito alle procedure vincolanti.

Il Collegio arbitrale, quindi, in esito a una analitica ricostruzione della dinamica di perfezionamento del contratto di trasporto, ha escluso che una siffatta situazione possa dar luogo a una deroga alla procedura sopra sinteticamente ricostruita per due ordini di ragioni: primariamente, per il fatto che alle parti non è disponibile la deroga alle disposizioni procedurali; secondariamente, per il fatto che, comunque, data la concreta modalità di funzionamento del sistema di trasporto, non è sostenibile che la condotta implichi un assenso dell'esercente alla modifica delle regole per atti concludenti.

Un'ulteriore questione affrontata è stata quella della natura giuridica del corrispettivo di scostamento, e più in particolare il fatto che esso possa essere qualificato alla stregua di una penale (il Codice civile ne consentirebbe, a certe condizioni, la riduzione in via equitativa).

Il Collegio ha deciso poiché si tratta di uno dei corrispettivi di bilanciamento, costituendo in particolare la somma che l'utente è tenuto a versare all'impresa erogatrice del servizio di trasporto del gas naturale qualora effettui immissioni e prelievi eccedenti le capacità conferite. La previsione, da parte dell'Autorità, di tale corrispettivo è evidentemente diretta a tutelare l'interesse generale al corretto funzionamento del servizio di trasporto di gas naturale. Ciò si desume dal fatto che la regolazione delle condizioni economiche del servizio di trasporto dispone che il corrispettivo di scostamento fatturato dall'impresa di trasporto sia considerato in sede di determinazione delle tariffe di trasporto dell'anno successivo in detrazione dal valore dei ricavi riconosciuti. Ne consegue che il corrispettivo di scostamento non può essere qualificato alla stregua della clausola penale, prevista dagli artt. 1382 e seguenti del Codice civile, la quale è, per natura, "radicata" nell'ambito delle tutele interne al singolo rapporto che il regolamento contrattuale definisce a tutela degli interessi della parte che beneficia della suddetta clausola. Tale soluzione è confermata dal tenore letterale dello stesso Codice di rete predisposto da Snam Rete Gas che, laddove ha inteso introdurre clausole penali, le ha espressamente qualificate come tali (si veda, per esempio, la clausola penale prevista dal Capitolo 5, par. 4.3, del suddetto Codice di rete).

4.

Obblighi di
servizio pubblico
e tutela
dei consumatori

Tutela dei consumatori nei mercati energetici liberalizzati

Nel corso dell'anno 2005 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha svolto un' incisiva attività tesa alla tutela dei consumatori sia nel mercato elettrico sia in quello del gas.

In particolare, relativamente al mercato elettrico, l'Autorità ha avviato importanti procedimenti che porteranno all'adozione di efficaci strumenti di tutela della clientela finale, in vista della completa liberalizzazione del settore prevista per l'1 luglio 2007. Poiché ogni cliente finale sarà un cliente idoneo e potrà contrattare liberamente le condizioni di fornitura, si avverte l'esigenza di innalzare il livello di tutela offerto a ogni consumatore al fine di consentire scelte informate e consapevoli tra le varie offerte contrattuali che verranno proposte sul mercato.

Conseguentemente, l'Autorità, con riferimento al segmento della

vendita al dettaglio, ha pubblicato il Documento per la consultazione avente per oggetto la redazione di un Codice di condotta commerciale per la tutela dei clienti idonei nel mercato libero, nonché il Documento per la consultazione in merito al miglioramento della trasparenza e della comprensibilità delle bollette.

Per quanto riguarda il mercato gas, l'Autorità è intervenuta nel settore della vendita ai clienti finali, liberalizzato sin dall'1 gennaio 2003, attraverso una Istruttoria conoscitiva avente a oggetto il rispetto delle condizioni poste dal Codice di condotta commerciale adottato con la delibera 22 luglio 2004, n. 126.

In entrambi i mercati l'attività di regolazione è stata affiancata da una costante e intensa attività di vigilanza e controllo del rispetto della regolazione vigente.

Mercato elettrico

Trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità – Documento per la consultazione ai fini della revisione della delibera 16 marzo 2000, n. 55

Con la delibera 21 giugno 2005, n. 117, l'Autorità ha avviato il processo di revisione sia della disciplina delle condizioni contrattuali di fornitura per i clienti del mercato vincolato elettrico (delibera 28 dicembre 1999, n. 200), sia della delibera 16 marzo 2000, n. 55, relativa alla trasparenza delle bollette. In particolare, per quanto riguarda quest'ultimo ambito di intervento, in data 15 febbraio 2006 l'Autorità ha pubblicato un Documento per un'ampia consultazione in merito a nuove proposte per migliorare la leggibilità e la comprensibilità delle bollette dell'energia elettrica, a maggior tutela dei clienti finali, così come previsto nella delibera n. 117/05. Le proposte dell'Autorità, che modificano e integrano le regole di trasparenza già fissate con la delibera n. 55/00, traggono origine dalle modifiche verificatesi nel mercato durante gli ultimi anni, anche a seguito della progressiva liberalizzazione dell'attività di vendita di energia elettrica ai clienti finali.

Infatti, la bolletta costituisce il fondamentale canale di comunicazione tra clienti e aziende fornitrici ed è il principale strumento di verifica dei dati sulla fornitura, quali la spesa e i consumi. Pertanto, è fondamentale che tutti i clienti dispongano di una bolletta redatta in modo chiaro e comprensibile, che contenga informazioni complete e trasparenti.

Peraltro, soprattutto in vista della completa liberalizzazione del mercato elettrico, la bolletta costituirà per il consumatore lo strumento utile per confrontare le offerte proposte dai nuovi fornitori. Inoltre, potrà offrire al cliente finale un utile supporto al fine di verificare la corretta applicazione delle condizioni contrattuali ed economiche che ha sottoscritto con il fornitore e la convenienza del prezzo che gli viene praticato.

Per quanto riguarda la parte della bolletta che espone i costi per il cliente, nel Documento per la consultazione vengono formulate proposte per contemperare le esigenze di semplificazione con la completezza delle informazioni.

A tal riguardo, l'Autorità propone che la nuova bolletta elettrica riporti due distinti quadri di presentazione:

- uno sintetico e semplificato per le voci principali che compongono l'importo totale della bolletta, affinché il cliente possa conoscere in modo immediato la spesa complessiva, in relazione alle caratteristiche della fornitura, ai consumi e alla tariffa applicata;
- uno di dettaglio che permetta ai clienti di effettuare un'analisi più approfondita di tutti gli elementi costitutivi del prezzo e di replicare i calcoli che portano alla determinazione dell'importo finale della bolletta. Il quadro di dettaglio può inoltre rappresentare un valido strumento per valutare e confrontare le offerte che verranno proposte dai fornitori.

Nel Documento per la consultazione l'Autorità ipotizza di rafforzare il contenuto informativo della bolletta, attraverso notizie aggiuntive riguardanti l'andamento dei consumi, medi e complessivi, e introducendo uno spazio dedicato alle "comunicazioni istituzionali" della stessa Autorità.

Essa ritiene inoltre che le garanzie di trasparenza dei documenti di fatturazione debbano essere estese ai clienti del mercato libero i quali abbiano conferito mandato a un grossista/venditore per la stipula dei contratti di distribuzione e dispacciamento, ai sensi dell'art. 5, comma 5.3, della delibera 30 dicembre 2003, n. 168 e successive modifiche e integrazioni; e che debbano pertanto essere vincolanti almeno per questi esercenti il servizio di vendita.

La proposta di estendere le regole di trasparenza dei documenti di fatturazione ai clienti idonei finali del mercato libero che abbiano conferito mandato per la stipula dei contratti di distribuzione e dispacciamento, fatti salvi i necessari adattamenti, viene formulata in considerazione delle attuali condizioni del mercato. Si ritiene tuttavia che tali garanzie potranno essere gradualmente attenuate nella misura in cui lo sviluppo di una concorrenza effettiva aumenti il grado di trasparenza del mercato.

Documento per la consultazione avente per oggetto l'adozione del Codice di condotta commerciale per la tutela dei clienti idonei

In un sistema di mercato liberalizzato la concorrenza tra gli operatori dovrebbe fornire sufficienti garanzie sulla possibilità, per tutti i clienti finali, di disporre, a un prezzo ragionevole, di un ser-

vizio di qualità adeguata alle proprie esigenze. Con l'apertura dei mercati, infatti, i consumatori possono scegliere fra una gamma di offerte a prezzi differenziati; tuttavia, la resistenza al cambiamento del fornitore costituisce un ostacolo al verificarsi di condizioni concorrenziali e una barriera all'entrata di nuovi operatori.

Sulla base di queste premesse, l'Autorità ritiene che l'informazione completa, corretta e comprensibile possa consentire ai clienti di conoscere le caratteristiche e le condizioni economiche del servizio e di confrontare le offerte beneficiando pienamente dell'apertura del mercato. Si rende pertanto necessario, da parte del regolatore, individuare strumenti di tutela, quali il Codice di condotta, che, senza comportare eccessive rigidità per gli operatori, consentano al cliente finale di valutare con completezza e consapevolezza le diverse offerte appropriandosi dei benefici della concorrenza. In data 19 dicembre 2005, l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione avente per oggetto la redazione del Codice di condotta commerciale per la tutela dei clienti idonei che ricevono offerte per concludere contratti di fornitura di energia elettrica nel mercato libero.

Nel Documento per la consultazione l'Autorità ha proposto che il Codice di condotta commerciale:

- si applichi a tutti i soggetti esercenti l'attività di vendita di energia elettrica nei confronti dei clienti idonei finali connessi in bassa e media tensione con consumi fino a 100.000 kWh/anno;
- fissi le regole generali di correttezza da osservare nella promozione delle offerte commerciali, fatte salve le competenze dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato in materia di pubblicità ingannevole e comparativa;
- indichi le informazioni minime relative alle condizioni economiche e contrattuali di un'offerta commerciale che devono es-

sere rese note ai clienti idonei finali prima della conclusione di un nuovo contratto, anche al fine di consentire la confrontabilità tra offerte diverse;

- stabilisca che deve essere rilasciata, a cura dell'esercente l'attività di vendita, copia del contratto e che il cliente possa recedere senza oneri entro 10 giorni dalla conclusione del contratto, se concluso in luogo diverso dai locali commerciali dell'esercente, o entro 10 giorni dal ricevimento del contratto, se concluso attraverso forme di comunicazione a distanza.

In questa fase di avvio del mercato, il Codice, definendo regole di comportamento uniformi su tutto il territorio nazionale, garantisce inoltre che la competizione tra venditori si svolga a parità di condizioni e costituisce, anche sotto questo profilo, un elemento di stimolo alla concorrenza.

La fase di consultazione si è chiusa il 15 febbraio 2006.

Il Codice di condotta commerciale non incide direttamente sul contenuto del contratto di fornitura, che è lasciato alla libera ma consapevole disponibilità delle parti; tuttavia, impone regole di correttezza nella promozione delle offerte commerciali e nella conclusione dei contratti, nonché il contenuto delle informazioni minime relative ai corrispettivi e alle condizioni contrattuali. In tal modo il Codice consente di garantire, a beneficio del cliente finale, una informazione corretta, completa e comprensibile, che accresca la fiducia nel mercato e consenta di contenere possibili controversie legate allo svolgimento del rapporto contrattuale.

L'Autorità, a seguito degli esiti dell'Istruttoria conoscitiva avviata con la delibera 12 luglio 2005, n. 141, valuterà la necessità di un'eventuale definizione dei contenuti del contratto in conformità ai poteri attribuiti dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Mercato gas

Dall'1 gennaio 2003 tutti i clienti finali del servizio gas sono liberi di scegliere il loro fornitore. La completa liberalizzazione del mercato ha posto l'esigenza di innalzare il livello di tutela della clientela finale, anche al fine di consentire al consumatore di effettuare scelte informate e consapevoli tra le varie possibili offerte contrattuali, che vengono proposte sul mercato.

Lo strumento individuato dall'Autorità per garantire tali obiettivi è il Codice di condotta commerciale, adottato con la delibera n. 126/04. Esso raccoglie le norme cui devono attenersi tutti i venditori del

mercato liberalizzato del gas nel presentare offerte commerciali ai consumatori di piccole dimensioni che hanno maggiore necessità di tutela, a causa delle ridotte capacità negoziali nei confronti delle imprese. In particolare, il Codice impone precisi obblighi relativamente alla trasparenza delle informazioni, alle modalità di presentazione delle offerte, alla confrontabilità dei prezzi, alla scomposizione delle diverse voci che determinano il costo finale per il cliente, alla semplicità del linguaggio utilizzato nei contratti.

Rapporto con le associazioni dei consumatori

Il Protocollo d'intesa, sottoscritto nel 2001 tra l'Autorità e le associazioni dei consumatori e degli utenti rappresentati dal Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU), prevede la realizzazione di attività congiunte con l'obiettivo di promuovere una corretta e diffusa informazione riguardo ai servizi elettrico e gas, valorizzando l'esperienza e le iniziative delle associazioni rappresentate. In attuazione del suddetto Protocollo, sono già stati realizzati nel passato progetti di formazione rivolti alle associazioni di consumatori. L'obiettivo di tali progetti era quello di qualificare le attività di informazione e assistenza ai clienti finali svolte dagli operatori delle associazioni medesime.

A tal fine, sono stati utilizzati tre differenti strumenti formativi: seminari residenziali, realizzati dal personale degli Uffici dell'Autorità e rivolti ai rappresentanti nazionali delle associazioni dei consumatori; seminari residenziali, realizzati direttamente dalle associazioni interessate e rivolti ai rappresentanti locali delle stesse, mediante la selezione e il finanziamento di progetti da parte

dell'Autorità; corsi di formazione a distanza basati sulla metodologia *e-learning*, rivolti a una platea potenziale di 500 operatori delle associazioni interessate. Queste attività sono state confermate e implementate nel corso del 2005.

In particolare, relativamente alla formazione residenziale, con le risorse economiche a disposizione è stato possibile finanziare 6 seminari attinenti i settori elettrico e gas, che sono stati autonomamente svolti dalle associazioni e hanno coinvolto circa 150 operatori delle stesse. La selezione dei progetti è avvenuta sulla base di criteri preventivamente individuati dall'Autorità e resi noti a tutte le associazioni.

Per quanto riguarda la formazione a distanza, invece, i corsi di formazione e aggiornamento basati sulla metodologia *e-learning* sono stati attivati a partire da maggio 2005. Per garantire l'accesso su base paritaria a tutte le associazioni interessate, in sede di prima ripartizione sono state assegnate licenze per 264 iscrizioni, prevedendo un tetto massimo di queste ultime per ciascuna asso-

ciazione. In seguito, si è provveduto all'assegnazione delle rimanenti licenze con criterio cronologico sulla base delle ulteriori richieste, così da raggiungere un totale di circa 400 iscrizioni.

La formazione a distanza in modalità *e-learning* si sviluppa in due corsi (dedicati uno al settore elettrico e l'altro a quello del gas), direttamente accessibili tramite Internet e articolati in sette moduli formativi. Nell'individuare gli argomenti di trattazione si è ritenuto opportuno procedere illustrando preliminarmente gli scenari normativi di riferimento e le problematiche connesse con i processi di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, per poi soffermarsi sugli aspetti più specifici e più vicini alla clientela finale, relativi ai rapporti di utenza e ai contratti di somministrazione. I contenuti e il loro aggiornamento sono direttamente gestiti dall'Autorità come tutte le funzioni di supporto correlate.

Per ciascuno dei moduli nei quali si articolano i corsi è stato predisposto un test di autovalutazione, che segnali allo studente

l'opportunità di un maggiore approfondimento degli argomenti trattati in caso di esito insufficiente. Sono inoltre disponibili ulteriori funzionalità caratteristiche degli strumenti *e-learning*, tra cui un forum dedicato, per consentire la comunicazione diretta tra i fruitori del corso che desiderano condividere esperienze e osservazioni in merito alle problematiche trattate.

La modalità formativa così individuata, oltre a garantire rapidi aggiornamenti sulle novità introdotte, consente altresì di potenziare, sui fronti della formazione e dell'informazione, l'interattività tra associazioni dei consumatori e Autorità.

Da ultimo, si segnala che anche nel corso del 2005 sono stati realizzati incontri del Gruppo di lavoro congiunto Autorità-CNCU relativi alla trasparenza delle bollette e alle tariffe elettriche biorarie. Incontri tecnici sono stati dedicati ad alcuni Documenti per la consultazione dell'Autorità, al fine di favorirne la comprensione da parte delle associazioni.

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

Indagini e istruttorie conoscitive

Attività conoscitive in materia di accesso al servizio di misura dell'energia elettrica

L'Autorità, con l'art. 35 della delibera 30 gennaio 2004, n. 5, ha individuato nell'impresa distributrice il soggetto responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica. L'accesso a parità di condizioni a tale servizio, che comprende sia l'attività di installazione e

manutenzione dei misuratori, sia quella di rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica, costituisce un prerequisito essenziale per garantire il servizio elettrico ai clienti finali. Inoltre l'art. 2, comma 12, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481, stabilisce tra l'altro che l'Autorità controlli l'effettiva attuazione delle condizioni e delle modalità di accesso ai servizi da parte dei soggetti esercenti, nel rispetto dei principi della concor-

renza e della trasparenza, anche al fine di prevedere l'obbligo di prestazione del servizio in condizioni di eguaglianza.

Vista l'importanza dell'accesso al servizio di misura per il corretto funzionamento del mercato elettrico, l'Autorità, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera c), della legge n. 481/95, ha avviato un provvedimento (delibera 21 dicembre 2004, n. 227) finalizzato a verificare il rispetto degli obblighi posti a carico delle imprese distributrici dagli artt. 36 e 41 del Testo integrato. Le indagini effettuate hanno evidenziato ritardi e inadempimenti, da parte di alcune imprese distributrici, nelle attività di installazione dei misuratori orari, relativamente alle disposizioni di cui:

- all'art. 36 del Testo integrato, in materia di installazione di misuratori orari nei punti di prelievo di clienti del mercato libero in altissima, alta e media tensione e nei punti di prelievo di clienti del mercato vincolato in alta tensione;
- all'art. 41 del medesimo provvedimento, in materia di installazione di misuratori orari nei punti di prelievo, indipendentemente dall'appartenenza dei clienti finali corrispondenti a detti punti al mercato libero o a quello vincolato.

Gli esiti dell'attività conoscitiva hanno indotto l'Autorità a diffidare le imprese distributrici inottemperanti ad adempiere agli obblighi previsti in relazione all'installazione dei misuratori orari per i punti di prelievo in altissima, alta e media tensione con potenza disponibile superiore a 201 kW, entro il 31 dicembre 2005 (delibera 4 agosto 2005, n. 174).

