

RELAZIONE
SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITA'
SVOLTA DALL'AUTORITA' PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

(Al 31 marzo 2005)

(Articolo 2, comma 12, lettera i), della legge 14 novembre 1995, n. 481)

Presentata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Comunicata alla Presidenza il 28 giugno 2005

Signor Presidente della Repubblica

Signor Presidente della Camera

Signor Vice Presidente del Senato

Signori Ministri

Autorità, Signore, Signori

nel presentare l'ottava "Relazione annuale dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sullo stato dei servizi e sull'attività svolta", desidero, assieme al collega Tullio Fanelli, ringraziare in modo particolare Lei, Signor Presidente della Repubblica, per averci concesso l'alto onore della Sua presenza, ed il Presidente Casini per la prestigiosa ospitalità e per l'iniziativa recentemente assunta, assieme al Presidente Pera, affinché alle "relazioni" delle Autorità seguano specifiche interlocuzioni di approfondimento con le Commissioni parlamentari.

INTRODUZIONE

La sicurezza del sistema elettrico, che aveva fatto registrare forti criticità per buona parte del 2003, ha ritrovato una stabilità che potrà essere consolidata nei prossimi mesi. Nel 2004, pur a fronte di una continua crescita della domanda, non sono emersi segnali di rischio, grazie ad una maggiore disponibilità di impianti promossa da adeguate misure legislative e regolamentari, nonché da una borsa elettrica che ha superato la sua prima fase di rodaggio.

Il mercato elettrico, tuttavia, non può considerarsi già a regime; il pieno dispiegarsi delle sue potenzialità, ai fini della trasparenza, della concorrenza e della sicurezza, risulta ancora frenato da alcuni problemi; tra questi, la persistente incombenza dell'operatore dominante, una imperfetta partecipazione della domanda attiva, l'incompleto sviluppo dei mercati dei servizi di dispacciamento e della riserva. Si

tratta di problemi superabili, con il concorso di tutti i soggetti responsabili, per contribuire ad attenuare le attuali e penalizzanti differenze tra prezzi nazionali ed europei della produzione elettrica. Per quanto riguarda la qualità dei servizi elettrici, si sono registrati dei significativi miglioramenti, secondo una tendenza che consente di prevedere ulteriori positivi sviluppi.

Più critica appare la situazione riguardante il gas naturale. Una domanda in crescita, del 4 per cento l'anno, non trova ancora risposte adeguate dal lato dell'offerta. Il richiamo da tempo avanzato dall'Autorità circa l'inopportunità che si insistesse nel paventare un eccesso o *bolla* di gas, ha trovato purtroppo riscontro anche nella crisi di marzo di quest'anno quando, per uno strascico di freddo invernale, ma in un inverno non particolarmente rigido, si sono rese necessarie alcune procedure d'emergenza, intaccando le scorte strategiche ed utilizzando l'interrompibilità di alcuni contratti.

Perciò, come già segnalato, occorre adottare presto misure per potenziare le infrastrutture di importazione e stoccaggio del gas naturale; ciò non solo per ovvie ragioni di sicurezza ma anche per garantire livelli di offerta da mercato nazionale competitivo e capace di candidarsi come *hub* europeo, vantaggioso per i consumatori italiani e della Unione Europea. A questi fini occorre pure dar vita, al più presto, come già per il settore elettrico, a un operatore di sistema indipendente per le attività di trasporto e stoccaggio, da impegnarsi anche nello sviluppo dei sistemi di adduzione del gas alle nostre frontiere.

SCENARIO INTERNAZIONALE

Lo scenario energetico internazionale è stato caratterizzato da un forte e sistematico incremento dei prezzi dei combustibili fossili. Il progressivo rialzo del petrolio non si è arrestato per tutto il 2004 e, nonostante un lieve raffreddamento nella prima fase di quest'anno, si è spinto verso quotazioni più che raddoppiate rispetto alla media

degli anni novanta. L'onere per l'Italia ha recentemente raggiunto nuovi picchi storici, anche a causa dei nuovi rapporti euro/dollaro. Il lievitare dei prezzi è indubbiamente legato all'aumento della domanda mondiale; ma tale aumento, particolarmente vivace nelle economie emergenti, non può essere considerato l'unica origine dei forti rialzi dell'ultimo anno. La carenza di adeguati investimenti, nei segmenti della filiera petrolifera riguardanti l'estrazione e la raffinazione, si è tradotta infatti in vincoli che non hanno consentito alla capacità di offerta di crescere come la domanda.

Inoltre, ai prezzi già elevati del greggio si è aggiunto un eccesso di posizioni speculative con marcata volatilità.

Il forte rialzo del prezzo del petrolio, più del 60 per cento dall'inizio del 2004 ad oggi, ha poi influenzato eccessivamente anche il mercato del gas naturale, nonostante il maggiore equilibrio, in questo settore, tra domanda e offerta internazionale. L'entità dei rialzi registrati non trova infatti una diretta giustificazione di mercato ma va ricondotta ad una eccessiva ed impropria dipendenza del prezzo del gas da quello dell'olio combustibile. Considerato che dal gas naturale dipenderà in misura sempre maggiore anche la produzione elettrica nazionale, occorre insistere per disaccoppiare sempre di più le dinamiche di prezzo gas da quelle del petrolio.

Per quanto riguarda il carbone, combustibile competitivo ed utilizzabile con tecnologie sempre più rispettose dell'ambiente, le tensioni sulla domanda registrate nella prima parte dell'anno sembrano progressivamente attenuarsi.

In un contesto internazionale generalmente caratterizzato da mercati onerosi per l'approvvigionamento di combustibili fossili, idrocarburi in particolare, e da obiettivi sfidanti in tema di tutela ambientale e sviluppo sostenibile, appare necessario promuovere un utilizzo dell'energia sempre più razionale ed efficiente, nonché un mix di coperture che riduca la persistente e forte dipendenza nazionale dalle importazioni; ciò, sviluppando anche un convenien-

te utilizzo delle fonti rinnovabili, a favore delle quali l'Autorità ha deliberato ulteriori facilitazioni.

QUADRO NORMATIVO EUROPEO

A livello europeo, si sta completando il quadro regolamentare, già attivato nel 2003 con il secondo pacchetto di Direttive per il mercato interno dell'energia.

A tale apprezzabile ed impegnativo processo dovrebbe, tuttavia, esser meglio sincronizzato quello per l'armonizzazione delle varie normative nazionali (ad esempio fiscali, ambientali, economico-industriali) che pure influenzano significativamente i differenziali ed i confronti di costi, prezzi e competitività del sistema energetico italiano in ambito europeo.

Scambi transfrontalieri

Con il 2004, sono iniziate le fasi operative per l'attuazione del regolamento degli scambi transfrontalieri di elettricità; è stato quindi definito un programma temporale dettagliato per l'introduzione di meccanismi di mercato coordinati, tesi alla risoluzione delle congestioni – rilevanti per l'Italia, forte importatrice di energia elettrica – in modo compatibile con i mercati elettrici già attivati e con soluzioni convenienti per i consumatori nazionali. In questo senso vanno promossi solleciti accordi internazionali che consentano di anticipare, rispetto al passato, l'allocazione della capacità di importazione per i clienti italiani.

Degno di segnalazione è anche il regolamento per gli scambi transfrontalieri di gas naturale. Esso si prefigge – tra l'altro – di eliminare quelle difformità, nei regimi di accesso alle varie reti di trasporto europee, che stanno ancora determinando un sottoutilizzo della capacità di interconnessione ed un limitato sviluppo del mercato.

Protocollo di Kyoto e diritti di emissione

Gli strumenti e gli obiettivi per il contenimento delle emissioni climalteranti sono ormai divenuti operativi, in ottemperanza alla Direttiva 87 del 2003. Il commercio dei diritti di emissione è stato ritenuto il meccanismo più efficace per raggiungere gli obiettivi di riduzione dei gas a effetto serra, oggetto del Protocollo di Kyoto; quest'ultimo è entrato in vigore da marzo 2005, a seguito della ratifica da parte della Federazione Russa.

Nelle ultime settimane la Commissione europea ha dato il via libera condizionale al piano italiano di allocazione dei diritti di emissione, richiedendo rilevanti modifiche rispetto alla proposta originaria. Come già segnalato, la soglia di quote assegnata al settore elettrico ed il meccanismo di allocazione previsto presentano delle criticità, anche sul piano concorrenziale. Da un lato, l'entità delle quote riservate al settore e distribuite in base all'attuale struttura di mercato, fortemente concentrata, risultano limitate rispetto al fabbisogno; dall'altro, il mercato dei diritti di emissione ha registrato negli ultimi mesi un forte rialzo.

Per attenuare l'onerosità concentrata sulla generazione elettrica sarebbe opportuno coinvolgere, per gli impegni ambientali, anche gli altri settori responsabili di emissioni (ad esempio i trasporti) e valorizzare i *meccanismi flessibili*, pure previsti nel protocollo di Kyoto, dando così una *risposta globale* ad un *problema globale* quale il cambiamento di clima.

ASSETTO NORMATIVO NAZIONALE

Una delle novità più rilevanti dello scorso anno, in materia energetica, è la legge 239 "*Marzano*"; del provvedimento si è già trattato con la precedente relazione.

Altro provvedimento di rilievo è il DPCM per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmis-

sione; in esso sono state pure recepite alcune proposte dell'Autorità tese a garantire l'indipendenza e l'imparzialità dell'azienda responsabile dello sviluppo e della gestione della rete.

Per l'anno 2004, vanno ricordati anche i due decreti ministeriali per la promozione del risparmio e dell'efficienza negli usi finali di energia elettrica e di gas naturale, la cui attuazione è demandata all'Autorità.

Recepimento direttive europee

Ad un anno dall'entrata in vigore delle nuove direttive europee, appare opportuna una accelerazione del processo di recepimento, che anche in altri paesi segna il passo; proprio per questo l'Italia, che ha già saputo interpretare in modo avanzato l'impulso all'apertura dei mercati, potrebbe dare un segnale per una ripresa dei processi di liberalizzazione nell'UE. Il rischio è di assistere al consolidarsi, nella stessa Unione, di asimmetrie certamente non favorevoli al nostro paese. D'altra parte i decreti legislativi di recepimento sono strumenti molto utili per un rilancio delle liberalizzazioni nazionali; a questo scopo auspichiamo che siano prese in considerazione le proposte già avanzate dall'Autorità e che, in parte, vengono richiamate con questa presentazione.

Indipendenza Snam Rete Gas

Il Consiglio dei Ministri ha approvato lo schema di DPCM riguardante i criteri e la modalità di dismissione della partecipazione ENI in Snam Rete Gas.

Con il provvedimento vengono considerati alcuni aspetti della segnalazione dell'Autorità di gennaio 2005, per una sollecita ter-

zietà dell'operatore responsabile del trasporto del gas naturale, secondo soluzioni già individuate per la rete elettrica e che garantiscano indipendenza, trasparenza e non discriminazione per i servizi resi.

Sanzioni

Particolare importanza, per l'efficacia dell'azione dell'Autorità, riveste la recente legge 80 del 2005, poiché rimuove la possibilità, per gli operatori di settore, di obviare le eventuali sanzioni con pagamenti irrisori. La nuova norma, con scelta pienamente condivisa, destina il ricavato delle sanzioni dell'Autorità a favore dei consumatori, secondo un regolamento per la cui redazione daremo la nostra piena collaborazione.

LIBERALIZZAZIONI, MERCATO E CONCORRENZA

Settore elettrico

Con il primo gennaio 2005, il mercato elettrico ha completato la prima fase di avviamento, dando il via alla partecipazione attiva della domanda, ancorché limitata a particolari segmenti del mercato.

La transizione del 2004 verso un modello di dispacciamento basato sull'ordine di merito economico e su criteri di mercato per stabilire il prezzo della fornitura, ha determinato una maggiore focalizzazione, da parte dell'Autorità, sull'attività di indagine e di controllo.

Nel febbraio 2005 è stata pubblicata l'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore elettrico, condotta congiuntamente ed in proficua collaborazione con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato; essa ha fatto seguito all'analoga inda-

gine sul mercato del gas, di cui già si è dato conto lo scorso anno. La nuova indagine, che si è concentrata sul mercato all'ingrosso di energia elettrica del 2004, ha confermato le gravi criticità riconducibili al ruolo dell'operatore dominante Enel, in grado di esercitare un elevato potere di mercato e dunque una forte influenza nella determinazione dei prezzi.