Istruttoria conoscitiva in materia di accesso al servizio di aggregazione delle misure di energia elettrica

In seguito all'avvio del dispacciamento di merito economico con la partecipazione attiva della domanda, la delibera n. 168/03 ha istituito il servizio di aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini del dispacciamento, di cui TERNA risulta responsabile. L'aggregazione delle misure viene effettuata da quest'ultima che si avvale dell'opera dei distributori. Essi devono effettuare la rilevazione e la registrazione delle misure e devono trasmetterle sia a TERNA sia a ciascun utente del dispacciamento. In tale ambito riveste particolare importanza la trasmissione dei flussi informativi. Altrettanto rilevante per la fruibilità e la diffusione del servizio elettrico, nonché per l'ordinato svolgimento del dispacciamento di merito economico, appare il servizio di aggregazione e trasmissio-

ne delle misure. In seguito ad alcune segnalazioni di irregolarità e di ritardi nell'erogazione del suddetto servizio, l'Autorità ha quindi ritenuto opportuno avviare un'Istruttoria conoscitiva (delibera 8 marzo 2005, n. 39) finalizzata alla verifica del rispetto degli obblighi introdotti dalla delibera n. 168/03.

Tale istruttoria è attualmente in fase conclusiva.

Istruttoria conoscitiva sul servizio di vendita di energia elettrica ai clienti idonei e sul livello di concorrenza tra esercenti il medesimo servizio

Con il progressivo ampliamento del segmento di mercato costituito dai clienti idonei, risulta essenziale una corretta valutazione del livello di concorrenza nella vendita di energia elettrica ai clienti finali, con riferimento alle condizioni sia economiche sia contrattuali.

A tal fine, l'Autorità ha ritenuto necessario avviare un'Istruttoria conoscitiva (delibera n. 141/05) così da effettuare approfondimenti sul servizio di vendita di energia elettrica ai clienti idonei e sul livello di concorrenza tra i diversi esercenti tale servizio.

L'istruttoria, la cui durata è tale da accompagnare, sino al suo naturale completamento, il processo di apertura del mercato libero prevista per l'1 luglio 2007, è principalmente finalizzata all'adozione di eventuali interventi volti a promuovere la concorrenza tra esercenti il servizio di vendita e, nel contempo, tutelare gli interessi di utenti e consumatori, essendo la regolazione della vendita di energia elettrica al mercato vincolato già oggetto di specifici provvedimenti dell'Autorità.

Chiusura dell'indagine sul mercato della vendita gas ai clienti finali

Con la delibera 24 marzo 2005, n. 48, l'Autorità ha avviato un procedimento ai sensi dell'art. 14, comma 1, della delibera 4 dicembre 2003, n. 138, per verificare il grado di concorrenza sul mercato della vendita gas ai clienti finali. Il procedimento (chiuso con delibera 15 febbraio 2006, n. 31) ha permesso di delineare un quadro aggiornato dell'attuale grado di concorrenza del mercato oggetto d'indagine. Le principali informazioni e conclusioni emerse sono state riportate nel rapporto *Situazione del mercato della vendita del gas naturale ai clienti finali in Italia* (si veda per il dettaglio il primo volume di questa *Relazione Annuale*).

In particolare, il rapporto conferma:

- l'esistenza di carenze sul lato degli approvvigionamenti, in grado

di pregiudicare la sicurezza delle forniture e di precludere sostanzialmente l'evoluzione del sistema verso assetti più competitivi;

- uno scarso grado di concorrenza nella vendita ai clienti finali in particolare per i consumatori di piccole e medie dimensioni.

Il settore della vendita ai clienti finali è fortemente influenzato dal controllo che viene esercitato da Eni Spa, il maggiore operatore nazionale, su tutte le infrastrutture d'importazione. La mancanza di forniture autonome sul mercato internazionale del gas condiziona pesantemente l'attività di vendita delle imprese nel mercato finale, le quali possono rifornirsi ricorrendo al mercato all'ingrosso, anch'esso alimentato principalmente dai quantitativi resi disponibili dall'operatore principale. In aggiunta al problema degli approvvigionamenti, va considerato che il settore del gas in Italia è stato storicamente caratterizzato dalla presenza di un numero elevato di imprese, operanti essenzialmente a livello locale, in condizioni di monopolio legale per le forniture cd. "civili" (domestiche e piccola industria-commercio) allacciate alle reti cittadine. Nonostante l'avvento della liberalizzazione, rimane infatti una marcata segmentazione territoriale in modo particolare per il settore civile.

In questo contesto il mercato della vendita ai clienti finali mostra comunque segnali di evoluzione quali una dinamica molto vivace, come desumibile anche dalle autorizzazioni alla vendita (circa 400), rilasciate a livello nazionale dal Ministero delle attività produttive, seppure con significative differenziazioni a livello locale, relativamente al numero e alla tipologia di imprese coinvolte.

Una rappresentazione sintetica dell'evoluzione competitiva del mercato è espressa anche dall'intensità con la quale i clienti gas fanno ricorso a forniture alternative a quella dell'operatore più importante nel mercato (*incumbent* nazionale o locale, in precedenza integrato con le reti di trasporto o di distribuzione).

Il dato inerente il numero di consumatori che hanno cambiato fornitore almeno una volta (cd. "tasso di *switching*") tra il 21 giugno 2000 (la data di avvio formale del processo di liberalizzazione, che corrisponde all'entrata in vigore del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164) e l'1 giugno 2005, nonché i relativi volumi, è stato raccolto dall'Autorità attraverso una specifica indagine rivolta ai gestori delle reti di trasporto e distribuzione. Gli esiti dell'indagine mostrano come il tasso di *switching*, espresso in percentuale di consumatori che hanno cambiato fornitore con riferimento ai punti di riconsegna attivi l'1 giugno 2005 e alle quantità di gas ivi erogate annualmente, dipende dalle classi di consumo considerate. Si osservano, in particolare: una scarsissima mobilità

dei piccoli clienti finali, costituiti principalmente da famiglie; bassi tassi di *switching* per le utenze intermedie, tra le quali figurano, oltre che consumatori domestici, anche esercizi commerciali e piccole imprese industriali quasi sempre allacciate alle reti di distribuzione locali; un'elevata dinamicità dei grandi consumatori. Si tratta di un risultato atteso, in ragione della forte attrattività reddituale che tali clienti esercitano sulle società di vendita, in virtù dei loro consistenti volumi unitari.

Oltre all'analisi sui tassi di cambio fornitore, risulta interessante, per comprendere la situazione del mercato della vendita del gas, analizzare i prezzi medi di fornitura praticati ai clienti finali per le diverse classi di consumo. I dati mostrano come la variabilità dei prezzi tenda a diminuire all'aumentare delle classi di consumo, risultando minima per consumi elevati. Sembrerebbe emergere con evidenza, anche dall'esame dei prezzi medi, che solo nel settore industriale si possa riscontrare una presenza significativa di offerte variegata dal punto di vista commerciale, a differenza di quanto accade per le categorie di consumo inferiore, allacciate alle reti di distribuzione, per le quali invece prevalgono offerte meno concorrenziali, generalmente allineate a quelle fissate dall'Autorità.

Sulla base delle conclusioni evidenziate nel rapporto, l'Autorità, il 15 febbraio 2006, nell'esercizio delle proprie funzioni consultive e di segnalazione al Parlamento e al Governo, ha formulato osservazioni e proposte per interventi finalizzati sia allo sviluppo della concorrenza nella fase di vendita del gas ai clienti finali, sia alla tutela dei consumatori.

Indagini sulla qualità dei servizi gas e sulla sicurezza post contatore gas

Nel corso dell'anno 2005 si è svolta un'attività di controllo dei dati comunicati dai distributori, soprattutto per quanto riguarda il rispetto degli obblighi di servizio relativi alla sicurezza della distribuzione gas.

È così stata emanata la delibera 19 luglio 2005, n. 152, con la quale l'Autorità ha diffidato 30 distributori di gas a recuperare entro il 2005 le ispezioni delle reti non effettuate nel 2004, ai fini dell'individuazione delle dispersioni di gas, pena l'avvio di procedimenti individuali a scopi sanzionatori.

La verifica dei dati di sicurezza ha consentito, inoltre, di supportare la Direzione legislativo e legale nella predisposizione delle delibere 27 luglio 2005, n. 155 e n. 156, di avvio di istruttorie formali nei confronti di distributori risultati inadempienti rispetto alle di-

sposizioni emanate dall'Autorità in tema di sicurezza del servizio di distribuzione del gas.

Con la delibera 20 settembre 2005, n. 192, l'Autorità ha avviato tra l'altro un'Istruttoria conoscitiva volta ad accertare l'adeguatezza dei comportamenti messi in atto dai distributori e dai venditori di gas per l'attuazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40, relativa alle attività di accertamento della sicurezza post contatore gas.

L'istruttoria si è conclusa con l'approvazione e la pubblicazione del resoconto dell'indagine con la delibera 27 febbraio 2006, n. 42, che ha evidenziato:

- l'assenza, per la maggior parte dei soggetti sottoposti a indagine, di esiti che facessero supporre il mancato adempimento della delibera n. 40/04;
- la presenza di tre soggetti (Enel Gas Spa, Enel Rete Gas Spa e Italgas Spa) per i quali si è ritenuto opportuno effettuare una verifica in loco della piena attuazione della delibera n. 40/04;
- la presenza di 16 venditori di gas che non hanno dato piena attuazione agli obblighi di comunicazione previsti dalla delibera n. 40/04; tali soggetti sono stati diffidati ad adempiere a tali obblighi entro il 30 giugno 2006, pena l'avvio di procedimenti individuali a fini sanzionatori.

Indagine sulla correttezza dei comportamenti posti in essere dai soggetti che operano nel mercato della vendita gas ai clienti finali

Nel corso del 2005, sono pervenute agli Uffici dell'Autorità numerose segnalazioni da parte di clienti finali che lamentavano comportamenti di soggetti autorizzati alla vendita non in linea con i principi stabiliti dalla delibera n. 126/04 (si veda il par. *Mercato gas*) a tutela della possibilità per il cliente finale medesimo di effettuare una consapevole e libera scelta del fornitore di gas naturale.

Sono altresì pervenute segnalazioni da parte di soggetti autorizzati alla vendita che lamentavano a loro volta comportamenti contrari, tra l'altro, delle prescrizioni di cui alla delibera n. 126/04 a tutela della trasparenza, completezza e non discriminazione del-

le informazioni, da parte di soggetti concorrenti.

Da tali segnalazioni sono peraltro emersi ulteriori elementi che parrebbero concretizzare comportamenti che contrastano con l'esigenza di garantire la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del servizio di distribuzione e delle relative attività accessorie. In particolare, i comportamenti rilevati potrebbero contribuire alla creazione di barriere all'uscita del cliente finale o all'entrata di operatori concorrenti della società di vendita societariamente collegata o controllata.

Pertanto, al fine di verificare la correttezza dei soggetti che operano nel mercato, l'Autorità ha avviato con la delibera 28 ottobre 2005, n. 225, un'Istruttoria conoscitiva sui comportamenti posti in essere dagli operatori che vendono il gas naturale ai clienti finali.

Nel corso dell'attività di indagine, che si concluderà entro il 31 luglio 2006, l'Autorità acquisirà la più ampia campionatura di comportamenti, non solo attraverso il confronto con gli operatori, ma anche tramite rilevazioni dirette presso soggetti interessati e consumatori. Specificamente, gli Uffici dell'Autorità hanno predisposto questionari, contenuti quesiti in merito alle problematiche più significative emerse dalla valutazione delle suddette segnalazioni, che sono stati inviati ai maggiori operatori del settore della vendita di gas ai clienti finali, rappresentativi di più del 70% del settore in termini di clienti forniti.

In special modo, l'Istruttoria conoscitiva valuterà i comportamenti commerciali mirati all'acquisizione di nuovi clienti e alla riacquisizione di clienti trasferiti ad altro venditore. Inoltre, saranno oggetto di valutazione anche i comportamenti dei distributori che potrebbero costituire un eventuale ostacolo al trasferimento di clienti finali verso altri venditori o al subentro di operatori concorrenti della società di vendita collegata al distributore stesso.

L'Istruttoria conoscitiva, i cui risultati permetteranno di promuovere ulteriormente la concorrenza e tutelare gli interessi di utenti e consumatori, costituirà un importante strumento di conoscenza e si affiancherà alla ordinaria azione di vigilanza volta a contrastare comportamenti lesivi dei diritti degli utenti.

Vigilanza e controllo

Nel corso del 2005 l'Autorità ha progressivamente affiancato all'attività di regolazione quella di controllo sull'attuazione delle regole fissate nei periodi precedenti. Ciò al fine di richiamare gli esercenti al rispetto degli obblighi stabiliti e di individuare eventuali limiti della normativa, per intervenire con modifiche migliorative che rafforzino l'efficacia delle regole stesse. Oltre a svolgere l'attività di vigilanza attraverso una propria Direzione, l'Autorità si avvale anche di collaborazioni esterne, tra le quali spicca per importanza quella con la Guardia di Finanza.

Accanto a tutto questo esiste poi un'attività di controllo, attivata sulla base di specifiche segnalazioni, che normalmente coinvolge un particolare esercente su cui grava il sospetto di aver violato la normativa. Tale attività comporta l'apertura di procedimenti individuali, ai quali possono poi seguirne altri sanzionatori.

Nuovo Protocollo d'intesa con la Guardia di Finanza

Il 19 dicembre 2005 l'Autorità e la Guardia di Finanza hanno siglato un nuovo accordo di collaborazione che permetterà di potenziare, in modo consistente, le attività di vigilanza e controllo nei settori dell'energia elettrica e del gas.

Il nuovo accordo sviluppa e amplia il precedente Protocollo d'intesa, adottato nel settembre 2001, ed estende la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, appositamente istituito nel 1995 da quest'ultima per collaborare con le Autorità indipendenti.

In particolare, la Guardia di Finanza effettuerà accertamenti, anche con altri enti già operanti per conto dell'Autorità (Cassa conguaglio per il settore elettrico – CCSE, Stazione sperimentale per i combustibili, ENEA), in base a un programma annuale concordato dall'Autorità con il Comando reparti speciali del Corpo.

Tali controlli, orientati prioritariamente alla verifica delle condizioni di erogazione dei servizi di pubblica utilità (tariffe, qualità del servizio, sicurezza, accesso alle reti, incentivi alla produzione ecc.), determinano vantaggi e miglioramenti nei servizi erogati ai clienti e ai consumatori finali, consentendo all'Autorità di adottare provvedimenti di tipo prescrittivo o sanzionatorio nei casi di inadempienze commesse dagli operatori del settore energetico.

Altre risorse esterne coinvolte nelle attività di controllo dell'Autorità

Al fine di rafforzare e intensificare le attività di controllo e ispezione riguardanti impianti, processi, servizi e operatori dei settori elettrico e gas, segnalando eventuali illeciti e/o omissioni o integrando la normativa, l'Autorità si avvale, oltre che della Guardia di Finanza ai sensi di quanto previsto dal Protocollo d'intesa sopra richiamato, anche di altre importanti strutture esterne quali:

- la Stazione sperimentale per i combustibili, per l'effettuazione dei controlli tecnici della qualità del gas; si tratta di un ente pubblico economico, accreditato dal Sinal (Sistema nazionale per l'accreditamento dei laboratori) per l'esecuzione di prove riguardanti la valutazione dei combustibili (EN 45001), riconosciuto e autorizzato da decreti e provvedimenti di autorità pubbliche a effettuare rilevamenti e controlli in campo ambientale e per la sicurezza;
- la CCSE, per le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, assimilate alle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione;
- l'ENEA, per lo svolgimento delle attività di controllo nell'ambito della valutazione e della certificazione dei risparmi energetici.

Verifiche ispettive svolte nel 2005

Nel periodo 1 aprile 2005 – 31 marzo 2006 sono state effettuate 133 verifiche ispettive, di cui 83 in collaborazione con la Guardia di Finanza (in significativo incremento rispetto agli anni precedenti, Tav. 4.1). Esse hanno riguardato non soltanto la continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, la qualità del servizio gas (odorizzazione, potere calorifico e pressione di distribuzione) e il libero accesso al servizio per le attività di distribuzione e vendita del gas, ma anche la sicurezza e la qualità commerciale del servizio gas, la qualità commerciale del servizio elettrico, le tariffe gas e gli impianti di produzione di energia elettrica incentivata.

Giova rilevare che l'incremento quantitativo delle verifiche ispettive si è coniugato con le crescenti diversificazione e rilevanza dei settori di indagine.

TAV. 4.1

Sintesi delle attività ispettive svolte1 aprile – 31 marzo
degli anni indicati

SETTORE/SEGMENTO	DIMENSIONE IMPRESE ^(A)	VERIFICHE ISPETTIVE		
		2003	2004	2005
Qualità del servizio elettrico - Continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	4 G + 1 G (7 esercizi)	12	11	10
Qualità del servizio gas - Sicurezza e qualità commerciale	2 G + 1 M	-	2	3
Qualità del servizio gas - Grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione	13 G (32 impianti) + 25 M	-	38	57
Distribuzione e vendita gas - Libero accesso al servizio	3 G + 3 M + 3 P	6	20	9
Qualità commerciale del servizio elettrico	1 M	-	-	1
Tariffe gas	2 P	-	-	2
Importazione di energia elettrica	2 M	-	-	1
Impianti di produzione di energia elettrica incentivata	> 3.200 MW	1	-	50
TOTALE		19	71	133
Di cui in <i>outsourcing</i> o in collaborazione con:				
Guardia di Finanza		2	58	83
Stazione sperimentale per i combustibili		-	38	57
Cassa conguaglio per il settore elettrico		-	-	50

A) G = impresa grande con più di 100.000 utenti; M = impresa media con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; P = impresa piccola con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive sulla continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Nel corso del 2005 sono state effettuate 10 verifiche ispettive eseguite, congiuntamente da personale dell'Autorità e da militari della Guardia di Finanza, ai sensi della delibera 19 maggio 2005, n. 92, al fine di verificare:

- gli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al Titolo 2 del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici (delibera 30 gennaio 2004, n. 4 e successive modifiche e integrazioni);
- il calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità relativamente all'anno 2004, di cui al Titolo 3 del medesimo Testo integrato, anche ai fini di accertare quanto previsto in particolare dagli artt. 25, 26, 27 e 28;
- per gli esercenti che hanno affermato, ai sensi del comma 23.4 del medesimo Testo integrato, di essere in grado di rilevare il numero reale di clienti BT coinvolti in ciascuna interruzione, l'effettiva attuazione di quanto dichiarato, anche al fine di confermare il livello di franchigia in aumento rispetto ai livelli tendenziali degli anni 2004-2007 di cui alla delibera 29 luglio 2004, n. 133.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 4.2.