Le principali linee d'intervento proposte nelle conclusioni dell'indagine riguardano non solo soluzioni di tipo regolatorio, ma anche interventi per promuovere: lo sviluppo delle linee di interconnessione con l'estero; il potenziamento della rete di trasmissione nazionale, così da ridurre i rischi di congestione interzonale; l'attivazione, da parte di soggetti diversi dall'operatore dominante, di nuovi impianti di produzione, soprattutto nelle zone deficitarie di offerta.

Sempre nel febbraio 2005, si sono concluse le istruttorie conoscitive sulla dinamica di formazione dei prezzi nella *borsa elettrica*, relativamente ad alcuni giorni di giugno 2004 e gennaio 2005, nei quali sono state rilevate anomalie circa i valori registrati nel *mercato del giorno prima* e nei livelli dei *corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto*; si è inteso così valutare l'eventuale esercizio di potere di mercato -unilaterale o collettivo - da parte di uno o più operatori.

Quanto è emerso, dal confronto tra giorni critici e altre settimane con caratteristiche comparabili, ha dimostrato come il livello eccezionalmente elevato dei prezzi fosse riconducibile non a specifiche situazioni congiunturali, quali shock di domanda o di costo, ma esclusivamente a comportamenti degli offerenti Enel ed Endesa. A seguito di tali riscontri è stata attivata la procedura, prevista dalla legge, di segnalazione all'Autorità per la concorrenza ed il mercato, che ha avviato le azioni di propria competenza.

Sulla base delle conclusioni raggiunte attraverso questa intensa attività di indagine, l'Autorità ha recentemente avviato un procedimento, pubblicando un apposito documento di consultazione, fina-

lizzato a ripristinare condizioni di mercato competitive attraverso interventi, anche temporanei e proporzionati alle esigenze, che sottraggano agli operatori dominanti disponibilità di potenza per alcune tipologie di impianto.

Si tratta di interventi strutturali o, meglio, di misure regolatorie che, attraverso vincoli contrattuali o prefissate modalità di remunerazione di particolari impianti, consentano di sottrarre agli operatori dominanti il potere di fissare il prezzo in alcune zone del Paese in modo del tutto indipendente dal comportamento, sul mercato, dei concorrenti. Queste misure, di prossima emanazione da parte dell'Autorità, sono necessarie per anticipare gli effetti di un mercato pienamente competitivo che contiamo si possa sviluppare in pochi anni, con l'effettiva entrata in esercizio delle centrali attualmente in corso di realizzazione.

Va segnalata inoltre l'iniziativa dell'Autorità tesa a promuovere una adeguata disponibilità di potenza nel tempo con un sistema di remunerazione della capacità produttiva (secondo le indicazioni del d.lgs 379 del 2004), in sostituzione del vigente regime transitorio. La proposta dell'Autorità, già posta in aperta consultazione, intende così delineare, anche alla luce delle esperienze internazionali e delle condizioni strutturali del mercato italiano, un nuovo modello di remunerazione della capacità produttiva basato su meccanismi di mercato.

Settore gas

Per quanto riguarda il grado di liberalizzazione del mercato del gas naturale, permane una forte concentrazione, in Eni, di attività riguardanti tutta la filiera del settore: produzione, importazione, trasporto e vendita. In effetti, l'ingresso sul mercato di nuovi operatori, attraverso i programmi di *gas release*, non è stato ancora in grado di trasferire ai consumatori i frutti favorevoli della concorrenza.

Le infrastrutture di interconnessione con l'estero sono per la maggior parte utilizzate per contratti di importazione, legati a clausole *take or pay*; buona parte di questi sottoscritti da Eni, poco prima dell'entrata in vigore della Direttiva europea del 1998 sull'apertura dei mercati. In un'ottica di breve termine, risulta difficoltoso anche l'utilizzo di capacità di trasporto marginali, rese disponibili dalla flessibilità di alcuni contratti di importazione, poiché l'assenza di una disciplina europea, per le tariffe e per l'accesso trasparente e non discriminatorio ai gasdotti internazionali, rende ancora oneroso l'utilizzo di questi.

Per stimolare iniziative su questi fondamentali aspetti, l'Autorità ha già prodotto opportune segnalazioni, rese note per la parte europea anche alla Commissione Europea, e che, per la parte dedicata al mercato italiano, comprendono alcune proposte. Tra queste: la cessione da parte ENI, con modalità competitive, di parte della produzione nazionale e dei contratti di importazione di lungo termine; la riformulazione ed estensione del *tetto all'immissione* che scadrà per l'ENI entro il prossimo 2010.

Problema specifico del nostro Paese resta, inoltre, quello della eccessiva frammentazione della distribuzione del gas, articolata ancora su circa 500 distributori e la cui riduzione va ulteriormente incoraggiata, favorendo così economie di scala e nuove opportunità per riduzioni di costi e prezzi.

La questione infrastrutturale

La concorrenza nel mercato italiano del gas naturale, come già accennato, stenta a decollare. I nuovi *entranti* continuano a sperimentare difficoltà nel provvedere autonomamente all'importazione, poiché l'Eni dispone ancora del controllo sui diritti di trasporto per le infrastrutture di accesso, saturate in proprio e con parziali cessioni di gas decise dall'Eni stessa.

Perciò, lo sviluppo infrastrutturale per l'importazione risulterà decisivo per la creazione di un mercato efficiente e per trasformare il nostro Paese da importatore a piattaforma di scambio o *hub* meridionale europeo, con una inversione di flussi verso il resto dell'Europa e convenienti transiti per gas proveniente dai ricchi giacimenti a sud e ad est dell'UE. Tale trasformazione va implementata sollecitamente anche perché si stanno già promuovendo investimenti per collegamenti concorrenti, dal Nord Africa e dal Medio Oriente attraverso la Penisola Iberica ed i Balcani.

Di fronte a simile sfida, si manifestano invece nuove opposizioni locali all'attesa costruzione di nuovi terminali di rigassificazione, per l'importazione via nave di gas liquefatto, e l'Eni ha deciso di frazionare e dilazionare il potenziamento, da 13 miliardi di metri cubi, dei gasdotti già operativi con Austria e Tunisia.

La crisi di marzo scorso, già menzionata, la persistente carenza di concorrenza e la necessità di nuovi competitori non danno più tempo alle dispute sulle *bolle*, ma richiedono un accelerato superamento delle strozzature infrastrutturali, già evidenziate assieme all'Autorità per la concorrenza e il mercato.

La situazione richiede l'impegno di tutti affinché il paese si doti rapidamente di un potenziale di importazione e di offerta sufficientemente abbondante per dare sicurezza di approvvigionamento e per consentire alla domanda nazionale ed europea di scegliere, in un mercato opportunamente dotato, efficiente e competitivo.

Indipendenza dall'operatore di sistema

Il processo di liberalizzazione del settore gas richiede anche la sollecita implementazione del DPCM già citato e di provvedimenti integrativi che garantiscano la terzietà di trasporto, in sintonia con la rete elettrica, e di stoccaggio del gas; ciò adottando anche soluzioni che limitino al 5 per cento le varie partecipazioni di proprie-

tà in Snam Rete Gas e Stogit, che affidino a Snam Rete Gas la gestione dei diritti di transito all'importazione a condizioni eque e non discriminatorie, che promuovano l'accorpamento di trasporto e stoccaggio in un vero operatore indipendente di sistema.

Vendita al dettaglio

Per il segmento della vendita al dettaglio di gas naturale, pur a fronte di autorizzazioni alla vendita valide per tutto il territorio nazionale, permane ancora una netta predominanza locale delle società di vendita collegate alle società di distribuzione, talvolta operanti con strumenti di comunicazione alla clientela tesi ad ostacolare una trasparente competitività.

Sebbene tutti i clienti finali del servizio gas siano, fin dal gennaio 2003, liberi di scegliere il loro fornitore, solo di recente si sta assistendo all'avvio di strategie commerciali concorrenziali. Per assecondare questa fase di transizione, l'Autorità ha individuato un *Codice di condotta commerciale* che consente, a vantaggio dei consumatori, scelte informate e consapevoli tra le varie opportunità emergenti. Il Codice impone precisi obblighi per la trasparenza delle informazioni, per le modalità di presentazione delle offerte, per la confrontabilità dei prezzi, per la scomposizione delle diverse voci che determinano il prezzo finale, per la semplicità dei testi da utilizzarsi nei contratti. Il Codice, definendo regole di comportamento uniformi su tutto il territorio nazionale, pone le basi perché la competizione tra venditori si svolga a parità di condizioni e costituisce, anche sotto questo aspetto, un elemento di stimolo alla concorrenza.

ECONOMICITÀ DEI SERVIZI

I prezzi dell'energia nel nostro paese si pongono, nel confronto internazionale, tra i più alti in Europa, anche se il divario risulta in

riduzione, per i maggiori aumenti registrati negli altri paesi della UE. Ciò vale sia per il mercato vincolato dall'energia elettrica (rappresentato fino a luglio 2007 da consumatori minori e famiglie) sia per i clienti che già sono liberi di contrattare direttamente con venditori o produttori.

Va comunque rilevato che il corrente andamento dei prezzi del petrolio e degli idrocarburi sul mercato mondiale (combustibili da cui molto dipende il nostro mercato) segna valori ancora preoccupanti; essi, anche in ragione dei nuovi cambi euro/dollaro, si stanno mantenendo su livelli molto elevati, con punte storiche che hanno superato, nei giorni scorsi, i 48 euro al barile.

Tali costi dei combustibili, associati a recenti decisioni onerose del TAR Lombardia, a ultime norme fiscali, all'ancor lento dispiegarsi della concorrenza nel mercato energetico, rendono molto problematico il contenimento dei prezzi e delle tariffe di elettricità e gas.

Elettricità

Per le utenze industriali, i prezzi dell'elettricità, sia al netto che al lordo delle imposte, restano al di sopra della media europea. In particolare, per le classi centrali di consumo industriale, ovvero tra i 2 e i 20 milioni di kWh/anno, lo scostamento dei prezzi italiani, al netto delle imposte, supera il 35 per cento. Sempre al netto delle imposte, l'energia elettrica, per le classi più basse di consumo industriale, ha evidenziato nel 2004 un aumento superiore a 3 punti percentuali rispetto alla media europea; di contro, per le utenze con consumi più elevati si registra un calo di 5 punti percentuali. Complessivamente e rispetto alle variazioni in aumento della media dei paesi europei, il divario economico nazionale ha cominciato ad evidenziare una leggera riduzione.

Per il mercato vincolato la tariffa media nazionale è di 10,67 c€/kWh, al netto delle imposte che rappresentano il 10 per cento circa del totale lordo. Nonostante gli sforzi per il contenimento tariffario i valori fissati per il trimestre corrente sono tornati a quelli del 2003, risultando così superiori del 6,3 per cento in termini correnti e del 4,6 per cento in termini costanti rispetto a quelli dello stesso periodo del 2004. Confrontando l'attuale tariffa con quella dello stesso periodo del 1999, anno di avvio della liberalizzazione, si riscontra un aumento del 20,8 per cento a valori correnti e del 4,6 per cento a valori costanti, a fronte di un aumento del 260 per cento delle quotazioni petrolifere.

Analizzando la tariffa per il *vincolato* nelle sue voci, si riscontra da anni una riduzione continua delle componenti regolate dall'Autorità; infatti, i costi per la trasmissione, distribuzione e vendita, che pesano in tariffa solo per il 21,6 per cento, hanno già raggiunto livelli migliori della media europea.

L'Autorità dedica particolare attenzione anche alla componente parafiscale "oneri di sistema" (che rappresenta il 10,7 per cento della tariffa) al fine di contenerla o ridurla; per questo è stata attivata anche una vasta campagna di controlli ed ispezioni per colpire eventuali onerosità improprie, soprattutto per le parti più significative, come il cosiddetto *CIP 6* e le integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori.