L'applicazione del nuovo Indice di sistema di registrazione (ISR), dell'Indice di precisione (IP) e dell'Indice di correttezza (IC) evidenzia la conformità dei controlli effettuati a meno di due esercizi di una società di distribuzione per i quali l'ISR risulta al di sotto delle tolleranze ammesse.

Complessivamente l'esito dei controlli è soddisfacente e conferma il progressivo miglioramento, in atto da alcuni anni, delle imprese distributrici nella registrazione delle interruzioni.

La sperimentazione del nuovo ISR è positiva in quanto le non conformità rilevate sono dovute a interruzioni brevi (non considerate nell'indicatore di riferimento), senza preavviso, non registrate; delle tre aziende che hanno dichiarato di poter effettuare la rilevazione del numero reale di clienti BT interessati da ciascuna interruzione, solo una è risultata in grado di raggiungere tale obiettivo.

Le verifiche ispettive, condotte presso 7 esercizi di Enel Distribuzione Spa e presso 3 imprese ex municipalizzate, hanno riguardato l'effettuazione di controlli sui dati di continuità del servizio forniti dagli esercenti e hanno comportato il controllo a campione delle interruzioni del servizio elettrico nell'anno 2004 presso i centri di telecontrollo degli esercenti.

Gli accertamenti sono stati eseguiti presso imprese distributrici ed esercizi di Enel Distribuzione scelti a campione, verificando la

TAV. 4.2

Verifiche ispettive in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Giugno 2005 – Novembre 2005

TIPOLOGIA DEL SERVIZIO	IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
SERVIZIO DISTRIBUZIONE ELETTRICA	3 grandi	applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico e sulla rilevazione del numero reale di clienti BT coinvolti in ciascuna interruzione	verificati 5 ambiti territoriali tutti validi verificato corretto sistema di rilevazione del numero effettivo di clienti BT coinvolti in ciascuna interruzione per una grande azienda
	7 esercizi di una grande impresa	applicazione delle delibere sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico	verificati 21 ambiti, tutti validi per Indice di precisione e Indice di correttezza verificata non conformità del nuovo Indice sistema di registrazione per 2 esercizi

A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000.

metodologia di registrazione delle interruzioni, anch'esse scelte a campione.

Le verifiche hanno comportato, in media, un sopralluogo della durata di 2 giorni e l'impiego di 4 persone, tra funzionari dell'Autorità, consulenti e personale dell'ENEA distaccato presso l'Autorità.

Verifiche ispettive in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas

Le verifiche ispettive sono state eseguite congiuntamente da personale dell'Autorità e da militari della Guardia di Finanza presso due imprese di grandi dimensioni e un'impresa di medie dimensioni ai sensi delle delibere 2 maggio 2005, n. 80 e n. 81, e 9 giugno 2005, n. 103.

Le ispezioni sono state finalizzate all'acquisizione degli elementi necessari per l'effettuazione di nuovi controlli di qualità del gas presso gli impianti di distribuzione rispetto ai quali non era stato possibile effettuare i precedenti controlli, nonché a verificare:

- le motivazioni della mancata collaborazione all'effettuazione dei controlli di qualità del gas svolti ai sensi della delibera 22 luglio 2004, n. 125;
- l'applicazione della disciplina in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas ai sensi delle delibere dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 236, e 29 settembre 2004, n. 168;
- l'applicazione della disciplina in materia di qualità commerciale ai sensi delle delibere dell'Autorità 2 marzo 2000, n. 47, e n. 168/04;
- l'effettuazione, ai sensi dell'art. 76, comma 76.1, della delibera

n. 168/04, di controlli in via sperimentale dei dati di sicurezza relativi all'anno 2004 e riferiti agli impianti rispetto ai quali non è stato possibile effettuare i precedenti controlli.

A seguito di dette verifiche ispettive, sono state avviate nei confronti delle tre imprese ispezionate le istruttorie formali di cui alle delibere 24 gennaio 2006, n. 17, 15 febbraio 2006, n. 30, e 20 febbraio 2006, n. 33.

Controlli tecnici in materia di sicurezza e qualità del gas (potere calorifico, pressione e grado di odorizzazione)

Nel periodo 1 aprile 2005 – 31 marzo 2006 sono stati effettuati 57 prelievi di gas presso 39 imprese di distribuzione, con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e la Stazione sperimentale per i combustibili.

Tali controlli hanno comportato l'effettuazione di prelievi di gas, senza preavviso, presso imprese di distribuzione ai sensi delle delibere n. 125/04 (per il periodo novembre 2004 – ottobre 2005) e 27 luglio 2005, n. 157 (per il periodo novembre 2005 – ottobre 2006), al fine di verificare i principali parametri concernenti la qualità del gas fornito ai clienti finali a mezzo di rete: il potere calorifico superiore, la pressione di fornitura e il grado di odorizzazione del gas stesso.

I prelievi del gas sono stati effettuati all'uscita dei gruppi di riduzione finale, collocati in posizione distante dai punti di alimentazione delle reti di distribuzione; il controllo sul potere calorifico superiore e sull'odorizzazione del gas è stato eseguito mediante analisi gascromatografica sul campo, mentre quello sulla pressione di fornitura del gas, attraverso manometro.

La legge 6 dicembre 1971, n. 1083, impone infatti ai distributori l'obbligo di odorizzare il gas naturale e ai produttori quello di odorizzare gli altri tipi di gas. L'odorizzazione deve essere effettuata conformemente alle norme emanate dall'UNI, attraverso il CIG (Comitato italiano gas). La mancata o insufficiente odorizzazione del gas comporta responsabilità penali per i soggetti tenuti a farlo ai sensi della legge n. 1083/71.

Nel corso di 2 controlli (ex delibera n. 157/05) è stato verificato sul campo, e successivamente confermato dalle analisi di laboratorio, un'insufficiente grado di odorizzazione: per tali casi gli Uffici dell'Autorità hanno effettuato denuncia penale nei confronti dei distributori responsabili del servizio.

L'elenco dei controlli tecnici è riportato in dettaglio nella tavola 4.3.

Verifiche ispettive sulle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale

Nel periodo giugno-novembre 2005 sono state effettuate 9 verifiche ispettive svolte con la collaborazione del Nucleo speciale tutela

mercati della Guardia di Finanza presso imprese di distribuzione e di vendita del gas, individuate con la delibera 15 giugno 2005, n. 112, allo scopo di verificare la corretta applicazione delle disposizioni in materia di garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale previste dalla delibera 29 luglio 2004, n. 138.

Gli accertamenti, effettuati attraverso la visione e l'acquisizione di elementi documentali e informativi, hanno riguardato principalmente le richieste di accesso pervenute all'esercente per: l'attivazione di nuovi punti di riconsegna; la variazione contrattuale del massimo prelievo orario; la riattivazione di punti di riconsegna esistenti o per la sostituzione nella fornitura ai clienti finali; la rilevazione dei prelievi presso il punto di riconsegna in caso di sostituzione nella fornitura ai clienti finali; gli obblighi informativi; la fatturazione; le garanzie finanziarie.

È attualmente in fase di completamento la valutazione degli esiti delle ispezioni da parte degli Uffici competenti.

L'elenco delle verifiche ispettive effettuate è riportato in dettaglio nella tavola 4.4.

TAV. 4.3

**Controlli tecnici
in materia di sicurezza
e qualità del gas**
1 aprile 2005 – 31 marzo 2006

TIPOLOGIA DEL SERVIZIO	IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
SERVIZIO DISTRIBUZIONE GAS	13 grandi (per 32 impianti) 25 medie (per 25 impianti)	controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo e alla pressione relativa del gas	accertato un grado di odorizzazione non conforme per 2 medie imprese, mancata collaborazione al prelievo gas per una grande impresa e per una media impresa

A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000.

TAV. 4.4

**Verifiche ispettive
in materia di garanzie
per il libero accesso
al servizio di distribuzione
del gas naturale**
Giugno 2005 – Novembre 2005

TIPOLOGIA DEL SERVIZIO	IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
SERVIZIO DISTRIBUZIONE GAS	2 grandi 3 medie 1 piccola	verifica della corretta applicazione delle disposizioni relative alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale adottate con la delibera n. 138/04	esiti in corso di valutazione
SERVIZIO VENDITA GAS	1 grande 2 piccole	verifica della corretta applicazione delle disposizioni relative alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale adottate con la delibera n. 138/04	esiti in corso di valutazione

A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000.

Verifiche ispettive in materia di qualità commerciale del servizio elettrico

Nel corso del mese di dicembre 2005 è stata effettuata un'ispezione, in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, presso una azienda di medie dimensioni ai sensi della delibera 14 novembre 2005, n. 236, avente a oggetto la verifica del rispetto:

- delle norme in materia di qualità commerciale di cui al Testo integrato della qualità dei servizi elettrici (delibera n. 4/04), in particolare per quanto riguarda gli obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità dei dati relativi alle prestazioni di prevenzione e di esecuzione di lavori, nonché il contenuto dei preventivi;
- degli obblighi in materia di contenuti informativi delle bollette previsti dalle delibere n. 55/00, n. 200/99 e n. 4/04;
- degli obblighi in materia di condizioni di fornitura previsti dalla delibera n. 200/99.

È attualmente in fase di completamento la valutazione degli esiti dell'ispezione da parte degli Uffici competenti.

Verifiche ispettive in materia di tariffe gas

Le attività ispettive hanno riguardato due soggetti di dimensioni minori, svolte in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, ai sensi delle delibere 3 febbraio 2005, n. 16, e 9 febbraio 2006, n. 26. Tali soggetti non hanno fornito gli elementi documentali ai fini dell'applicazione della metodologia tariffaria per le attività di trasporto, di dispacciamento e di distribuzione del gas naturale.

La prima verifica ispettiva ha avuto come oggetto la corretta applicazione della metodologia tariffaria introdotta dalla delibera 29 luglio 2005, n. 166, e in particolare:

- la verifica della veridicità e della correttezza delle informazioni trasmesse all'Autorità ai fini della presentazione delle proposte tariffarie relative all'attività di trasporto;
- l'acquisizione di informazioni e documenti che la società non ha trasmesso all'Autorità nell'ambito del procedimento di verifica delle proposte tariffarie.

La seconda ha invece interessato:

- la verifica dello stato di attuazione degli artt. 14, 15 e 16 del decreto legislativo n. 164/00;
- l'acquisizione di informazioni necessarie alla determinazione delle tariffe di distribuzione e di fornitura per gli anni termici 2001-2002, 2002-2003, 2003-2004;
- la verifica della corretta applicazione della metodologia tariffaria introdotta dalle delibere 28 dicembre 2000, n. 237, e 13 settembre 2000, n. 170.

È attualmente in corso la valutazione degli esiti delle ispezioni da parte degli Uffici competenti.

Indagine in materia di importazione di energia elettrica

Nel mese di ottobre 2005 l'Autorità è venuta a conoscenza dell'indagine penale svolta dal Nucleo regionale di Polizia tributaria Friuli Venezia Giulia concernente il contrabbando di energia elettrica importata da paesi non appartenenti all'Unione europea e per la quale non sono stati pagati i cd. "diritti di confine".

L'Autorità ha quindi ritenuto opportuno acquisire, presso la sede di Trieste del predetto Nucleo, gli elementi conoscitivi dell'indagine penale al fine di verificare l'esistenza di presupposti per avviare procedimenti amministrativi o sanzionatori. Tale verifica era finalizzata all'accertamento di eventuali violazioni di provvedimenti della medesima Autorità relative, per esempio, all'assegnazione delle quote di capacità di trasporto per l'effettuazione di scambi transfrontalieri di energia elettrica in importazione e al pagamento delle componenti parafiscali concernenti l'importazione di energia elettrica.

Nel mese di gennaio il Pubblico Ministero titolare dell'indagine ha consentito la trasmissione all'Autorità della documentazione relativa alla suddetta indagine in esito a una richiesta di informazioni e documenti ai sensi dell'art. 2, comma 22, della legge n. 481/95, essendo venuta meno la cessazione delle esigenze di tutela del segreto istruttorio per effetto dell'esercizio dell'azione penale.

È attualmente in corso la valutazione della documentazione acquisita da parte degli Uffici competenti.

Verifiche ispettive sugli impianti di produzione di energia elettrica incentivata

Il programma di verifiche e sopralluoghi effettuati dalla CCSE al fine di intensificare ed estendere i controlli sugli impianti di produ-

zione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, fonti assimilate a quelle rinnovabili e su quelli di cogenerazione ai sensi della delibera 22 aprile 2004, n. 60, ha riguardato, per il periodo maggio 2005 - marzo 2006, 50 impianti, per una potenza installata equivalente a circa 3.200 MW.

Dal punto di vista della tipologia di trattamento incentivante riconosciuto, le verifiche ispettive effettuate dalla CCSE hanno riguardato i seguenti segmenti principali (Tav. 4.5):

- 29 impianti assimilati, di cui 17 con convenzioni di cessione destinata CIP6 (di cui 3 ex CIP 14 novembre 1990, n. 34) e 12 con cessioni di eccedenze, per complessivi 2.043 MW. Di questi, 11 impianti, per una potenza complessiva pari a 1.235 MW, hanno richiesto anche il riconoscimento della condizione di cogenerazione ai sensi della delibera 19 marzo 2002, n. 42;
- 13 impianti cogenerativi, per una potenza pari a 987 MW;
- 8 impianti rinnovabili, per una potenza pari a 177 MW, di cui 3 alimentati a biomasse, 4 a RSU e uno eolico.

Il programma delle verifiche ispettive relative ai primi 50 impianti è stato stabilito anche al fine di raccogliere elementi utili per la integrazione del regolamento del Comitato esperti, ai sensi di quanto previsto dall'art. 2, comma 2.4, della delibera n. 60/04.

Dei 50 impianti sottoposti a sopralluogo, per 27 (alla data di fine

marzo 2006) la CCSE ha completato le verifiche, trasmettendo ai soggetti titolari e, per conoscenza all'Autorità, le risultanze delle verifiche ispettive.

Per 15 di essi non sono emerse violazioni della normativa vigente, nel senso che:

- è stata verificata la piena corrispondenza della configurazione impiantistica alla situazione desumibile dalla documentazione prodotta ai fini della verifica annuale dei parametri di riferimento dichiarati (Ien per gli impianti assimilati, IRE e LT per quelli cogenerativi);
- è stato verificato il rispetto sia della condizione tecnica di assimilabilità a fonte rinnovabile ai fini del trattamento economico e della rispondenza dei valori effettivi dell'indice Ien a quelli dichiarati, per gli impianti assimilati; sia delle condizioni per il riconoscimento della produzione combinata come cogenerazione ai fini dei benefici previsti dagli art. 3, comma 3, 4, comma 2, e 11, commi 2 e 4, del decreto legislativo n. 79/99, per la cogenerazione.

Le verifiche, condotte con particolare riferimento ai dati a consuntivo dell'esercizio 2004 e in molti casi estesi anche agli esercizi precedenti, hanno portato:

- in alcuni casi, a formulare raccomandazioni al soggetto produt-

TAV. 4.5

Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivati svolti con la CCSE

Maggio 2005 - Marzo 2006

IMPIANTI	NUMERO	MW	% (IN MW)	DI CUI ANCHE COGENERATIVI		
				NUMERO	MW	% (IN MW)
ASSIMILATI						
Assimilati CIP6	14	1.542		5	1.092	
Assimilati ex CIP n. 34/90	3	386		1	91	
Assimilati eccedenze	12	115		5	52	
TOTALE ASSIMILATI	29	2.043	63,7	11	1.235	
Cogenerativi puri	13	987				
TOTALE COGENERATIVI	13	987	30,8	24	2.222	69,3
RINNOVABILI						
Biomasse	3	51				
Eolico	1	22				
Rifiuti solidi urbani	4	104				
TOTALE RINNOVABILI	8	177	5,5			
TOTALE	50	3.206	100,0			

tore in materia di strumentazione di misura (tarature periodiche, classi di precisione, collocazione nell'impianto) o di sigillatura dei dispositivi di *bypass* che intercettano i sistemi di misura stessi, senza peraltro prescrivere condizioni vincolanti e tassative, non essendo previste dalla normativa di riferimento;

- nei casi in cui sono state riscontrate modalità di contabilizzazione delle grandezze elettriche, termiche e di energia primaria difformi dalla normativa vigente, al ricalcolo degli indici Ien, IRE e LT rispetto a quanto reso nelle dichiarazioni annuali, dandone evidenza al soggetto produttore e verificando la conformità degli incentivi corrisposti all'effettivo indice di prestazione.

Per i restanti 12 impianti sono invece emerse risultanze negative, per le quali sono in corso le azioni per i seguiti di tipo amministrativo, prescrittivo e sanzionatorio.

Vigilanza e procedimenti individuali nel mercato elettrico

Nel 2005, l'attività di controllo ha avuto a oggetto alcuni comportamenti posti in essere dalla società S.I.P.P.I.C. Spa.

In particolare, nello svolgimento dell'attività di valutazione delle comunicazioni provenienti dai consumatori, l'Autorità ha verificato che diverse segnalazioni di alcuni clienti del suddetto esercente avevano a oggetto le medesime problematiche. Nello specifico, tali consumatori lamentavano la non corretta applicazione da parte della società S.I.P.P.I.C. delle disposizioni previste dall'Autorità in materia di richieste di prestazioni soggette a standard di qualità commerciale, di contenuti informativi delle bollette e di condizioni contrattuali per la fornitura di energia elettrica.

Sulla scorta degli elementi acquisiti, l'Autorità ha disposto, con la delibera n. 236/05, di effettuare un'ispezione presso la società S.I.P.P.I.C., al fine di verificare il rispetto da parte dell'esercente delle norme in materia di qualità commerciale di cui al Testo integrato approvato con la delibera n. 4/04. In particolare, l'ispezione intendeva verificare l'adempimento degli obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità dei dati relativi alle prestazioni di prevenzione e di esecuzione di lavori, nonché il contenuto dei preventivi. Inoltre, con la medesima ispezione si è inteso accertare il rispetto degli obblighi in materia di contenuti informativi delle bollette previsti dalle delibere n. 55/00, n. 200/99 e n. 4/04, oltre che degli obblighi in materia di condizioni di fornitura previsti dalla delibera n. 200/99.

L'attività di valutazione, analisi e trattamento degli esiti da parte degli Uffici interessati è attualmente in corso.

Per quanto riguarda i procedimenti individuali avviati nel settore elettrico sulla scorta dei reclami e delle segnalazioni ricevute, nel corso dell'anno 2005 l'Autorità ha attuato un significativo intervento nei confronti della società AceaElectrabel Elettricità Spa.

Con il provvedimento 3 agosto 2005, n. 173, l'Autorità è intervenuta nei confronti di tale società sia per le fatturazioni erronee effettuate nei primi mesi del 2005, sia per le mancate letture, ordinando l'adozione di idonee misure a tutela dei clienti. In merito l'Autorità, dopo aver ricevuto numerose segnalazioni del disservizio da parte degli utenti interessati, ha provveduto a integrare e verificare le informazioni pervenute.