In parallelo e fatte salve le iniziative a favore della ricerca e sviluppo, vanno evitati ulteriori impegni (ad esempio estensioni temporali e settoriali di agevolazioni tariffarie per alcuni segmenti industriali) o prelievi (ad esempio quelli dai fondi destinati allo smantellamento delle centrali nucleari o per l'ICI sulle centrali elettriche) che appesantiscono i prezzi dell'energia.

La componente tariffaria preponderante è quella legata ai prezzi della produzione; essa rappresenta il 67,8 per cento della tariffa netta. Il suo peso è strutturale ed è particolarmente rilevante nel

caso italiano; in parte a causa della dinamica concorrenziale ancora insufficiente, ma prevalentemente per la forte esposizione dei costi della produzione elettrica nazionale a quelli del petrolio. La generazione italiana dipende infatti per quasi il 60 per cento da gas naturale e olio combustibile, mentre la media europea (comprensiva quindi anche del dato italiano) si affida per la stessa percentuale a carbone e nucleare.

Perciò, particolare attenzione va dedicata alla diversificazione del nostro mix di produzione e al crescente peso in esso del gas naturale. Una stima, che considera l'entrata in esercizio di tutte le centrali già programmate, pone la quota gas sopra il 50 per cento in pochissimi anni. Per questo, ci si deve pure battere affinché, durante l'auspicato sganciamento dal mercato del petrolio, non ci si arrenda ad un prezzo del gas ancora troppo parametrato allo stesso petrolio.

Come già accennato, l'alto prezzo della generazione in Italia è in parte riconducibile anche ad un mercato che non ha ancora dispiegato a pieno gli effetti della liberalizzazione e della concorrenza. Tuttavia, l'entrata in funzione di nuove centrali, il conseguente miglioramento dell'efficienza del parco produttivo, la trasparenza che via via si consolida anche grazie alla *borsa*, le misure regolatorie e legislative adottate cominciano a produrre qualche positivo segnale di prezzo, almeno in alcune fasce orarie e in quelle zone del paese in cui si concentra una maggiore capacità di generazione. Si tratta di dinamiche competitive e di iniziative che l'Autorità intende sostenere, con la collaborazione di tutti gli *stakeholders* del settore.

Permangono poi forti differenze tra le diverse categorie di consumatori. Per i clienti domestici sussiste una struttura tariffaria indiscriminatamente progressiva, accentuata dalla fiscalità, e che, nella versione ancora più diffusa monooraria, non incentiva adeguatamente gli utilizzi energetici razionali. L'italiano *single*, ad esempio, con livelli di consumo più bassi (tra 600 e 1.200 kWh annui) paga prezzi pari anche alla metà di quelli prevalenti in Europa; le uten-

ze per famiglie numerose e con consumi più elevati (compresi tra i 3.500 kWh e 7.500 kWh) presentano invece livelli di prezzo, al netto delle imposte, al di sopra della media europea per un divario del 42 per cento, divario comunque in riduzione di cinque punti percentuali rispetto a quello dello scorso anno.

Ciò evidenzia l'importanza di strutturare le tariffe secondo una logica che meglio induca tutti i clienti verso comportamenti energetici virtuosi, salvaguardando i soggetti bisognosi di un supporto sociale; in questo senso attendiamo i necessari indirizzi, dal Governo e dal Parlamento, per avviare la definizione di *tariffe sociali*, nel quadro di una revisione complessiva della struttura tariffaria.

Tale revisione consentirebbe di fornire una base migliore anche allo svilupparsi di nuove, più ampie e sempre meglio articolate tariffe multiorarie, già proposte da qualche distributore ma con impatto ancora limitato per i consumi medi e piccoli. Infatti, pur registrando con soddisfazione che negli ultimi mesi più di 350 mila clienti hanno scelto tariffe biorarie, riteniamo che, in questo campo, si possa e si debba fare di più, assumendo iniziative anche per le attività di misura.

Gas

Per quanto riguarda il settore del gas sarò più breve, perché alcuni aspetti sono stati già trattati con la parte di questa presentazione dedicata al mercato e perché l'Autorità fissa soltanto una *tariffa di riferimento*, essendo tutti i consumatori già liberi di scegliere il proprio fornitore. La *tariffa di riferimento*, che comunque i venditori sono tenuti ad offrire, è di 60,06 c€ al metro cubo, al lordo delle imposte; essa è aumentata del 6,1 per cento a valori correnti (4,3 per cento a valori costanti), confrontando il trimestre attuale con lo stesso periodo del 2004; ciò soprattutto a causa dell'andamento

dei prezzi internazionali degli idrocarburi. Rispetto allo stesso periodo del 2000, anno di avvio della liberalizzazione per il gas, a fronte di un prezzo del petrolio aumentato più del 70 per cento, l'attuale tariffa è aumentata del 2,9 per cento a valori correnti, mentre è diminuita dell'8 per cento a valori costanti.

I prezzi, anche al netto delle imposte, sono in generale superiori alla media europea e mostrano sensibili differenze, in funzione dei consumi, tra le diverse categorie di clienti. Mentre le piccole utenze domestiche beneficiano di un gas tra i meno costosi d'Europa, l'onere del consumo per riscaldamento, individuale o collettivo, risulta del 14 per cento circa superiore alla media europea.

Sono invece allineati alla media europea i valori per i consumi attorno al milione di metri cubi all'anno, ma la differenza rispetto all'Europa torna a salire per volumi superiori; un'industria, ad esempio, che consumi 10 milioni di metri cubi all'anno, paga il gas l'11 per cento in più di un suo concorrente della UE.

In molte situazioni, la scarsa competitività nel mercato ha di fatto consentito ai venditori di non trasferire adeguatamente sui clienti finali la sensibile riduzione via via determinata dalla Autorità per i costi dei servizi infrastrutturali regolati, trasporto e distribuzione, che rilevano per il 19 per cento della *tariffa di riferimento*, al lordo delle imposte.

Sulla tariffa, la materia prima incide per il 25,7 per cento. Tale ammontare è giudicato dall'Autorità non proporzionato agli effettivi costi di approvvigionamento del gas, che solo in parte sono correlati a quelli del petrolio. Per questo l'Autorità, con una delibera del dicembre 2004, aveva ridotto il costo di approvvigionamento riconosciuto nell'ambito della tariffa, ma tale delibera è stata successivamente sospesa dal TAR Lombardia, in attesa dell'udienza di merito che si terrà nei prossimi giorni. La sospensione ha causato un aumento delle tariffe dell'1,6 per cento che attualmente grava sull'utenza; si confida che tale aumento possa essere recuperato,

posto che i dati in possesso dell'Autorità confermano, senza dubbio, che la media dei costi di approvvigionamento di gas in Italia è cresciuta di meno di quanto oggi riconosciuto in tariffa; ciò sta determinando una ingiusta sovra remunerazione a solo beneficio delle imprese.

Va infine segnalato che le imposte incidono sulla tariffa del gas per una percentuale robusta e superiore a quella delle tariffe elettriche. I prezzi italiani risentono, infatti, di un carico fiscale che, per chi consuma meno di 200 mila mc/anno, raggiunge il 45 per cento del prezzo finale.

Su tale argomento e sull'esigenza di una ristrutturazione del prelievo fiscale (accise, IVA, addizionale regionale) gravante sui prezzi del gas e dell'elettricità, l'Autorità considera opportuno un approfondimento con il Parlamento ed il Governo, anche sulla base delle segnalazioni già in passato avanzate.

AFFIDABILITÀ E QUALITÀ DEI SERVIZI

Continuità del servizio elettrico

Nel corso del 2004 è proseguito il miglioramento della continuità del servizio; a seguito della regolazione (con incentivi e sanzioni) introdotta dall'Autorità a partire dal 2000, le interruzioni senza preavviso (superiori a 3 minuti ed escludenti le cause di forza maggiore) si sono continuamente ridotte sia nel numero che nella durata.

Nel 2004 ed in media nazionale, la durata di interruzione complessiva per cliente è scesa a 91 minuti annuali, con un miglioramento del 12,5 per cento rispetto ai 104 minuti del 2003 e del 51 per cento rispetto ai 187 del 2000. Il numero medio annuo di interruzioni per cliente è pure migliorato, arrivando a 2,5 all'anno nel 2004 (considerando tutte le interruzioni), con un miglioramento del 7,4 per cento sul 2003 e del 31 per cento sul 2000.

Si registra pure, secondo gli obiettivi fissati, una netta riduzione dei divari tra le regioni del Nord e quelle del Centro-Sud. Nel 2000 i minuti persi per cliente al Sud erano in media 244 all'anno, superando del 257 per cento i 95 del Nord. Nel 2004 i minuti persi nel Sud sono scesi a 91 (miglioramento del 63 per cento sul 2000); al Nord i minuti persi sono scesi a 64 (miglioramento del 33 per cento). In sostanza, il divario Nord-Sud si è ridotto dell'82 per cento in soli 5 anni di regolazione. La progressiva e costante riduzione dei divari interregionali per la continuità di servizio è confermata anche a parità di grado di concentrazione territoriale.

Altri tipi di interruzioni del servizio elettrico

La regolazione per la continuità del servizio esclude, come in molti altri paesi, le interruzioni riconducibili ad eventi di forza maggiore (ad esempio i black-out o distacchi programmati per piani di emergenza, legati anche ad eventi climatici particolari). Nel corso del 2004 si sono in realtà verificate interruzioni del servizio elettrico di una certa rilevanza in occasione di fenomeni meteorologici eccezionali; in questi casi, gli impianti di distribuzione – e talvolta di trasmissione – hanno subito danni per sollecitazioni superiori ai limiti di progetto. L'Autorità ha quindi deciso di affrontare anche la questione delle interruzioni estese, e ha già presentato le proprie proposte con un documento per la consultazione: si intende tutelare i clienti attraverso l'introduzione di indennizzi automatici e indurre gli esercenti a fornire il miglior servizio possibile, anche in occasione di eventi eccezionali. L'Autorità ha inoltre segnalato, agli organismi competenti, la necessità di accelerare il processo di pieno recepimento delle nuove norme tecniche europee sui criteri di progettazione delle linee aeree, maggiormente esposte agli eventi meteorologici eccezionali.

E' stato affrontato anche il problema delle micro interruzioni, lanciando una campagna di rilevamento territoriale per individuare soluzioni basate su una analisi approfondita della casistica.

Istruttoria sul black out del settembre 2003

Dopo la conclusione dell'istruttoria conoscitiva, già pubblicata nel giugno del 2004 e riguardante il noto black out, innescatosi in Svizzera e diffusosi in Italia durante il 28 settembre 2003, si stanno sviluppando le conseguenti e complesse istruttorie formali individuali dell'Autorità, circa il propagarsi del disservizio in Italia ed il successivo ripristino. Le istruttorie formali, che stanno interessando 45 operatori del settore elettrico, sono giunte al punto di accertare e contestare ad un primo gruppo di aziende, il mancato rispetto di obbligazioni di carattere tecnico. A tali aziende viene garantito ora un possibile contraddittorio prima delle decisioni finali della Autorità, anche per quanto riguarda eventuali sanzioni, entro il 31 luglio prossimo. Proseguono intanto gli accertamenti individuali per le altre aziende al fine di eventuali contestazioni.

Accanto alle citate istruttorie, riguardanti gli operatori nazionali, l'Autorità ha dato impulso, già nel 2004, ad una iniziativa per il coinvolgimento degli operatori svizzeri, segnalando ai Governi ed alla Commissione europea le anomalie riscontrate nella fase di innesco del black out.

Naturalmente, le risultanze delle istruttorie sono state e saranno utilizzate anche per sviluppare direttive a scopo prescrittivo, tese ad un miglioramento continuo degli strumenti e delle capacità di difesa e reazione del sistema elettrico nazionale.

Qualità commerciale dei servizi elettrici e del gas

Per il settore elettrico, dal primo luglio 2004 sono stati aggiornati e migliorati gli standard nazionali relativi ai tempi massimi per allacciamenti, preventivazioni, verifiche tecniche, risposta a reclami, ecc. Sono stati pure ridotti i tempi massimi per la riparazione di guasti sui misuratori e per la restituzione di somme erroneamente fatturate.

Anche per il settore del gas, in analogia a quanto già fatto per il settore elettrico, è stata aggiornata e migliorata la regolazione della qualità commerciale attraverso l'emanazione di un *Testo integrato* per il periodo regolatorio 2005-2008.