In particolare, durante lo svolgimento di tale attività conoscitiva, è emerso che l'emissione da parte di AceaElectrabel Elettricità di fatture con consumi non corrispondenti a quelli effettivi era stata determinata da un difetto del *software* di alcuni terminali di lettura delle bollette e delle batterie tampone impiegate nei medesimi terminali, nonché da carenze nelle procedure di controllo delle rilevazioni.

Inoltre, è emerso che la società, alla data del 30 novembre 2004, aveva un consistente numero di clienti per i quali non risultava eseguita la lettura da oltre 12 mesi. Al riguardo, la società ha dichiarato che tali mancate letture dovevano essere imputate da un lato al fatto che alcuni contatori sono fisicamente accessibili solo in presenza del proprietario dell'unità immobiliare, e, dall'altro, per un consistente numero di clienti, a imprecisioni o carenze nell'archivio tecnico-commerciale necessario per la localizzazione del punto di fornitura e del relativo contatore.

Per riparare al disservizio causato dalla fatturazione erronea, AceaElectrabel Elettricità ha comunicato di aver provveduto alla rilettura dei clienti interessati, acquisendo per un notevole numero di essi il dato corretto e, dove detta lettura aveva evidenziato la sussistenza di un errore, di aver attivato la relativa rettifica di fatturazione. Per i restanti clienti per i quali non era stato possibile acquisire la lettura, il recupero del dato ai fini della rettifica di fatturazione sarebbe stato effettuato nell'ambito dell'attività ordinaria di lettura, entro l'anno successivo.

Per quanto riguarda i clienti per i quali non era stata acquisita una lettura da oltre 12 mesi per carenze informative sulla localizzazione dei contatori, era stato programmato un intervento della durata di circa 12-18 mesi a decorrere da settembre 2005.

L'Autorità ha ritenuto che le misure poste in essere dalla società per riparare il disservizio relativo all'errata fatturazione non fossero adeguate alla tutela dei consumatori, poiché le letture acquisite successivamente al disservizio sono state significativamente infe-

riori al numero dei clienti interessati. Inoltre il differimento del recupero del dato entro un arco temporale non giustificato da specifiche esigenze tecnico-operative pregiudica il diritto del cliente alla rettifica della fatturazione.

Anche per i clienti per i quali non è stata acquisita la lettura da oltre 12 mesi, l'Autorità ha ritenuto che il programma per il recupero dei dati informativi tecnico-commerciali non fosse adeguato a riparare la lesione del diritto al tentativo di lettura.

Pertanto l'Autorità, con la citata delibera n. 173/05, ha ordinato la cessazione dei comportamenti lesivi dei diritti dei clienti ordinando ad AceaElectrabel Elettricità di effettuare, entro 90 giorni e previa adeguata comunicazione ai clienti interessati, un ulteriore tentativo di lettura per i clienti che hanno subito il disservizio, ma per i quali la società non ha acquisito la lettura; nonché di provvedere alla conseguente rettifica della fatturazione e di effettuare, entro 180 giorni, un tentativo di lettura nei confronti dei clienti per i quali sono state registrate imprecisioni o carenze nei dati dell'archivio tecnico-commerciale e non risulti acquisita una lettura da oltre 12 mesi.

Vigilanza e procedimenti individuali nel settore del gas

Nel mese di febbraio 2006, sono pervenute all'Autorità numerose segnalazioni da parte di clienti finali della società Toscana Gas

Clients Spa, in particolare da quelli residenti nella zona di Pisa che, dopo aver cambiato fornitore, sottoscrivendo un nuovo contratto con Enel Gas, lamentavano di aver ricevuto con riferimento al periodo luglio 2005 – gennaio 2006, la fatturazione per consumi di gas naturale da parte sia del precedente venditore sia del nuovo.

In particolare, in seguito agli accertamenti effettuati dagli Uffici, è emerso che Toscana Gas Clienti, nonostante avesse ricevuto nei termini prescritti dall'Autorità l'informativa relativa all'avvenuta sostituzione nella fornitura ai clienti interessati a favore di un altro venditore, ha continuato a emettere fatture nei loro confronti. Quindi, alcuni consumatori hanno erroneamente continuato a effettuare i pagamenti a Toscana Gas Clienti anziché al nuovo fornitore, esponendosi al rischio di sospensione della fornitura per insolvenza nei confronti di quest'ultimo. Altri consumatori, invece, hanno pagato due volte la medesima fornitura di gas.

Pertanto, l'Autorità con la delibera 6 aprile 2006, n. 72, ha ordinato alla società Toscana Gas Clienti: di dare trasparente informativa ai clienti interessati della loro posizione contrattuale; di annullare le bollette emesse nei confronti di clienti già passati ad altro fornitore; di provvedere ai necessari conguagli e alla restituzione degli importi versati, comprensivi degli interessi legali maturati.

Istruttorie formali e sanzioni

Sanzioni

La storia relativamente breve dell'attività istituzionale dell'Autorità è stata connotata, in una sua prima fase, da interventi di carattere prevalentemente normativo, volti a regolare in termini generali le condotte degli operatori nei mercati dell'energia elettrica e del gas, al fine di promuovere la concorrenza e assicurare la tutela dei consumatori.

Il consolidarsi di una tale regolazione, divenuta progressivamente più matura, ha condotto l'Autorità, in un secondo momento, a utilizzare gli strumenti di natura giustiziale alla stessa attribuiti così da assicurare l'effettiva applicazione della regolazione. A tal fine, lo strumento principe è costituito dalla potestà, attribuita dall'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95, di irrogare sanzioni amministrative pecuniarie (commisurabili entro un minimo edittale pari a circa 25.000 € e un massimo pari a circa 150 milioni

di euro) agli esercenti che abbiano violato i propri provvedimenti, ovvero si siano rifiutati di fornire le informazioni richieste, o abbiano reso informazioni non veritiere.

Sebbene sanzioni pecuniarie da parte dell'Autorità siano state irrogate anche nel suo primo periodo di attività istituzionale e un primo e rilevante insieme di interventi sanzionatori sia già registrabile nell'anno 2004 (si tratta di interventi prevalentemente relativi a violazioni della disciplina in materia di accesso alle infrastrutture di rete), è nel 2005 che si registra il significativo intensificarsi dell'esercizio della funzione giustiziale di tipo repressivo: sono 89, infatti, i procedimenti sanzionatori gestiti durante tale anno. Cinquanta di questi sono stati avviati negli ultimi quattro mesi del 2004 e 39 nel corso del 2005.

Relativamente ai procedimenti avviati nel 2004, 20 si sono conclusi nel 2005, mentre il termine per la chiusura dei rimanenti (si tratta di procedimenti avviati in relazione al *blackout* del 28 settembre 2003) è stato prorogato al 31 ottobre 2006.

Dei 39 procedimenti avviati nel 2005, invece, 10 sono giunti a conclusione, mentre per altri 10 è imminente l'adozione del provvedimento finale, essendo state comunicate le relative risultanze istruttorie e conseguentemente effettuate le rispettive audizioni finali.

Complessivamente sono stati conclusi 30 procedimenti.

L'importanza che l'esercizio della potestà sanzionatoria è destinata ad assumere nell'attività del regolatore è evidenziata non solo dall'elevato numero dei procedimenti gestiti nell'anno, ma anche dalla recente riforma legislativa disposta con l'art. 11-*bis* del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, introdotta dalla legge di conversione 14 maggio 2005, n. 80. La normativa esclude infatti provvedimenti sanzionatori dell'Autorità dall'ambito di applicazione del generale istituto del pagamento della sanzione in misura ridotta (oblazione). Tale riforma, come anche chiarito dal Consiglio di Stato (CDS) con un parere del 15 novembre 2005, riguarda solo le violazioni poste in essere successivamente alla data di entrata in vigore della riforma medesima.

Conseguentemente, solo 4 dei 13 procedimenti in esito ai quali sono state accertate le responsabilità dei soggetti intimati si sono conclusi con l'irrogazione di una sanzione amministrativa, mentre negli altri casi gli esercenti hanno esercitato la facoltà di obblare, essendo i fatti costitutivi dell'addebito contestato anteriori al maggio 2005. Per i restanti 17 procedimenti che si sono conclusi nel 2005, invece, l'Autorità ha accertato, anche in seguito al contraddittorio instaurato con i soggetti intimati, l'insussistenza dei fatti contestati.

Sotto un diverso profilo, l'esame dei procedimenti gestiti consente

anche di predisporre una prima "mappa" (che potrà essere affinata solo in seguito all'esame dei futuri interventi) delle violazioni contestate e delle condotte devianti.

Al riguardo, ci si limita a richiamare le principali questioni trattate, o in corso di trattazione, distinguendole per macroprofili ai quali sono riconducibili le norme la cui (presunta) violazione ha costituito presupposto per l'avvio dei sopra richiamati procedimenti.

A] Violazioni della disciplina in materia di accesso ed erogazione dei servizi di rete

In primo luogo, per quanto attiene al profilo dell'accesso alle infrastrutture di rete, il 2005 si è aperto con l'irrogazione di una sanzione pecuniaria per un illecito rifiuto di accesso al terminale di rigassificazione di GNL (delibera 12 gennaio 2005, n. 2). Il provvedimento è stato adottato in esito a una istruttoria formale avviata con la delibera 20 luglio 2004, n. 120, in seguito a una controversia in materia di accesso al suddetto terminale. L'Autorità, risolvendo in via amministrativa la controversia, ha ribadito i principi fondamentali e generali che governano la materia dell'accesso alle infrastrutture, già abbozzati, sebbene ancora in forma non sistematica, in altri interventi adottati nel corso del 2004 (delibere 25 maggio 2004, n. 76 e n. 77).

Sono stati altresì avviati procedimenti per presunta violazione della disciplina dell'Autorità relativa alle modalità di erogazione dei servizi di rete. In particolare, è stata contestata la violazione delle disposizioni generali in materia di stoccaggio (delibera 21 giugno 2005, n. 119), tra cui quelle inerenti ai corrispettivi per il bilanciamento.

Sono stati inoltre avviati procedimenti per possibili violazioni della disciplina generale relativa all'erogazione del servizio di misura del gas: la condotta deviante sarebbe stata realizzata da esercenti il servizio di distribuzione che, nelle rispettive condizioni generali di contratto, avrebbero imposto alle società di vendita (che intendessero esercitare il diritto loro riconosciuto di effettuare la lettura dei propri clienti finali) una cadenza di letture superiore a quelle minime previste dall'Autorità.

B] Violazioni della disciplina tariffaria

Attengono alla disciplina tariffaria le violazioni contestate ad alcuni esercenti il servizio di distribuzione del gas che, nelle proprie condizioni generali di contratto, prevedevano corrispettivi per

prestazioni (tra cui l'accesso al servizio per sostituzione nella fornitura di un cliente finale servito in precedenza da altro utente) già remunerate dalla tariffa approvata dall'Autorità, ai sensi della delibera n. 170/04. Tali violazioni sono rilevanti anche ai fini della disciplina dell'accesso al sistema.

Sempre in materia tariffaria, sono stati conclusi procedimenti che hanno riconosciuto la responsabilità di alcune imprese di distribuzione del gas, per aver praticato tariffe difformi da quelle approvate e/o per non aver mai trasmesso successive proposte di opzioni tariffarie (di distribuzione e/o fornitura). Nell'avviare tali procedimenti, l'Autorità ha provveduto a determinare d'ufficio le tariffe degli esercenti intimati.

C] Violazioni delle disposizioni in materia di vendita del gas naturale a tutela dei clienti finali "ex vincolati"

Un altro profilo rilevante riguarda l'assetto delle garanzie predisposte dall'Autorità, nel settore del gas, a tutela dei clienti finali cui, sino alla data del 31 dicembre 2002, non era attribuita la qualifica di cliente idoneo (ovvero che, pur essendo clienti idonei, non avevano esercitato il diritto di libera scelta del proprio fornitore).

Sono state accertate, innanzi tutto, violazioni dell'assetto normativo definito dalla delibera 12 dicembre 2002, n. 207, che prevede, tra l'altro, l'obbligo per gli esercenti l'attività di vendita di offrire, unitamente a quelle dagli stessi formulate, condizioni economiche predisposte sulla base di criteri adottati dall'Autorità (con delibera n. 138/03). In particolare, è emerso che alcuni esercenti offrivano come condizioni economiche definite dall'Autorità, prezzi incoerenti con i criteri da questa stabiliti, alterando in tal modo il regolare gioco della concorrenza.

L'Autorità ha altresì accertato la violazione della disciplina con-

trattuale minima definita da essa stessa a tutela dei suddetti clienti finali (delibera 18 ottobre 2001, n. 229), relativa, in particolare, alle scadenze minime di fatturazione, nonché agli obblighi informativi in merito al diritto alla rateizzazione delle somme dovute dal cliente.

D] Violazioni delle disposizioni in materia di sicurezza

Particolarmente numerosi sono i procedimenti avviati dall'Autorità per inosservanza delle disposizioni in materia di sicurezza, con riferimento sia al settore elettrico, sia a quello del gas.

In specifico, sono 47 i procedimenti avviati in relazione al *black out* del 28 settembre 2003 per la possibile inosservanza delle regole tecniche di connessione nonché delle obbligazioni dedotte nelle convenzioni tra il Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa e imprese proprietarie di impianti appartenenti alla rete stessa.

Per il settore del gas naturale, invece, sono stati avviati 16 procedimenti nei confronti di altrettante imprese di distribuzione per l'inosservanza dell'obbligo di sottoporre a ispezione porzioni di rete in media e alta pressione.

E] Omesse informazioni – Informazioni non veritiere

Infine, un ultimo insieme di procedimenti sanzionatori gestiti nel 2005 ha per oggetto condotte lesive dell'esigenza dell'Autorità di una corretta gestione dei flussi informativi necessari allo svolgimento delle proprie attività istituzionali. Nei provvedimenti sino a ora adottati, l'Autorità ha ribadito che ogni condotta deviante sotto questo profilo, che assuma la forma sia del rifiuto a fornire informazioni, sia della dichiarazione non veritiera, non può che costituire un illecito grave.

Stato del contenzioso

Alla luce dell'aggiornamento effettuato nel corso dell'anno 2005 e fino a marzo 2006, i dati relativi agli esiti del contenzioso nel periodo 1997-2006 confermano la tendenza positiva riscontrata negli anni precedenti. È quanto emerge da un'analisi delle decisioni adottate.

Dal punto di vista delle statistiche relative ai procedimenti giurisdizionali si rinvia alle tavole 4.6 e 4.7. Quest'ultima tavola in particolare consente di trarre l'indicazione forse più significativa sul piano istituzionale: pur a fronte di una persistente, atipica, proliferazione del contenzioso, ciò che emerge attesta la stabilità dell'azione dell'Autorità. Infatti, su 2.136 provvedimenti finora adottati ben 228 sono stati impugnati. I ricorsi, di norma plurimi su un singolo provvedimento, hanno determinato l'annullamento totale di soli 14 provvedimenti e parziale di 13: questo significa che l'indice di stabilità calcolato rapportando i provvedimenti usciti indenni al vaglio giurisdizionale al totale di quelli adottati si attesta intorno al 99%; mentre l'indice di stabilità costruito confrontando i provvedimenti non contestati al totale di quelli impugnati si attesta oltre l'88%. La stabilità dell'azione regolatoria è avvalorata anche dalla circostanza che le decisioni di annullamento totale non hanno quasi mai riguardato i provvedimenti normativi e generali attraverso i quali sono state tracciate le linee portanti dell'assetto regolatorio.

A questi indicatori quantitativi si aggiungono ulteriori considerazioni, tratte dai contenuti delle pronunce dei giudici e da un'analisi critica della giurisprudenza sedimentatasi nel corso del periodo interessato. In particolare, pur con le alterne vicende del doppio gra-

do di giudizio, la giurisprudenza di settore appare indubbiamente rassicurante e coerente con l'azione regolatoria dell'Autorità.

Una prima considerazione riguarda la salvaguardia del perimetro dell'azione del regolatore, cioè l'ambito dei poteri riconosciuti dal quadro normativo rilevante. È ormai chiaro, stante la giurisprudenza consolidatasi, che l'ambito dell'attività dell'Autorità non è limitato ai segmenti di mercato oggetto di riserva legale (secondo la tradizionale nozione di servizio pubblico), ma a tutti i segmenti dei servizi di pubblica utilità, compresi quelli ormai liberalizzati (produzione, vendita ecc.). La giurisprudenza, anche la più recente (CDS, VI, 10 ottobre 2005, n. 5467), ha da sempre avvalorato la distinzione tra la nozione di "servizio pubblico" e quella – più ampia rispetto alla prima – di "servizio di pubblica utilità" di cui alla legge n. 481/05 che comprende in sé *"anche le attività economiche naturalmente riservate ai privati, ma che, tuttavia, presentano profili di interesse generale"* e questo indipendentemente dalla *"peculiarità del regime in cui sono esercitate"*. Da tale generale premessa i giudici fanno discendere l'affermazione dell'ulteriore decisivo principio in base al quale *"liberalizzare un settore non significa deregolarlo"*, dal che deriva che attività divenute libere, come quelle di importazione, esportazione, produzione o vendita, non possono, per ciò stesso, essere sottratte a qualsiasi forma di regolazione diretta alla tutela della collettività degli utenti.

Né la legge 23 agosto 2004, n. 239, di riordino del settore energetico, ha portato innovazioni al riguardo, determinando un'improvvisa compressione del ruolo dell'Autorità, dato che detta

TAV. 4.6

Esito del contenzioso dal 1997 al marzo 2006

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
DECISIONI DEL TAR			
su istanza di sospensiva	180	83	44
di merito	228	140	91
DECISIONI DEL CONSIGLIO DI STATO			
su appelli dell'Autorità	38	47	6
su appelli della controparte	45	17	7

legge ha, sul punto, una valenza meramente ricognitiva delle norme che disciplinano i settori dell'energia elettrica e del gas (cfr. anche il dispositivo di decisione 21 marzo 2006, n. 217, del CDS, sezione VI, che ha ribaltato la sentenza 28 giugno 2005, n. 3478, del TAR Lombardia).

Per quanto riguarda gli orientamenti emersi nel primo grado di giudizio, sembrerebbe più problematica la possibilità del regolatore di incidere sull'autonomia contrattuale e la libertà di impresa dei soggetti regolati, limitandole con misure amministrative non sufficientemente precisate dal legislatore.

Uno degli snodi affrontati dalla giurisprudenza nel corso dell'ultimo anno attiene, sotto questo profilo, al tema dell'imposizione di limiti all'autonomia negoziale degli operatori in relazione alla gestione della propria capacità produttiva, ovvero ai processi di formazione dei prezzi. Da questo punto di vista, l'orientamento maturato, almeno davanti al TAR Lombardia, è quello di non considerare sufficienti le basi normative del potere di direttiva di cui all'art. 2, comma 12, lettera h), della legge n. 481/95; né tanto meno quelle derivanti dalla generale finalità di promozione della con-

correnza intestata all'Autorità dall'art. 1 della medesima legge. Tuttavia questo principio giurisprudenziale, che esige una stretta specificazione dei poteri dell'amministrazione tale da circoscriverne la discrezionalità, deve ancora essere sottoposto al vaglio del CDS, che, su un piano più generale, sembra propendere per una interpretazione più aperta del dettato normativo, ritenendo la legge istitutiva una legge di indirizzo che poggia su "rinvii in bianco all'esercizio futuro del potere" dell'Autorità, la quale è in grado di autoprogrammarsi e di concretizzare il mandato legislativo (CDS 24 maggio 2005, n. 5827).

Peraltro, l'azione del regolatore non può essere inibita dalla diffusione di pratiche contrattuali, in uso in segmenti di mercato ormai liberalizzati, che adottino come riferimento per le negoziazioni tra le parti misure amministrative precedentemente adottate in segmenti oggetto di regolazione.

In un caso verificatosi nel settore elettrico, ove la modifica del sistema delle cd. "fasce orarie" aveva finito per incidere in modo indiretto sui contratti di acquisto dell'energia elettrica, stipulati nel mercato libero da alcuni clienti idonei sulla base della strut-

TAV. 4.7

Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al marzo 2006

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTALE
NUMERO RICORSI ^(A)	14	29	68	46	92	94	55	145	177	71	791
DECISIONI SU ISTANZA DI SOSPENSIVA											
Accolti	-	-	-	2	2	13	5	11	2	48 ^(B)	83
Accolti in parte	2	4	-	-	-	5	1	2	30	-	44
Respinti	7	11	24	23	16	6	24	44	22	3	180
DECISIONI DI MERITO											
Accolti	-	3	-	16	29	30	1	21 ^(C)	40 ^(D)	-	140
Accolti in parte	1	4	4	-	3	8	6	58 ^(E)	7	-	91
Respinti	6	9	25	18	25	32	27	38	48	-	228
DECISIONI SU APPELLO DELL'AUTORITÀ											
Accolti	3	-	-	10	5	1	1	2	5	20	47
Accolti in parte	-	-	-	3	1	-	-	-	2	-	6
Respinti	1	1	-	1	17	-	1	2	12 ^(F)	3	38
DECISIONI SU APPELLO DELLA CONTROPARTE											
Accolti	-	2	-	1	4	3	-	4	3	-	17
Accolti in parte	-	-	-	-	5	1	-	1	-	-	7
Respinti	5	1	10	8	5	1	1	3	9	2	45

A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito basandosi su quelli presentati avverso i provvedimenti adottati nell'anno di riferimento, anche se l'atto di impulso può essere stato notificato all'Autorità nell'anno successivo.

B) Tutti ricorsi avverso la medesima delibera 29 dicembre 2005, n. 298.

C) Di cui 12 ricorsi avverso la delibera 19 febbraio 2004, n. 20.

D) Di cui 34 ricorsi avverso la delibera 29 dicembre 2004, n. 248.

E) Di cui 45 ricorsi avverso la delibera n. 170/04 e 7 ricorsi avverso la delibera n. 5/04.

F) Di cui 9 su sentenza sfavorevole su medesima nota PB/M01/3356/md-mp.

tura delle fasce orarie fino allora in vigore, il CDS, ribaltando la decisione del TAR Lombardia, ha rilevato il difetto di interesse, dei clienti idonei originari ricorrenti, a impugnare la decisione di modifica delle fasce. Infatti, essi potevano essere pregiudicati solo in via riflessa dalla delibera impugnata, avendo utilizzato come parametro i prezzi di riferimento del mercato vincolato solo per effetto di una libera scelta effettuata durante la contrattazione degli acquisti di energia elettrica. Secondo i giudici, *"si tratta di soggetti che non sono i destinatari naturali della delibera amministrativa impugnata e che non sarebbero stati incisi dal potere amministrativo se non avessero stipulato dei contratti che contengono clausole chiaramente imprevidenti perché mancanti di una possibilità di rinegoziazione dell'accordo in ca-*

so di mutamento del parametro amministrativo di riferimento" (CDS, VI sezione, sentenze 21 dicembre 2004, nn. 976/05, 983/05, 1103/05, 1191/05).

Questa decisione riveste una certa importanza: l'aver sottolineato la mancata introduzione, da parte di operatori privati, di clausole di adeguamento automatico in relazione a sopravvenute modifiche amministrative, significa stabilire un corretto rapporto tra l'attività dell'Autorità e l'autonomia contrattuale delle parti, non potendosi accettare che la potestà amministrativa della prima possa essere inibita per effetto della circostanza che tra soggetti (nemmeno diretti destinatari delle misure amministrative, in quanto operatori del mercato libero) sia diffusa la pratica di "calibrare" i propri contratti sulla base di precedenti determinazioni amministrative.

Efficienza energetica negli usi finali

Il 2005 è stato il primo anno di piena attuazione del meccanismo introdotto con i decreti ministeriali 24 aprile 2001, successivamente sostituiti dai decreti ministeriali 20 luglio 2004, recanti *Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali per il risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.*

Il meccanismo prevede:

- obiettivi obbligatori di risparmio energetico, in capo ai maggiori distributori di energia elettrica e di gas naturale, da con-

seguirsi tramite la realizzazione di interventi che migliorino l'efficienza energetica delle tecnologie installate;

- possibilità di adempiere agli obblighi tramite: a) interventi realizzati in proprio dai distributori obbligati; b) interventi realizzati in collaborazione con soggetti terzi; c) acquisto di Titoli di efficienza energetica (TEE) attestanti il conseguimento di risparmi energetici da parte di altri soggetti;
- creazione di un mercato di TEE (o certificati bianchi), emessi dalla società Gestore del mercato elettrico Spa (GME) su specifica autorizzazione dell'Autorità a valle di un complesso processo di verifica e certificazione dei risparmi conseguiti dai singoli interventi condotto dalla stessa Autorità;
- possibilità di previsione di una copertura tariffaria di parte dei

costi sostenuti dai distributori per adempiere agli obblighi di risparmio energetico;

- sanzioni in caso di inadempienza agli obiettivi da parte dei singoli distributori.

I decreti hanno affidato la definizione della regolazione attuativa e la gestione dell'intero meccanismo all'Autorità. I capisaldi della prima sono stati definiti dall'Autorità attraverso la consultazione di tutti i soggetti interessati, avviata dopo l'entrata in vigore dei primi decreti 2001 e proseguita dopo il processo di revisione di questi e la pubblicazione dei nuovi decreti 2004. Tali capisaldi includono:

- le *Linee guida* per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione consuntiva dei progetti di risparmio energetico realizzati nell'ambito dei decreti, inclusi i criteri e le modalità per il rilascio dei TEE (delibere 18 settembre 2003, n. 103, e 11 novembre 2004, n. 200, altrimenti dette *Linee guida*);
- le metodologie semplificate per la quantificazione dei risparmi energetici conseguiti da specifiche tipologie di interventi (delibere 27 dicembre 2002, n. 234, e 14 luglio 2004, n. 111);
- le modalità di raccolta dei dati necessari per la determinazione

degli obiettivi specifici di risparmio energetico in capo ai distributori obbligati (delibera 22 settembre 2004, n. 167);

- la definizione del contributo tariffario da erogarsi ai distributori obbligati per il conseguimento dei propri obiettivi di risparmio energetico e delle relative modalità di erogazione (delibera 16 dicembre 2004, n. 219);
- la definizione dei criteri per l'irrogazione di sanzioni ai distributori inadempienti agli obblighi di risparmio energetico (comunicazione 29 dicembre 2004).

Nel corso dell'ultimo anno, l'attività svolta dall'Autorità è stata principalmente dedicata all'attuazione del meccanismo così delineato, i cui contenuti e risultati sono descritti in dettaglio nel par. *Attività di gestione*.

A ciò si sono affiancati interventi per lo sviluppo di nuove metodologie semplificate per il calcolo dei risparmi energetici, per la definizione sia delle regole di funzionamento del mercato dei TEE, sia degli obiettivi obbligatori in capo ai distributori nell'anno 2006, sia delle modalità di attuazione del disposto dell'art. 13 dei decreti ministeriali, relativamente al finanziamento di campagne di informazione e sensibilizzazione sull'uso razionale dell'energia.

Attività di regolazione

Regole per il mercato dei Titoli di efficienza energetica

Nel corso dell'anno è proseguito il confronto tecnico con gli Uffici della società GME per la definizione delle regole di funzionamento del mercato organizzato dei TEE. Al termine di questa interazione tecnica, con delibera 14 aprile 2005, n. 67, l'Autorità ha approvato lo schema di regole di funzionamento del mercato proposto dal GME (di seguito: regole).

Le regole che disciplinano le modalità e i criteri di ammissione al mercato, l'organizzazione e la gestione delle contrattazioni e i meccanismi di garanzia del buon fine delle compravendite, sono orientate a favorire l'accesso al mercato del più ampio numero di operatori possibile, al fine di sfruttare a pieno i vantaggi di effi-

cienza economica derivanti dall'utilizzo di meccanismi di mercato, promuovere la massima trasparenza nella formazione dei prezzi e favorire la sicurezza degli scambi.

Sulla base delle regole e a seguito della fissazione da parte del GME del corrispettivo dovuto dagli operatori del settore per i servizi erogati nell'anno 2006 nell'ambito della gestione del mercato dei TEE, in data 7 marzo 2006 si è svolta la prima sessione di contrattazione. In base a quanto previsto dallo schema approvato, le sessioni di mercato hanno cadenza settimanale nel periodo febbraio-maggio (periodo che precede la verifica di conseguimento degli obiettivi annuali da parte dei distributori obbligati), mensile nella restante parte dell'anno.

FIG. 4.1

Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica nell'anno 2006

Valori percentuali

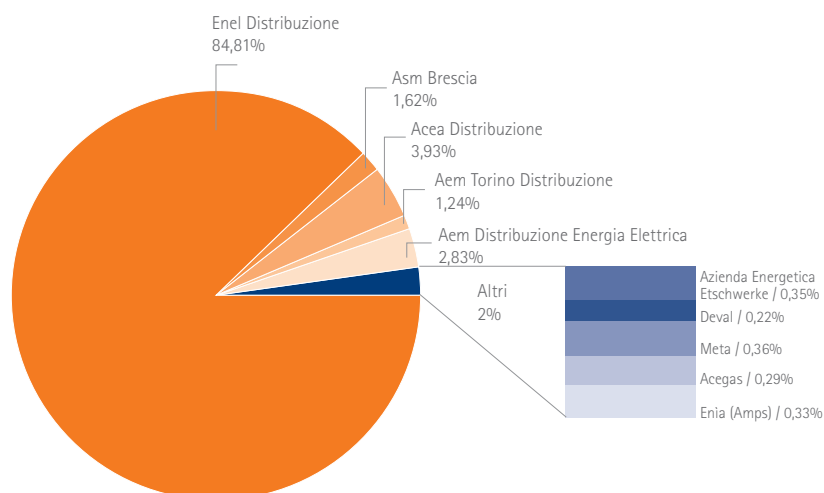
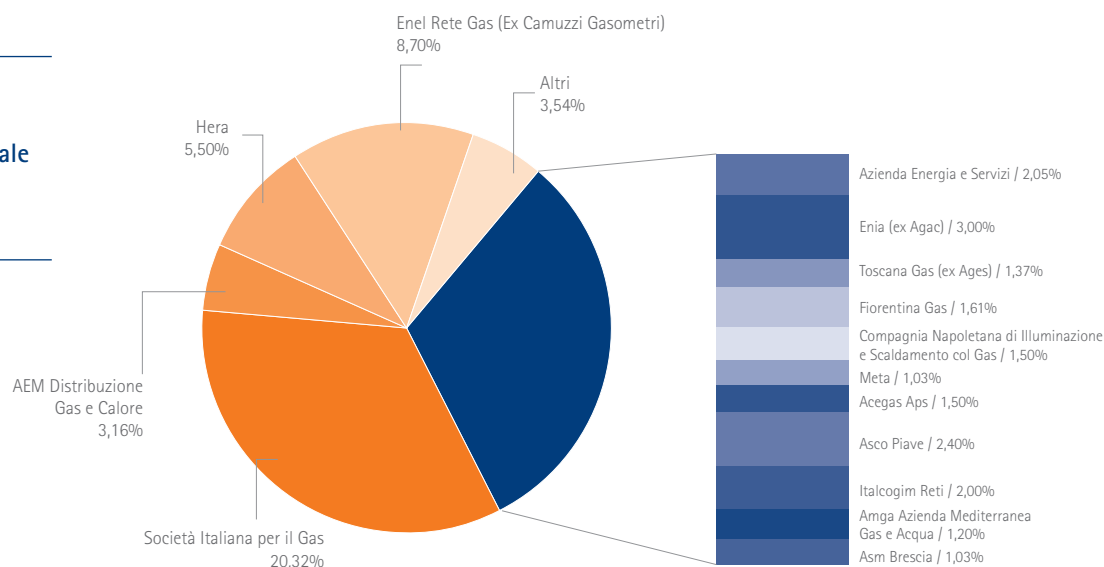


FIG. 4.2

Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di gas naturale nell'anno 2006

Valori percentuali



Determinazione degli obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori

I decreti ministeriali 20 luglio 2004 individuano gli obiettivi nazionali di risparmio di energia primaria che devono essere conseguiti annualmente nel quinquennio 2005-2009. Essi dispongono che tali obiettivi siano ripartiti tra i distributori di energia elettrica e di gas naturale che servivano almeno 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2001, sulla base del rapporto tra la quantità di energia elettrica/gas naturale da essi distribuita e quella distribuita complessivamente sul territorio nazionale, entrambe riferite all'anno precedente l'ultimo trascorso.

Partendo da questi criteri e dai dati comunicati dai soggetti inte-

ressati in adempimento alla delibera n. 167/04, con delibera 17 gennaio 2006, n. 7, l'Autorità ha determinato gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria in capo, nell'anno 2006, ai distributori che servivano almeno 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2001 (Figg. 4.1 e 4.2).

L'obiettivo complessivo di risparmio assegnato a tali soggetti per l'anno 2006 risulta pari a circa 312.000 tep (tonnellate equivalenti di petrolio), di cui più o meno 192.000 (pari al 62%) a carico dei distributori di energia elettrica e le restanti 120.000 (pari al 38%) a carico dei distributori di gas naturale.

Per effetto dei criteri stabiliti dai decreti ministeriali, questo obiettivo risulta di circa il 22% inferiore a quello nazionale complessivo previsto dagli stessi decreti per l'anno 2006 (pari a 200.000 tep ri-

sparmiare per il settore elettrico e a un obiettivo analogo per il settore del gas naturale), similmente a quanto già avvenuto per l'obiettivo 2005. La quota di obiettivo non attribuibile è maggiore per il settore del gas naturale (circa il 40%) rispetto a quello dell'energia elettrica. I decreti ministeriali prevedevano che le modalità di applicazione del disposto normativo ai distributori che servivano meno di 100.000 clienti finali alla fine dell'anno 2001, venissero stabilite con apposito decreto dei competenti ministeri, d'intesa con la Conferenza unificata, che avrebbe dovuto essere emanato entro il 31 dicembre 2005.

Predisposizione di schede tecniche di quantificazione dei risparmi di energia primaria

Nel corso dell'anno è proseguita l'attività di elaborazione di metodologie semplificate di quantificazione dei risparmi energetici di tipo standardizzato e analitico (si veda il box sui tre metodi di quantificazione dei risparmi previsti dalle *Linee guida*).

Esse sono state definite sulla base dei commenti e delle osservazioni ricevuti alle proposte contenute nel Documento per la consultazione 27 ottobre 2004, tenuto conto delle evoluzioni tecniche e normative nel frattempo intervenute.

Le nuove metodologie sono state pubblicate (delibere 20 aprile 2005, n. 70, e 4 agosto 2005, n. 177) e riguardano le seguenti tipologie di intervento:

- installazione di sistemi elettronici di regolazione di frequenza in motori elettrici operanti su sistema di pompaggio con po-

tenza superiore o uguale a 22 kW;

- installazione di regolatori di flusso luminoso per lampade a vapori di mercurio e a vapori di sodio ad alta pressione negli impianti adibiti a illuminazione esterna;
- sostituzione di lampade a vapori di mercurio con altre a vapori di sodio ad alta pressione negli impianti di pubblica illuminazione; installazione di condizionatori ad aria esterna ad alta efficienza con potenza frigorifera inferiore a 12 kWf;
- isolamento termico delle pareti e delle coperture per il rinfrescamento estivo in ambito domestico e terziario;
- applicazione nel settore civile di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria;
- applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria.

L'attività di sviluppo di metodi semplificati per la quantificazione dei risparmi energetici conseguiti da interventi ammissibili nell'ambito dei decreti 20 luglio 2004 proseguirà anche nel futuro, con lo scopo di rendere disponibili procedure di quantificazione affidabili e caratterizzate da costi di amministrazione contenuti rispetto a un approccio totalmente basato su piani di monitoraggio.

Rimane aperta la possibilità, per tutti i soggetti interessati, di presentare all'Autorità proposte di schede tecniche che verranno valutate dalla stessa ed eventualmente sottoposte a pubblicazione e consultazione prima della loro possibile adozione con provvedimento dell'Autorità.

Metodi di quantificazione del risparmio energetico sviluppati dall'Autorità

Allo scopo di semplificare le procedure di quantificazione dei risparmi energetici conseguibili attraverso i progetti ammissibili ai sensi dei decreti ministeriali, di contenere i costi associati alla misurazione e alla successiva verifica di questi risparmi e di assicurare al contempo il rigore e l'affidabilità delle quantificazioni, l'Autorità ha definito tre metodi di valutazione: standardizzata, analitica e a consuntivo (cfr. delibera n. 103/03, o *Linee guida*):

- il **metodo di valutazione standardizzata** consente di definire a priori il risparmio otte-

nibile per ogni unità fisica di riferimento installata (per esempio, frigorifero, lampada, caldaia ad alta efficienza, metro quadro di vetro doppio o di isolamento parete);

- il **metodo di valutazione analitica** consente di quantificare il risparmio energetico conseguibile da un intervento sulla base di un algoritmo di valutazione predefinito e della misurazione diretta di alcuni parametri;
- il **metodo di valutazione a consuntivo** consente di quantificare il risparmio attraverso il confronto dei consumi misurati prima e dopo

l'intervento in base a un programma di misura proposto dal soggetto titolare del progetto e preliminarmente approvato dall'Autorità. I contenuti e i requisiti minimi che devono essere rispettati dalla proposta sono indicati nelle *Linee guida*.