Utilizzo razionale dell'energia

Nel corso dell'anno 2004 l'Autorità ha completato la regolazione per l'attivazione del meccanismo dei titoli negoziabili di efficienza energetica (detti certificati bianchi), rilanciato con i decreti ministeriali del 20 luglio 2004. La regolazione introdotta, innovativa nello scenario internazionale, mira a garantire sia il sicuro raggiungimento di obiettivi quantitativi di risparmio energetico, a parità di servizi finali resi ai cittadini e alle imprese, sia la massima economicità nel raggiungimento di tali obiettivi; il nuovo meccanismo di mercato seleziona infatti le misure con i migliori rapporti costi/energia risparmiata. Le nuove misure hanno subito registrato positivi riscontri: sono stati già realizzati più di 100 progetti da imprese di distribuzione o da società specializzate in servizi energetici; la registrazione di quest'ultime presso l'Autorità ha già superato le 250 unità.

CONTROLLI, ISPEZIONI E CONTENZIOSO

Con l'affinarsi e il progredire del quadro regolatorio, cresce di importanza la necessità di monitorare e verificare la corretta applicazione della regolazione stessa; ciò al fine di tutelare i clienti ed i contribuenti, offrire agli operatori un contesto da corretta competizione, rilevare bisogni e necessità via via emergenti dai settori regolati. Va segnalata anche la crescente attenzione dedicata alla sicurezza, specie per il settore gas, mediante controlli sul rispetto, da parte degli operatori, degli standard vigenti.

A sostegno di questa strategia per lo sviluppo delle attività di vigilanza, controllo e monitoraggio, l'Autorità si è dotata di una Direzione specificamente dedicata a tali attività e sta rafforzando il tradizionale ed efficace rapporto di collaborazione con il Nucleo Speciale Tutela Mercati della Guardia di Finanza. Alla Guardia di Finanza va il nostro sincero ringraziamento per l'apprezzatissimo impegno e l'alta professionalità dedicatoci.

In merito al contenzioso, nei primi otto anni (1997-2004) di operatività dell'Autorità e considerando le decisioni passate in giudicato, poco più dell'1 per cento soltanto dei provvedimenti sono stati oggetto di annullamento totale o parziale; considerando i soli provvedimenti impugnati tale percentuale non supera il 12 per cento.

In questo contesto desidero rivolgere un ringraziamento all'Avvocatura dello Stato per il rilevante supporto assicuratosi.

In tema di contenzioso e fatto ovviamente salvo il fondamentale diritto di ognuno di promuovere ogni azione a tutela di legittimi interessi, sembra opportuno richiamare l'attenzione anche sulla utilità che i ricorsi non vengano eccessivamente attivati in maniera quasi automatica e con pure finalità dilatorie. Ciò non fa bene al sistema ed introduce elementi di instabilità e ritardi per assetti normativi che devono essere invece sempre più stabili, certi e tempestivi. A questo stesso fine potrebbe essere utile ripensare le modalità di valutazione giurisdizionale delle decisioni di organi così tecnici come le Autorità di settore. Non si sta certo invocando una giurisdizione separata, ma piuttosto modalità specialistiche: vale a dire Giudici, ma anche Avvocati dello Stato e forse una sezione dello stesso Consiglio di Stato, dedicati alle questioni del settore energetico. D'altra parte, le numerose proposte di legge avanzate per dotare la giurisdizione di strumenti specifici per dei soggetti nuovi rispetto all'ordinamento e certamente dotati di un profilo particolare, quali le Autorità indipendenti, dimostrano un generale interesse per la questione.

SVILUPPI ORGANIZZATIVI

Alla fine dello scorso anno l'Autorità ha adottato un nuovo assetto organizzativo per potenziare e per rendere più efficiente ed efficace l'operatività e la gestione interna, nonché l'interlocuzione con tutti gli *stakeholders*. È stata pure attivata la funzione arbitrale, prevista con la legge istitutiva della Autorità, ed è stata intensificata la nostra azione internazionale e nel Consiglio dei regolatori della UE, per una più avanzata armonizzazione dei quadri regolatori nazionali o regionali e per la promozione, nei Paesi del Sud-Est Europa e del bacino mediterraneo, di assetti regolatori che facilitino i rapporti bilaterali o multilaterali delle Istituzioni e degli operatori del nostro Paese.

Agli impegni operativi ed agli sviluppi organizzativi che ho ricordato, è stata sempre assicurata la collaborazione, attenta e professionale di tutto il Personale, a cui rivolgo, anche a nome del collega Fanelli, un sentito ringraziamento. A questo apprezzamento associamo anche quello per la collaborazione del Collegio dei Revisori, degli esperti, della Cassa conguaglio per il settore elettrico e del Consiglio nazionale dei consumatori.

I compiti e gli irrinunciabili adempimenti assegnati all'Autorità, che peraltro la normativa ha recentemente ampliato, richiedono un adeguato e coerente impiego di risorse. In questo senso e considerato che il finanziamento della Autorità non grava assolutamente sul bilancio dello Stato, rinnoviamo la richiesta affinché sia per essa rimosso il vincolo introdotto con la legge finanziaria per l'anno in corso.

ORIENTAMENTI PER L'AZIONE FUTURA

La fase di transizione e la necessità di sostegno che ancora caratterizzano i processi di liberalizzazione dei sistemi o merca-

ti energetici della UE e del nostro Paese in particolare, richiedo anche un massimo di impegno della Autorità per le attività di regolazione, vigilanza, controllo, segnalazione e proposta. Perciò tale significativo impegno, l'operare "*in piena autonomia con indipendenza di giudizio e valutazione*", la valorizzazione della funzione propositiva verso il Parlamento e delle collaborazioni con il Governo, le altre Autorità e le altre Istituzioni, continueranno ad essere il fondamento della nostra attività futura; un'attività le cui linee di intervento sono state rese pubbliche con la delibera numero 1 di quest'anno e che saranno annualmente aggiornate; un'attività mirata alla tutela dei consumatori ed a livelli di efficienza di mercato e concorrenza sempre più avanzati, anche per rafforzare la competitività delle imprese nazionali.