I primi due metodi vengono adottati dall'Autorità a valle della consultazione di tutti i soggetti interessati, il terzo può essere applicato esclusivamente alle tipologie di intervento per le quali non

sono disponibili metodi di valutazione standardizzata o analitica approvati dall'Autorità.

Tutti e tre sono impostati in modo da valorizzare i soli risparmi che risultano addizionali rispetto a quelli che si sarebbero comunque verificati per effetto dell'evoluzione tecnologica, di mercato e normativa; depurano il calcolo dei risparmi dagli impatti di fattori non correlati agli interventi (per esempio, condizioni climatiche, livelli produttivi) e tengono conto dell'impatto di fattori tecnici e comportamentali sul perdurare nel tempo dei risparmi.

Attuazione del programma di campagne informative e di sensibilizzazione

I decreti 20 luglio 2004 hanno stabilito che il 50% delle risorse finanziarie di competenza dei distributori, acquisite in attuazione dell'art. 9 dei precedenti decreti ministeriali 24 aprile 2001 sino alla data di entrata in vigore degli stessi, fosse destinato, previo parere favorevole dei ministeri competenti, alla copertura dei costi di un programma di campagne informative e di sensibilizzazione degli utenti finali eseguite dai distributori di energia elettrica e di gas naturale nel periodo 1 gennaio 2004 – 31 dicembre 2005. In base ai decreti, la ripartizione delle risorse tra i distributori tiene

conto dell'obiettivo di risparmio energetico di loro competenza ai sensi dei medesimi provvedimenti.

In attuazione di quanto sopra, l'Autorità ha comunicato ai ministeri interessati le risorse complessivamente disponibili per tale attività e la loro ripartizione tra i singoli distributori obbligati. Con successiva delibera 10 novembre 2005, n. 235, l'Autorità ha dato disposizioni alla CCSE ai fini dell'erogazione di queste somme. Il provvedimento definisce le modalità di copertura degli oneri e richiede ai distributori interessati la formulazione di un progetto operativo delle campagne la cui approvazione è considerata preliminare all'autorizzazione, da parte dell'Autorità, dell'erogazione di dette somme.

Attività di gestione

Valutazione di proposte di progetto e di programma di misura

Il 2005 è stato il primo anno di piena attuazione del meccanismo dei TEE e degli obblighi di risparmio energetico previsti dal legislatore. Dal mese di gennaio 2005 tutti i distributori di energia elettrica e di gas naturale, le società controllate dai medesimi distributori e quelle operanti nel settore dei servizi energetici, possono presentare all'Autorità:

- proposte per progetti valutabili con metodi di valutazione a consuntivo (per i quali, cioè, l'Autorità non ha adottato metodologie semplificate di quantificazione dei risparmi energetici conseguiti, vale a dire le cd. "schede tecniche standardizzate e analitiche");
- richieste di verifica e certificazione dei risparmi conseguiti da singoli progetti.

In aggiunta, dall'inizio dell'anno i soggetti che hanno dubbi speci-

fici circa la conformità alle disposizioni delle *Linee guida* di progetti valutabili con metodologia a consuntivo, possono presentare richieste di verifica preliminare di conformità all'Autorità.

In particolare, il 28 febbraio 2005 era il termine previsto dalle *Linee guida* per la presentazione di proposte di progetto e di programma di misura relative a risparmi energetici conseguiti da interventi realizzati nel triennio 2001-2004, per i quali non sono disponibili metodologie semplificate di quantificazione e che devono dunque essere valutati a consuntivo. A tali proposte si sono progressivamente aggiunte quelle relative a interventi realizzati a partire dal gennaio 2005.

Le proposte sono state presentate sia da distributori obbligati, sia da società di servizi energetici e distributori non soggetti agli obblighi di risparmio energetico, e sono relative a interventi orientati al conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso misure realizzate principalmente con impianti di cogenerazione, di recupero termico e di ottimizzazione di processi industriali.

L'attività di valutazione ha comportato l'analisi puntuale della rispondenza dei contenuti delle proposte al disposto delle *Linee guida* e dei decreti ministeriali. Per la maggior parte dei casi esaminati gli Uffici hanno effettuato un supplemento di istruttoria, richiedendo ai soggetti interessati chiarimenti, approfondimenti, integrazioni e modifiche puntuali relativamente a quanto presentato. Alcune delle proposte pervenute sono state oggetto di richiesta di parere da parte degli Uffici dell'Autorità ai competenti Uffici ministeriali, relativamente alla conformità ai decreti mini-

steriali degli interventi presentati, al fine di poter eventualmente procedere alle valutazioni di propria competenza.

Gli esiti del processo di valutazione sono stati comunicati dall'Autorità tramite 8 apposite delibere: 27 aprile 2005, n. 77, 26 maggio 2005, n. 98, 9 giugno 2005, n. 102, 15 giugno 2005, n. 104, 27 giugno 2005, n. 123, 7 luglio 2005, n. 136, 2 novembre 2005, n. 227, e 28 febbraio 2006, n. 44.

Verifica e certificazione dei risparmi energetici

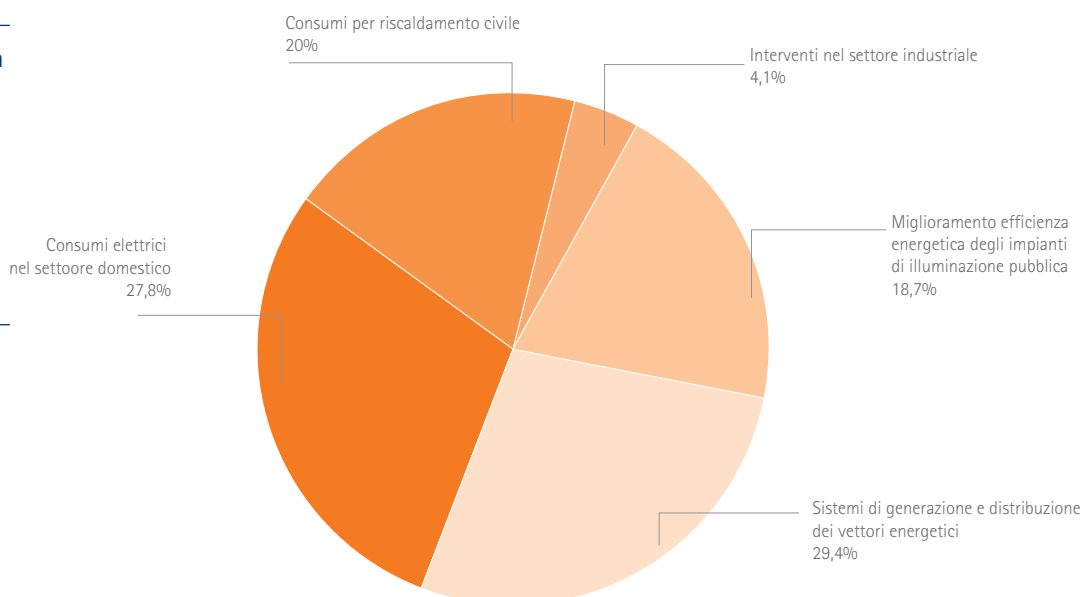
Per quanto riguarda l'attività di verifica e di certificazione dei risparmi energetici, nel corso dell'anno gli Uffici dell'Autorità hanno valutato sia le richieste relative a interventi realizzati nel triennio 2001-2004 (pervenute entro il 30 settembre 2005, termine previsto dalle *Linee guida* e successivamente prorogato, su richiesta degli operatori interessati, con delibera 12 luglio 2005, n. 143), sia le richieste pervenute in relazione a interventi realizzati a partire da gennaio 2005.

Sono pervenute 425 richieste, relative a oltre un migliaio di interventi; esse sono state presentate nel 30% circa dei casi da distributori obbligati e nel restante 70% circa da distributori non soggetti a tali obblighi, società controllate dai distributori e società di servizi energetici.

A fronte della valutazione eseguita dagli Uffici dell'Autorità, al 31 marzo 2006 sono stati certificati risparmi di energia primaria per un totale di 150.366 tep (Fig. 4.3), conseguiti con:

FIG. 4.3

Risparmi di energia primaria e Titoli di efficienza energetica di cui è stata autorizzata l'emissione al 31 marzo 2006, distinti per macrotipologia di intervento
Valori percentuali



- interventi di miglioramento dell'efficienza energetica degli impianti di illuminazione pubblica (19% circa);
- interventi su sistemi di generazione e distribuzione di vettori energetici (per esempio, sui sistemi di decompressione del gas, cogenerazione, teleriscaldamento) (29% circa);
- interventi sui consumi elettrici nel settore domestico (per esempio, illuminazione, scaldia acqua elettrici, piccoli sistemi fotovoltaici, elettrodomestici, pompe di calore, sistemi di condizionamento) (28% circa);
- interventi sui consumi per riscaldamento nell'edilizia civile e terziaria (per esempio, caldaie e scaldia acqua ad alta efficienza, isolamenti termici degli edifici, solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria) (20% circa);
- interventi di varia natura nel settore industriale (per esempio, motori ad alta efficienza, installazione di *inverter*, gestione calore) (4% circa).

A seguito di tali certificazioni gli Uffici dell'Autorità hanno autorizzato il GME all'emissione di TEE equivalenti, in volume, ai risparmi certificati. Nel complesso, nel periodo di tempo indicato è stata autorizzata l'emissione di 100.327 TEE di tipo I (attestanti risparmi di energia elettrica), 42.020 TEE di tipo II (attestanti risparmi di gas naturale) e 8.019 TEE di tipo III (attestanti risparmi di forme di energia diverse dall'energia elettrica e dal gas naturale).

Circa il 40% dei TEE di cui è stata autorizzata l'emissione nel periodo indicato riguarda interventi realizzati da distributori soggetti agli obblighi di risparmio energetico, mentre il restante 60% circa è stato emesso a favore di soggetti non obbligati (distributori sotto la soglia dei 100.000 clienti finali serviti nell'anno 2001 e società di servizi energetici). Questa ripartizione indica un notevole potenziale di scambio da realizzarsi nel mercato o attraverso contrattazione bilaterale.

I TEE emessi sono validi ai fini del conseguimento degli obiettivi annuali di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica a partire dall'anno 2005. Ai fini della verifica di conseguimento dell'obiettivo 2005 i distributori potranno consegnare all'Autorità, entro il 31 maggio 2006, TEE emessi fino a quella data. Nel complesso, considerati i risparmi energetici certificati dall'Autorità al 31 marzo 2006 e quelli che verosimilmente potranno essere certificati fino al 31 maggio 2006, ci si attende che gli obiettivi previsti dai decreti ministeriali per l'anno 2005 saranno conseguiti; così come verrà rispettato il vincolo riguardo al fatto che almeno la metà dei risparmi di energia primaria realizzati sia relativa a riduzioni nei

consumi di energia elettrica e di gas naturale ottenute attraverso l'installazione di apparecchiature a maggiore efficienza energetica. Verosimilmente i risparmi certificati a fronte delle richieste pervenute genereranno anche un *surplus* di TEE rispetto all'obiettivo 2005, che potrà essere "bancato" e utilizzato per il conseguimento degli obiettivi negli anni successivi del quinquennio 2005-2009.

Sezione dedicata all'efficienza energetica del sito Internet dell'Autorità e del sistema informativo per l'attuazione dei decreti ministeriali 20 luglio 2004

Nel corso dell'anno è stata aggiornata e arricchita la sezione del sito Internet dell'Autorità dedicata all'efficienza energetica e all'attuazione dei decreti ministeriali 20 luglio 2004. Tramite essa è tra l'altro possibile accedere al sistema informativo predisposto dall'Autorità per la presentazione delle proposte di progetto nonché delle richieste di verifica e certificazione dei risparmi energetici conseguiti nell'ambito dei decreti ministeriali 20 luglio 2004.

Sono state introdotte le schede di rendicontazione dei risparmi energetici relative alle tipologie di intervento per le quali l'Autorità ha approvato, nel corso dell'anno, nuove metodologie semplificate per la quantificazione dei risparmi; si è inoltre aggiunta l'interfaccia di comunicazione tra l'Autorità e il GME che consente la trasmissione per via telematica delle autorizzazioni all'emissione dei TEE dall'Autorità al GME.

Accreditamento di società di servizi energetici per l'utilizzo del sistema informativo

Nel corso dell'anno è continuata l'attività di accreditamento delle società operanti nel settore dei servizi energetici all'utilizzo del sistema informativo nel quale vengono accreditate le società, le imprese artigiane e le forme consortili di imprese artigiane che rispondono ai requisiti previsti all'art. 1, comma 1, lettera t), delle *Linee guida*.

Al 31 marzo 2006 risultano accreditati circa 530 soggetti. L'accREDITAMENTO consente l'accesso al sistema telematico per la presentazione di proposte di progetti di risparmio energetico e di richieste di verifica e certificazione dei risparmi energetici conseguiti, poi oggetto di valutazione da parte degli Uffici dell'Autorità.

È da rilevare che, nel periodo di riferimento di questa *Relazione Annuale*, solo una quota ridotta (meno del 10%) dei soggetti richiedenti l'accREDITAMENTO, ha effettivamente presentato all'Autorità proposte di progetto nonché richieste di verifica e certificazione.

Attività di divulgazione

Nel corso dell'anno si è ulteriormente intensificata l'attività di gestione delle richieste di informazioni e chiarimenti sulle modalità operative di applicazione dei decreti 20 luglio 2004 e dei relativi provvedimenti attuativi dell'Autorità. Tale attività ha assunto un rilievo particolare in corrispondenza dell'entrata in vigore dei decreti. Le richieste provengono da operatori di natura diversa: distributori, società di servizi energetici, società di consulenza, centri di ricerca nazionali e internazionali.

Nel corso dell'anno rappresentanti dell'Autorità hanno inoltre proseguito l'attività di divulgazione del contenuto dei decreti e della regolazione attuativa predisposta dall'Autorità, attraverso la partecipazione, in qualità di relatori, a numerosi corsi, seminari e convegni organizzati da istituzioni ed enti nazionali e locali.

Nel mese di settembre è stato organizzato un seminario tecnico per illustrare i criteri e le procedure per la rendicontazione di interventi di cogenerazione e teleriscaldamento tramite l'utilizzo delle schede tecniche pubblicate con la delibera n. 177/05. Nel mese di novembre sono stati organizzati due seminari tecnici di aggiornamento sul contesto normativo e regolatorio di riferimento per la realizzazione di progetti di risparmio energetico e sulle modalità per l'ottenimento di TEE. Nel mese di febbraio 2006 rap-

presentati dell'Autorità hanno partecipato a due seminari informativi, organizzati dal GME in collaborazione con l'Autorità, sulle modalità di funzionamento del registro e del mercato dei TEE.

Nel corso dell'anno rappresentanti dell'Autorità sono stati invitati a presentare il funzionamento del meccanismo dei TEE in diversi convegni internazionali e sedi istituzionali estere (Francia, Regno Unito, Germania, Olanda, Australia). Sono inoltre proseguite sia la collaborazione con gruppi di esperti della Commissione europea nell'ambito della discussione sulla proposta di Direttiva concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici, sia l'attività di testimonianza nell'ambito di seminari tecnici organizzati dall'Agenzia internazionale dell'energia (AIE).

Collaborazione tra l'Autorità e l'ENEA

Con delibera 17 gennaio 2006, n. 4, l'Autorità ha approvato una convenzione con l'ENEA in base alla quale l'ente collaborerà allo svolgimento delle attività di valutazione e quantificazione dei risparmi energetici, oltre che ai controlli per la verifica della corretta attuazione dei progetti valutati dagli Uffici dell'Autorità nell'ambito del meccanismo introdotto dai decreti ministeriali 20 luglio 2004.

5.

Organizzazione,
attività
e risorse

Organizzazione e piano strategico triennale

Il 2005 è stato il primo anno di operatività e, quindi, di verifica concreta del progetto di riassetto e sviluppo organizzativo realizzato negli ultimi mesi del 2004 (Fig. 5.1).

Alla luce delle attività svolte e delle decisioni prese in materia tariffaria, di vigilanza e di controllo, si può ritenere che aver creato due Direzioni *ad hoc* su queste tematiche abbia consentito all'Autorità per l'energia elettrica e il gas di avere un presidio costante su funzioni istituzionali, le quali hanno assunto nel tempo sempre maggior rilevanza. Inoltre si è avuto modo di verificare che il nuovo modello organizzativo ha permesso di attuare più nettamente la distinzione, richiesta dalla legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, tra le funzioni di indirizzo e controllo strategico in capo al Collegio, con il supporto della Segreteria Generale di nuova istituzione e le funzioni di gestione affidate al Direttore Generale e ai Direttori.

Nell'ambito del processo di riorganizzazione e in linea con la richiamata distinzione dei ruoli e dei compiti tra l'organo di vertice e la struttura, vanno altresì considerati l'assunzione di un Piano triennale e dei Piani operativi annuali secondo il seguente schema:

- definizione di un Piano triennale, contenente indicazioni alla struttura circa gli obiettivi a cui tendere (annuali o pluriennali); tale Piano è stato adottato dal Collegio con la prima delibera dell'anno, a seguito di una procedura che ha visto la partecipazione della struttura stessa;

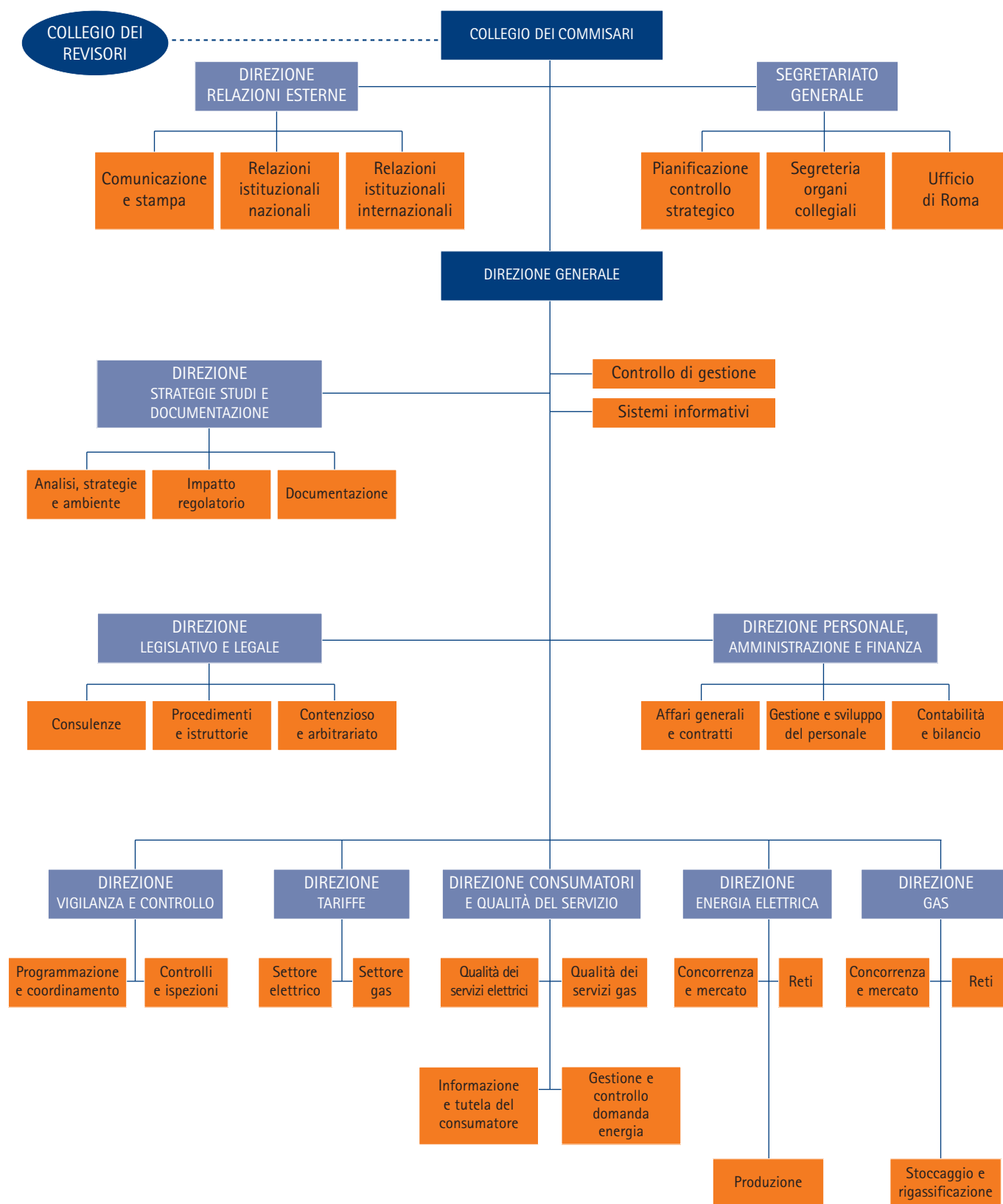
- assegnazione alle singole Direzioni, da parte della Direzione Generale, di un *budget* preliminare di spesa determinato tenendo conto del Piano triennale e delle compatibilità di bilancio;
- predisposizione, da parte di ciascuna Direzione, di un piano operativo annuale conseguente;
- individuazione e definitiva approvazione sia dei Piani operativi annuali, sia della relativa assegnazione del *budget* alle singole Direzioni, con apposita determinazione della Direzione Generale.

Particolare rilievo ha il Piano triennale. In esso, dopo un'introduzione generale che richiama gli ambiti di attività dell'Autorità, come definiti dalle varie norme di settore oltre che dalla stessa legge istitutiva, vengono indicati sei obiettivi generali. Il primo concerne la promozione della concorrenza e la tutela dei consumatori in termini di sostegno all'apertura dei mercati dal lato della domanda, di completamento, sviluppo e adeguamento del mercato elettrico, di sviluppo della liberalizzazione e della concorrenza nel mercato del gas. Si collocano in questo obiettivo anche le azioni per contribuire al "disaccoppiamento" del prezzo del gas dal petrolio, oltre che quelle per promuovere l'armonizzazione dei mercati elettrico e del gas a livello nazionale e transnazionale.

Un secondo obiettivo prevede azioni per sostenere l'efficienza e l'economicità delle attività in monopolio di fatto, nonché per promuovere gli investimenti contribuendo alla adeguatezza e alla

FIG. 5.1

Organigramma dell'Autorità



sicurezza sia del sistema sia delle infrastrutture. In tale ambito sono da ascrivere le misure per garantire una conveniente, trasparente e non discriminatoria accessibilità e fruibilità delle infrastrutture regolate, per promuovere adeguate economie di scala nella distribuzione gas e la separazione societaria dell'attività di misura.

Importante è anche assistere e tutelare l'utente finale dei servizi energetici considerando la qualità dei servizi e la loro sostenibilità sociale; a tale scopo occorrono l'istituzione della funzione arbitrale e l'adozione di misure efficienti per la soluzione delle controversie.

Uno dei sei obiettivi generali previsti dal Piano triennale è specificamente dedicato alla compatibilità ambientale dei servizi regolati: in quest'ambito occorre adottare le scelte e le politiche per lo sviluppo sostenibile con riferimento alla tutela ambientale (lato generazione e offerta), all'uso razionale dell'energia, all'*emission trading* e ad altri strumenti connessi con il Protocollo di Kyoto.

Ancora, tra i principali compiti individuati dal Piano triennale vi è quello di vigilare sulla corretta applicazione delle norme e degli standard di settore attraverso le attività di verifica e controllo, le indagini e le istruttorie finalizzate anche a eventuali provvedimenti prescrittivi o sanzionatori. Infine obiettivo primario indicato è quello di sviluppare il colloquio con gli *stakeholder* di sistema: valorizzando i rapporti con i soggetti istituzionali nazionali, dell'Unione europea e dei paesi più rilevanti per gli interessi nazionali ed europei; potenziando gli strumenti di consultazione di operatori e consumatori; sviluppando l'Analisi di impatto della regolazione (AIR); favorendo l'informazione, la comunicazione e i rapporti con i mezzi di comunicazione.

Il Piano indica poi le scelte regolatorie che l'Autorità intende esplicitamente perseguire e che:

- privilegino, ove possibile, l'adozione di strumenti di mercato rispetto a soluzioni amministrative;
- simulino condizioni di mercato laddove il mercato stesso non può, per ragioni strutturali, affermarsi compiutamente;
- si configurino rigorosamente come forme contingenti di "tutela transitoria" del sistema, rendendo note, ogni qualvolta sia possibile, la durata attesa e le modalità di adozione delle stesse;
- costituiscano incentivo al miglioramento delle *performance* del sistema, in termini di efficacia, efficienza, qualità e attenzione al consumatore;
- rispettino i criteri di continuità, tempestività, efficienza, efficacia.

Il Piano è corredato di una serie di schede in cui gli obiettivi generali, sopra riportati, vengono declinati in obiettivi operativi e quindi in azioni che le varie Direzioni metteranno in opera.

Il processo di sviluppo organizzativo, nell'anno in corso, ha visto inoltre la prima attuazione in Autorità di una politica di decentramento della spesa e delle responsabilità amministrative, cosicché l'attività di gestione è risultata concretamente realizzata dai responsabili di Direzione, cui il nuovo sistema di deleghe aveva affidato poteri di firma e di spesa. Tutte le Direzioni hanno agito nel rispetto del *budget* assegnato, dimostrando una buona capacità di monitorare le risorse finanziarie attribuite e di correlarle con le attività. Si è inteso infine accompagnare il processo di sviluppo organizzativo con il nuovo sistema, sia pure sperimentale, di contabilità finanziaria integrata a contabilità economica e analitica di cui si dirà nel paragrafo specifico.

Provvedimenti assunti

Il 2005 è stato un anno di intensa operatività per tutte le Direzioni dell'Autorità. I provvedimenti più significativi (delibere, Documenti per la consultazione, pareri e segnalazioni) sono stati 350, con un aumento di 59 provvedimenti rispetto ai 291 del 2004. La tavola 5.1 evidenzia il dettaglio dei provvedimenti adottati secondo le varie tematiche e i diversi livelli di competenza sia istituzionale sia operativa dell'Autorità: nuova regolazione; aggiornamenti di regolazione già attiva; tariffe; controlli; istruttorie; diffide; sanzioni; pareri e segnalazioni; contenzioso; operatività della Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE); avvio di procedimenti e Documenti per la consultazione; organizzazione e personale. Dalla tavola emerge in particolare l'aumento, rispetto all'anno precedente, dei provvedimenti per:

- l'aggiornamento dei meccanismi di regolazione introdotti negli anni scorsi, segno di un'attenzione continua all'evoluzione dei mercati;

- le indagini, le istruttorie, le diffide, le sanzioni che dimostrano una maggiore azione dell'Autorità nelle attività di vigilanza e controllo, volte ad accertare o inibire comportamenti degli operatori non conformi alla normativa;
- l'avvio e lo sviluppo di procedimenti e di consultazioni, a indicare la determinazione nell'adottare gli interventi necessari per completare e migliorare il quadro regolatorio, attraverso il più ampio coinvolgimento e la maggiore partecipazione possibile dei soggetti interessati.

Si sottolinea anche la costante attenzione alla regolazione innovativa, volta, tra l'altro, alla ricerca e all'introduzione di ulteriori meccanismi che favoriscano sia i processi di liberalizzazione dei mercati interessati, sia livelli di concorrenza sempre più elevati, nonché un'avanzata tutela dei consumatori.

TAV. 5.1

Provvedimenti dell'Autorità nel periodo 2004-2005

TIPOLOGIA	2004		2005	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
Nuova regolazione	41	14,09	40	11,43
Aggiornamenti	46	15,80	55	15,71
Tariffe	24	8,25	23	6,57
Controlli, istruttorie, diffide	15	5,15	32	9,14
Pareri, segnalazioni	11	3,78	15	4,29
Contenzioso	29	9,97	23	6,57
Attività CCSE	29	9,97	31	8,87
Avvio procedimenti, consultazioni	57	19,59	95	27,14
Organizzazione, personale	39	13,40	36	10,28
TOTALE	291	100	350	100

Consultazione e Analisi di impatto della regolazione

Attività di consultazione

Sin dalla sua costituzione, l'Autorità si è impegnata a garantire la massima trasparenza dei processi decisionali con valenza esterna, coinvolgendo direttamente in procedure di consultazione consolidate le parti interessate e le associazioni che ne rappresentano gli interessi. Tali procedure prevedono la diffusione da parte dell'Autorità delle sue proposte di regolazione, generalmente comprensive dello schema di provvedimento, della raccolta delle osservazioni scritte e, in casi di particolare rilevanza, del confronto diretto con i soggetti coinvolti in apposite audizioni speciali. Di norma, inoltre, l'Autorità organizza audizioni periodiche per raccogliere osservazio-

ni e suggerimenti sul proprio operato da tutti i soggetti interessati.

Nel periodo compreso tra aprile 2005 e aprile 2006, utilizzando anche il sito Internet, l'Autorità ha diffuso 40 Documenti per la consultazione in vista dell'adozione di provvedimenti, raccogliendo le osservazioni scritte degli operatori del settore e dei soggetti interessati. L'Autorità ha inoltre convocato le audizioni periodiche il 30 giugno e il 1° luglio 2005, ponendo all'esame dei soggetti interessati le prospettive di liberalizzazione dei mercati dell'elettricità e del gas, l'introduzione dell'AlR, l'attività svolta dall'Autorità e le priorità da perseguire nel triennio 2006-2008.

TAV. 5.2

Sintesi delle attività di consultazione

Aprile 2005 – Marzo 2006

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DI DIFFUSIONE
Iniziative per il monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia	6.4.05
Orientamenti per la definizione e la regolazione delle reti interne di utenza e delle linee dirette	13.4.05
Obblighi di registrazione e di tempestività nella trasmissione ai distributori delle richieste di prestazioni dei clienti finali per i venditori di gas naturale e di energia elettrica	2.5.05
Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto di gas naturale per il secondo periodo di regolazione	2.5.05
Integrazioni e modifiche della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 170 e della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 settembre 2004, n. 173	5.5.05
Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e nel mercato per il servizio di dispacciamento	5.5.05
Interruzioni prolungate o estese: nuovi standard di qualità con indennizzi automatici e altre iniziative di prevenzione e mitigazione	18.5.05
Estensione della misura su base oraria ai clienti finali con consumi di gas naturale superiori ai 200.000 m ³ annui e ai punti di consegna delle reti di distribuzione	26.5.05
Regolazione del potere calorifico del gas naturale	8.6.05
Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di GNL per il secondo periodo di regolazione	20.6.05
Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'art. 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387	15.7.05
Contratto standard per la compravendita di gas naturale al punto di scambio virtuale	19.7.05
Orientamenti finali per la definizione e la regolazione delle reti interne di utenza e delle linee dirette	28.7.05
Schema di direttive alle imprese distributrici per la definizione di regole tecniche per la connessione con le reti di distribuzione dell'energia elettrica in alta e media tensione	1.8.05
Procedure di assegnazione della capacità di trasporto per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica (attuazione delle disposizioni di cui all'art. 6 del regolamento CE n. 1228/03 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003)	3.8.05

SEQUE

TAV. 5.2 SEQUE

**Sintesi delle attività
di consultazione**

Aprile 2005 – Marzo 2006

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DI DIFFUSIONE
Meccanismi per l'incentivazione all'aggregazione della proprietà della rete di trasmissione nazionale	3.8.05
Registrazione dei contratti di compravendita di energia elettrica ai fini della loro esecuzione nell'ambito del servizio di dispacciamento	4.8.05
Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica tese alla riduzione del grado di interesse a esercitare il potere di mercato (<i>Virtual Power Plant</i> o VPP)	4.8.05
Formazione di provvedimenti in materia di tariffe speciali dell'energia elettrica in attuazione delle disposizioni di cui all'art. 11 del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito con modificazioni nella legge 14 maggio 2005, n. 80	19.9.05
Meccanismi di trasferimento dei CCCL tra mercato libero e mercato vincolato	20.9.05
Orientamenti in materia di definizione delle fasce orarie con riferimento agli anni 2006 e 2007	30.9.05
Criteri e modalità applicativi dei coefficienti di perdita sulle reti elettriche nel periodo 1 gennaio 2002 – 31 gennaio 2004	21.10.05
Modifica e integrazione dei criteri per l'adozione e l'aggiornamento dei Codici di rete per l'attività di trasporto e dispacciamento e per i conferimenti di capacità di trasporto di cui alla delibera 17 luglio 2002, n. 137	14.11.05
Modifiche alla delibera 30 dicembre 2003, n. 168, per la registrazione dei contratti di compravendita di energia elettrica ai fini della loro esecuzione nell'ambito del servizio di dispacciamento, la modifica dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo e la definizione di disposizioni transitorie relative all'anno 2006	16.11.05
Aggiornamento dei parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'art. 3, comma 3.1, della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 marzo 2002, n. 42	18.11.05
Revisione dell'articolazione per fasce orarie dei corrispettivi di alcuni servizi di pubblica utilità nel settore elettrico per gli anni 2006 e 2007	22.11.05
Qualità dei servizi telefonici commerciali per i clienti finali di energia elettrica e di gas	30.11.05
Modalità di regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica prelevata in corrispondenza di punti di immissione	2.12.05
Orientamenti per l'abrogazione del parametro Ct di cui alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70, e per l'individuazione di parametri succedanei al Ct, idonei alla regolazione di alcune partite economiche del settore elettrico	5.12.05
Revisione del meccanismo di aggiornamento bimestrale della componente dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel Spa di cui alla delibera dell'Autorità 4 ottobre 2000, n. 182	5.12.05
Determinazione degli obblighi di modulazione e dei criteri e priorità di conferimento della capacità di stoccaggio	13.12.05
Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio di gas naturale per il secondo periodo di regolazione	14.12.05
Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica ai clienti idonei finali	19.12.05
Imprese elettriche minori di cui all'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10: problematiche relative alla compatibilità con la normativa nazionale e comunitaria e all'acquisizione di rami di azienda da altre imprese di distribuzione	21.12.05
Meccanismo di trasferimento dei diritti di importazione tra mercato vincolato e mercato libero	28.12.05
Revisione della direttiva in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità	15.2.06
Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio di gas naturale per il secondo periodo di regolazione	22.2.06
Modifiche e integrazioni al regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas nuovi (delibera 18 marzo 2004, n. 40)	1.3.06
Criteri per la valutazione dell'efficienza economica nello svolgimento delle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e attività connesse e conseguenti ai sensi dell'articolo 9, comma 2, del decreto interministeriale 26 gennaio 2000	1.3.06
Obblighi di separazione funzionale e di separazione contabile (<i>unbundling</i>) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas	16.3.06

Analisi di impatto della regolazione

L'art. 12 della legge 29 luglio 2003, n. 229, ha stabilito l'obbligo in capo alle Autorità amministrative indipendenti di dotarsi, nei modi previsti dai rispettivi ordinamenti, di metodi AIR per l'emanazione degli atti di propria competenza.

L'AIR ha lo scopo di valutare le ricadute – in termini qualitativi e quantitativi – di una decisione regolativa, in relazione sia all'insieme dei destinatari sia alle stesse amministrazioni che devono applicare e/o far applicare la regolamentazione. L'AIR permette, infatti, di stabilire anticipatamente se un intervento di regolazione sia necessario ed efficace, attraverso: la descrizione degli obiettivi del provvedimento la cui eventuale adozione è in discussione; il confronto tra le opzioni alternative; la valutazione sia dei benefici e dei costi per i destinatari (attuali e potenziali) delle regole, sia degli effetti positivi e negativi sui processi economici, sociali e ambientali.

L'Autorità considera lo svolgimento dell'AIR un completamento delle proprie modalità di intervento, già orientate a criteri di semplificazione, trasparenza ed efficacia; attraverso l'AIR intende rendere pubbliche le ragioni che stanno alla base degli interventi regolatori più significativi e, in particolare, esplicitare le motivazioni degli approcci adottati rispetto ad altre possibili opzioni di intervento.

In ottemperanza al disposto di legge, l'Autorità sta introducendo l'AIR in forma graduale e sperimentale.

Nel primo semestre 2005 è stato sottoposto a consultazione pubblica un Documento *Linee Guida sull'introduzione dell'analisi di impatto della regolazione – AIR – nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, approvato dall'Autorità con delibera 31 marzo 2005, n. 58, al fine di sviluppare un primo confronto con operatori e associazioni e di ricevere le loro osservazioni e proposte; sono inoltre stati effettuati test della metodologia su due provvedimenti: *Definizione dei criteri per le tariffe di utilizzo dei terminali di GNL per il secondo periodo di regolazione* (delibera 5 agosto 2005, n. 178) e *Modalità per la registrazione dei contratti di compravendita di energia elettrica e la disciplina dei diritti e degli obblighi connessi con l'esecuzione di tali contratti nell'am-*

bito del servizio di dispacciamento per gli anni successivi al 2005.

Alla luce delle osservazioni raccolte durante la consultazione pubblica e dei risultati dei test effettuati, l'Autorità, con delibera 28 settembre 2005, n. 203, ha avviato la sperimentazione della nuova metodologia. Tale sperimentazione, che avrà durata triennale e riguarderà alcuni dei principali provvedimenti dell'Autorità, individuati in coerenza con il Piano triennale delle attività 2006-2008, dovrà servire per definire compiutamente: i criteri per selezionare i provvedimenti da sottoporre ad AIR; le modalità di organizzazione interna dell'Autorità; le modalità di consultazione degli organismi rappresentativi degli interessi destinatari degli interventi regolatori; le modalità di valutazione economica.

Il Direttore Generale, su mandato del Collegio, ha emanato, con determinazione 7 novembre 2005, n. 39, le linee operative sotto forma di *Guida per la sperimentazione dell'AIR nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*. Alla fine del periodo di sperimentazione, e anche grazie all'esperienza così acquisita, verrà adottato l'atto di regolazione formale dell'AIR con relativo manuale operativo.

Nel primo semestre 2006 sono stati sottoposti ad AIR i seguenti provvedimenti:

- *Modifiche alla delibera 30 dicembre 2003, n. 168, per la registrazione dei contratti di compravendita di energia elettrica ai fini della loro esecuzione nell'ambito del servizio di dispacciamento.* Il provvedimento, di competenza della Direzione elettricità, è stato avviato con delibera 6 aprile 2005, n. 65, e verrà approvato entro il mese di giugno 2006;
- *Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio e modifiche e integrazioni alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 21 giugno 2005, n. 119, e alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 luglio 2005, n. 166.* Il provvedimento, di competenza della Direzione tariffe, è stato approvato dall'Autorità con delibera 3 marzo 2006, n. 50;

- *Standard di comunicazione tra distributori e venditori di gas ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere g) ed h), della legge 14 novembre 1995, n. 481.* Il procedimento, di competenza della Direzione consumatori e qualità del servizio, è stato avviato con delibera 19 dicembre 2006, n. 279, e secondo i tempi fissati nel piano AIR si concluderà entro la fine del 2006;
- *Revisione dell'articolazione per fasce orarie dei corrispettivi di alcuni servizi di pubblica utilità per l'anno 2007.* Il procedimento, di competenza della Direzione elettricità, è stato avviato con delibera 8 novembre 2004, n. 196, e secondo i tempi fissati nel piano AIR si concluderà nel mese di agosto 2006.

Risorse umane e sviluppo del personale

Acquisizione delle risorse, formazione e sviluppo del personale

Prima di esaminare quanto compiuto dall'Autorità in termini di acquisizione e sviluppo delle risorse umane giova ricordare che per effetto dell'art. 1, comma 118, della legge 23 agosto 2004, n. 239, che ha modificato la legge istitutiva del 1995, la pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità conta 120 unità (e non più 80), mentre la dotazione del personale con contratto a tempo determinato da 40 unità è passata a 60. In considerazione dei ristretti contingentamenti previsti dalla legge e in ragione dell'esigenza di razionalizzare la distribuzione e l'utilizzo delle risorse, si è concluso nell'anno in riferimento il processo per la ridefinizione della pianta

organica del personale di ruolo e, più in generale, per la rideterminazione della dotazione organica del personale dipendente dell'Autorità, di ruolo e a tempo determinato. Tale processo, ora in fase di perfezionamento formale, costituirà la base per il piano di assunzioni per i prossimi anni che dovrebbe condurre il numero del personale, di ruolo o a tempo determinato, assai più vicino ai richiamati limiti di legge.

L'anno di riferimento è stato caratterizzato, sotto un profilo generale, da una intensa attività di reclutamento di personale. In particolare sono state perfezionate selezioni pubbliche per complessi-

ve 28 assunzioni di cui 7 con contratto a tempo indeterminato e 21 con contratto a tempo determinato. Sotto il profilo dell'inquadramento nella carriera, le assunzioni hanno riguardato 2 dirigenti e 26 funzionari. Dei 26 funzionari assunti 12 hanno competenze economiche, 5 tecniche, 5 giuridiche e 4 amministrative.

Per quanto concerne la valorizzazione delle risorse interne, si conferma anche nell'anno di riferimento l'attenzione per lo sviluppo del personale, basato sul riconoscimento e sulla valutazione delle capacità professionali dei dipendenti, utilizzando gli strumenti messi a disposizione dal regolamento del personale e ordinamento delle carriere dell'Autorità. In particolare, si è svolto, con riferimento all'attività del 2004, il processo di valutazione finalizzato alla progressione nelle carriere e all'erogazione del trattamento accessorio di produttività (gratifica), per il quale è stata applicata la formula di premio incentivante, corrisposto ai funzionari e ai dirigenti in ragione dell'assiduità, della qualità delle prestazioni, dei risultati e delle responsabilità e funzioni formalmente attribuite. Tale processo valutativo, innovando rispetto al passato, è stato svolto, con la sola eccezione del personale dirigente, con l'intervento di un Comitato di valutazione composto da tutti i responsabili di primo livello, che deve omogeneizzare le valutazioni e stilare, ai fini dell'attribuzione dei livelli di progressione, un'unica graduatoria definitiva, per ciascuna carriera.

Attenzione è stata posta al tema della formazione: numerosi sono stati i dipendenti dell'Autorità (nell'ordine del 60-70% del personale in servizio) che hanno preso parte a corsi e iniziative nazionali e internazionali, presso organismi e istituzioni di comprovata esperienza tecnico-scientifica, al fine di mantenere vivi il confronto dialettico e l'aggiornamento professionale sui profili attuativi e di esperienza nel settore dell'energia elettrica e del gas.

Inoltre è stato avviato un progetto formativo finalizzato all'interiorizzazione dei valori istituzionali, all'attivazione delle capacità interfunzionali, allo sviluppo delle attitudini manageriali. In tale contesto si è realizzato un primo specifico intervento formativo

per i responsabili di primo livello.

Nell'anno di riferimento è proseguita la politica del *welfare* dell'Autorità. In particolare, previo accordo con le organizzazioni sindacali: sono state poste in essere alcune modifiche alla disciplina generale del programma di previdenza complementare in favore dei dipendenti; è stata definita la regolamentazione dell'istituto dell'indennità di fine rapporto; sono stati attuati alcuni interventi correttivi, sulla base dell'esperienza del primo anno di vita, sulla gestione del Fondo pensione. Inoltre l'Autorità ha provveduto a riconoscere, attraverso l'adesione a una Cassa sanitaria, una polizza sanitaria integrativa al personale, anche in quiescenza, e ai relativi familiari. Per quanto concerne la struttura del trattamento economico, l'Autorità si è allineata alla struttura della retribuzione vigente nell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM), anche in conformità con quanto previsto dalla legge istitutiva che proprio i criteri del trattamento giuridico ed economico del personale dell'AGCM considera quale base di riferimento. In tale ottica sono stati realizzati gli accordi stipulati con le organizzazioni sindacali per dare compiuta attuazione, anche in Autorità, al cd. "premio di presenza".

È stato, inoltre, definito con le organizzazioni sindacali un accordo in materia di sicurezza e salute dei dipendenti sul luogo del lavoro, in attuazione della legge 19 settembre 1994, n. 626 e successive modificazioni. In tale contesto è stato parimenti completato il quadro delle figure base previste da tale normativa (datore di lavoro, responsabile del Servizio di prevenzione e protezione, rappresentanti dei lavoratori per la sicurezza, medico competente) per entrambe le sedi di lavoro dell'Autorità di Milano e Roma.

Oltre ad assicurare un primo pacchetto formativo per i rappresentanti dei lavoratori per la sicurezza, sono state altresì predisposte le visite mediche di legge per il personale e sono in fase di perfezionamento il documento di valutazione dei rischi per le sedi di Roma e Milano, nonché una specifica attività formativa per tutto il personale.

Compagine: analisi per età, qualifica e livelli retributivi

In attesa della ridefinizione della dotazione alla luce delle disposizioni della legge n. 239/04, l'attuale pianta organica dell'Autorità, definita con delibera 7 marzo 2001, n. 53, è strutturata secondo le carriere e le qualifiche illustrate nelle tavole 5.3 e 5.4.

Secondo il tipo di contratto, la dotazione dell'Autorità risulta, al 31 marzo 2006, pari a 118 unità delle quali 69 a tempo indeterminato e 49 a tempo determinato. A esse va aggiunto il personale, reso disponibile mediante comandi e distacchi, per complessive 5 risorse.

TAV. 5.3

Pianta organica dell'Autorità

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
DIRIGENTI	15
Direttore Generale	
Direttore centrale	
Direttore	
Direttore aggiunto	
FUNZIONARI	46
Primo funzionario	
Funzionario I	
Funzionario II	
Funzionario III	
OPERATIVI	18
Impiegato	
Coadiutore	
Aggiunto	
Applicato	
ESECUTIVI	1
Commesso capo	
Commesso	
TOTALE	80

Il personale è suddiviso nelle carriere dei dirigenti, dei funzionari, degli operativi e degli esecutivi. Attualmente la compagine dell'Autorità è strutturata come illustrato nella tavola 5.5.

Il personale ha un'età media di poco superiore ai 40 anni e possiede un elevato grado di qualificazione professionale. Tutti i dipen-

denti sono in possesso di un diploma di scuola superiore e il 78% è in possesso di una laurea.

Le retribuzioni medie annue effettive (al lordo delle ritenute erariali, ma al netto della gratifica annuale e dei contributi previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità) sono riportate nella tavola 5.6.

TAV. 5.4

**Composizione del personale
al 31 marzo 2006
per tipo di contratto e
qualifica di inquadramento**

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI E DISTACCHI
Direttore Generale	0	1	0
Direttore centrale	4	1	0
Direttore	4	2	0
Direttore aggiunto	6	1	0
Primo funzionario	4	1	0
Funzionario I	6	2	0
Funzionario II	21	7	3
Funzionario III	9	26	0
Impiegato	5	2	1
Coadiutore	4	3	0
Aggiunto	6	3	0
Commesso	0	0	1
TOTALE	69	49	5

TAV. 5.5

**Composizione del
personale dipendente
al 31 marzo 2006
per carriera e qualifica**

DIRIGENTI		FUNZIONARI		OPERATIVI		ESECUTIVI	
Direttore Generale	2	Primo funzionario	5	–		–	
Direttore centrale	5	Funzionario I	8	Impiegato	7	Commesso capo	0
Direttore	5	Funzionario II	28	Coadiutore	7	Commesso	0
Direttore aggiunto	7	Funzionario III	35	Aggiunto	9	–	
TOTALE	19	TOTALE	76	TOTALE	23	TOTALE	0

TAV. 5.6

**Retribuzione contrattuale
lorda per carriera e grado**

DIRIGENTI		FUNZIONARI		OPERATIVI		ESECUTIVI	
Direttore Generale	140,6	Primo funzionario	73,3	Impiegato	43,2	–	–
Direttore centrale	119,0	Funzionario I	60,0	Coadiutore	36,4	Commesso capo	32,6
Direttore	95,0	Funzionario II	46,8	Aggiunto	28,5	Commesso	24,7
Direttore aggiunto	84,6	Funzionario III	40,1	Applicato	25,5	–	–

Gestione finanziaria

In linea con il nuovo assetto organizzativo, delineatosi con le delibere 20 ottobre 2004, n. 182 e n. 183, e con l'avvenuta definizione di un nuovo sistema di deleghe, introdotto per realizzare più efficacemente i principi di decentramento della spesa e delle responsabilità amministrative, nell'anno in riferimento ha trovato concreta realizzazione, sia pure sperimentale, il nuovo sistema di contabilità economico-patrimoniale, integrato alla contabilità finanziaria, adottato con la delibera 9 settembre 2004, n. 153.

Per l'anno 2005 sia pure in via sperimentale, ciascuna Direzione è stata chiamata a operare, per la prima volta, sulla base di un *budget* di spesa assegnato correlato alle linee di attività. Il sistema integrato di contabilità ha consentito di monitorare la finalizzazione della spesa e dei costi e di verificare la correttezza amministrativo-contabile dell'impiego delle risorse. Il nuovo sistema contabile, pur con le esigenze di adottare ulteriori interventi di manutenzione evolutiva, ha avuto esiti soddisfacenti, talché, per la prima volta, la struttura del bilancio per l'esercizio 2005 è stata realizzata prevedendo l'individuazione dei Centri di responsabilità cui imputare direttamente le relative spese, fatta eccezione per talune tipologie di spesa (quali, per esempio, quelle relative al personale) che, per natura e funzione, si è ritenuto in questa fase di lasciare centralizzate.

In materia di gestione finanziaria va segnalato un fattore, peraltro di portata generale, che più di ogni altro ha influenzato l'esercizio nell'anno in riferimento: vale a dire la legge 30 dicembre 2004, n. 311 (finanziaria 2005) che ha disposto, anche per le Autorità amministrative indipendenti, che "la spesa complessiva [...] non possa superare il limite del 2% rispetto alle corrispondenti previsioni aggiornate del precedente anno". Tale normativa ha condizionato l'espletamento del ruolo e delle funzioni attribuite dal legislatore all'Autorità, i cui compiti generali – concretamente dettagliati da numerose norme primarie – sono stati ulteriormente arricchiti dalla legge n. 239/04. Quest'ultima ha previsto, tra l'altro, l'incremento del numero dei membri dell'Autorità da tre a cinque, una serie nutrita di nuovi compiti e adempimenti e l'ampliamento degli organici da 120 a 180 dipendenti, di ruolo o a tempo determinato. L'Autorità, ferma restando la convinzione della propria

estraneità alle disposizioni della legge finanziaria, ha tuttavia mantenuto per l'intera gestione dell'esercizio 2005 l'impostazione di bilancio originariamente assunta in termini di prudenza contabile e di contenimento dei costi, in linea con le disposizioni della legge finanziaria. In corso d'anno è peraltro intervenuta un'espressa norma (legge 17 agosto 2005, n. 168) che ha esplicitamente escluso l'Autorità dai vincoli di spesa di cui alla finanziaria 2005.

Le principali voci del bilancio dell'Autorità sono riassunte nella tavola 5.7. In termini di entrate si ricorda che l'Autorità non grava in alcuna misura sul bilancio dello Stato, poiché la stessa legge istitutiva prevede che ai suoi oneri di funzionamento si provveda mediante un contributo versato dai soggetti esercenti il servizio nei settori regolati. Funzionalmente a tale criterio generale e modificando l'iter a suo tempo stabilito, la stessa legge di previsione di bilancio per il 2005 (30 dicembre 2004, n. 312) ha disposto che i contributi dei soggetti regolati non transitino più per il bilancio dello Stato, ma vengano versati direttamente su quello dell'Autorità. Conseguentemente, a partire dall'esercizio 2005, fatta salva la determinazione dell'aliquota del contributo in questione ancora rimessa per lo stesso anno alla competenza esclusiva del Ministro dell'economia e delle finanze, l'Autorità, con propria delibera, ha disposto che i soggetti regolati effettuassero il pagamento del contributo direttamente su un conto corrente bancario appositamente acceso dall'Autorità presso il proprio istituto cassiere. Anche per l'anno 2005 la misura del contributo dovuto dai soggetti regolati, con riferimento ai ricavi dell'anno 2004, è stata mantenuta pari all'aliquota dello 0,3 per mille, dando origine a un'entrata in bilancio pari a 23,06 milioni di euro.

Nel 2005 la spesa corrente, pari a 23,04 milioni di euro, ha assorbito il 98,6% delle spese totali. Tra le uscite si segnala che le spese per il funzionamento degli organi istituzionali ammontano a circa 0,89 milioni di euro. Tale voce comprende essenzialmente le indennità spettanti ai componenti dell'Autorità (come noto equiparate al trattamento economico del Presidente e del Giudice della Corte costituzionale) erogate nell'esercizio 2005. Le spese retributive del personale dipendente, pari a 10,17 milioni di euro, derivano dall'incremento del numero dei dipendenti intervenuto in corso d'anno per effetto

delle nuove assunzioni, nonché dall'effetto delle operazioni annuali di progressioni nella carriera e di gratifica. Gli oneri previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità sostenuti per il personale e per i componenti sono risultati pari a 2,73 milioni di euro.

Le spese per le prestazioni di servizi rese da terzi sono gestite contabilmente come unico capitolo, sebbene tale aggregato comprenda tipologie di spesa molto eterogenee tra loro. Per maggior completezza e trasparenza informativa è al riguardo stata attuata una significativa modifica nel Piano dei conti allegato al regolamento di contabilità (che produrrà effetti negli esercizi successivi) dove le principali voci in materia di servizi affidati all'esterno sono state scorporate e specificatamente individuate (attività di studi e ricerca, consulenza, collaborazioni coordinate e continuative, prestazioni di

lavoro temporaneo, altri servizi necessari per il funzionamento e per lo svolgimento delle attività istituzionali dell'Autorità). Nel 2005 la voce di spesa per le collaborazioni esterne si è drasticamente ridotta rispetto all'anno precedente in ragione del consistente reclutamento di personale dipendente nel frattempo realizzato.

Nell'ambito delle uscite una voce di spesa che possiede una elevata incidenza, pari al 6,4%, è data dai canoni di locazione per gli immobili di Milano e di Roma ove attualmente opera l'Autorità.

Le spese in conto capitale, pari a 0,33 milioni di euro, consistono essenzialmente in costi per l'acquisizione di attrezzature informatiche, di mobili e arredi, di impianti e di materiale specialistico per la biblioteca.

Non è in dotazione all'Autorità alcun veicolo.

TAV. 5.7

**Prospetto riassuntivo delle
principali voci di rendiconto**
Milioni di euro; anni solari

	2004	2005	VAR. %	COMP. % ^(A)
Avanzo di amministrazione dell'esercizio precedente applicato	5,48	14,70	–	–
ENTRATE	36,33	23,82	–34,4	100,0
Contributo a carico dei soggetti regolati	35,47	23,06	–35,0	96,8
Altre entrate	0,86	0,76	–11,6	3,2
SPESE	27,90	23,37	–16,2	100,0
Spese correnti	27,10	23,04	–15,0	98,6
– Funzionamento degli organi istituzionali	1,14	0,89	–21,9	3,8
– Personale in servizio	10,27	10,17	–1,0	43,5
– Oneri previdenziali e assistenziali per personale e organi istituzionali	3,41	2,73	–19,9	11,7
– Prestazioni di servizi rese da terzi	8,09	5,04	–37,7	21,6
– Canoni di locazione	1,47	1,49	1,4	6,4
– Altre spese per acquisto di beni e servizi	2,72	2,72	0,0	11,6
Spese in conto capitale	0,80	0,33	–58,8	1,4
Variazione dei residui attivi	0,00	0,00	–	–
Variazione dei residui passivi	0,78	1,32	–	–
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE	14,70	16,47	–	–

A) Anno 2005.

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Strategie, Studi
e Documentazione
Piazza Cavour, 5 - 20121 Milano
Tel 02655651
e-mail: info@autorita.energia.it

Officina S.n.c. di G. Citton e A. Piscone

Progetto grafico

studio FM milano S.r.l.



Pubblicazione della

Presidenza del Consiglio dei Ministri
Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria
Via Po, 14 - 00198 Roma - Tel 0685981

Direttore: Mauro Masi

Stampa e diffusione

Istituto Poligrafico
e Zecca dello Stato S.p.A.
Stabilimento Salario
Roma, 2005