In questo quadro si colloca pure una continuità di azione per rendere sempre più chiaro ed affidabile il quadro regolatorio, per sviluppare ulteriormente i tradizionali processi di informazione sui provvedimenti assunti e di consultazione per quelli da definire, coinvolgendo sempre meglio i consumatori e gli operatori, le loro associazioni, tutti gli *stakeholders* di settore; la stessa "Relazione annuale", oggi presentata sarà oggetto di audizioni pubbliche già convocate per la prossima settimana.

Sempre a questi fini, abbiamo già avviato una sperimentazione per mettere presto a regime l'innovativo istituto dell'*Analisi di impatto della regolazione*; essa riguarderà i provvedimenti di maggior rilievo, con esami approfonditi e partecipati da tutti gli interessati, valutando le varie opzioni regolatorie possibili e gli effetti diretti ed indiretti delle deliberazioni.

Concludendo ed avendo così esplicitato gli orientamenti per la nostra azione e per la collaborazione istituzionale dei mesi a venire, intendiamo confermare la nostra partecipazione attiva e convinta all'impegno di tutti per lo sviluppo del nostro Paese; uno sviluppo che pure presuppone, come più volte ed autorevolmente ricor-

dato da Lei, Signor Presidente della Repubblica, un recupero di competitività del sistema energetico nazionale, secondo un percorso da sviluppo sostenibile che assicuri un progresso continuo della qualità della vita.

RELAZIONE ANNUALE
SULLO STATO DEI SERVIZI
E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

INDICE

	<i>Pag.</i>
<i>SEZIONE 1. SCENARIO INTERNAZIONALE E NAZIONALE</i>	43
1. QUADRO INTERNAZIONALE ED EUROPEO	45
MERCATO INTERNAZIONALE DELL'ENERGIA NEL 2004	45
Mercato del petrolio nel 2004	45
Prospettive per il 2005	48
Mercato del gas naturale	51
Mercato del carbone da vapore	52
DETERMINANTI DEL PREZZO DEL PETROLIO	54
Fattori congiunturali	54
Fattori strutturali	55
Strategie degli operatori	59
STATO DELLA LIBERALIZZAZIONE NEI PAESI MEMBRI	63
Indipendenza delle reti e condizioni di accesso	65
Concorrenza nel mercato unico	70
Ripercussioni sui clienti finali	73
PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NELL'UNIONE EUROPEA	76
Prezzi dell'energia elettrica	78
Prezzi del gas	86
COORDINAMENTO E INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA EUROPEA	92
Evoluzione della legislazione europea	92
Coordinamento tra paesi membri	100
Rapporti con i paesi esterni	112
2. QUADRO NAZIONALE	121
QUADRO ECONOMICO ED ENERGETICO NAZIONALE	121
Domanda e offerta di energia nel 2004	121
Cambiamenti strutturali nell'industria dell'elettricità e del gas	127
INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA DEL GOVERNO E DEL PARLAMENTO	135
Modifiche legislative nel settore dell'energia	135
EVOLUZIONE DELLA NORMATIVA AMBIENTALE	141
Obiettivi di Kyoto ed <i>Emission Trading</i>	141

	<i>Pag.</i>
<i>SEZIONE 2. CONCORRENZA E REGOLAZIONE NEI SETTORI ENERGETICI</i>	145
3. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO	147
EVOLUZIONE DEL SETTORE	147
Domanda e offerta nel 2004	150
APPROVVIGIONAMENTO: PRODUZIONE NAZIONALE E IMPORTAZIONI	153
Struttura della produzione nazionale	153
Struttura della produzione incentivata	162
Struttura delle importazioni	167
MERCATO ALL'INGROSSO	169
Borsa elettrica	169
Contratti al di fuori del sistema delle offerte	178
Remunerazione della capacità produttiva	179
Vigilanza del mercato elettrico	186
Strumenti a termine di copertura	198
TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA	208
Aggiornamento annuale delle tariffe di trasmissione e distribuzione	208
Riunificazione della proprietà e dell'attività di gestione della rete di trasmissione nazionale	210
Razionalizzazione delle reti di distribuzione	212
Misura e tariffe incentivanti	212
VENDITA FINALE SUL MERCATO LIBERO	215
Evoluzione del mercato libero	215
Opzioni di approvvigionamento del mercato libero: importazioni e CIP6	218
VENDITA FINALE SUL MERCATO VINCOLATO	223
Approvvigionamento dell'Acquirente Unico	223
Trasferimento dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico sui clienti finali	226
PREZZI E TARIFFE DELL'ENERGIA ELETTRICA	230
ONERI GENERALI	235
4. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE DEL GAS NATURALE	241
EVOLUZIONE DEL SETTORE	241
Domanda e offerta nel 2004	248
APPROVVIGIONAMENTO: PRODUZIONE NAZIONALE E IMPORTAZIONI	251

	<i>Pag.</i>
Struttura dell' <i>upstream</i>	251
Azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nell'offerta di gas	265
TRASPORTO, STOCCAGGIO, RIGASSIFICAZIONE E DISTRIBUZIONE	269
Struttura e organizzazione delle attività di trasporto	269
Attività di regolazione economica e tecnica della rete di trasporto	279
Struttura e organizzazione delle attività di stoccaggio e dei terminali di rigassificazione	294
Attività di regolazione economica e tecnica dello stoccaggio e dei terminali di rigassificazione	300
Struttura e organizzazione delle attività di distribuzione	303
Attività di regolazione economica e tecnica della distribuzione ..	305
VENDITA	315
Struttura e organizzazione dell'attività di vendita	315
Azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nella vendita di gas	317
Regolazione della fornitura del GPL e altri gas a mezzo reti locali (o cittadine)	324
PREZZI E TARIFFE DEL GAS	326
5. OBBLIGHI DI SERVIZIO PUBBLICO, QUALITÀ E TUTELA DEI CONSUMATORI	333
QUALITÀ NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA	333
Continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	333
Qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica	341
Qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica	344
Qualità del servizio sulla rete di trasmissione nazionale	346
Rilevazione della soddisfazione e disponibilità a pagare per il miglioramento della continuità	347
QUALITÀ NEL SETTORE DEL GAS	351
Qualità dei servizi gas	351
Qualità del gas	365
Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas	365
Gestione dei flussi informativi e controllo dell'attuazione	368
TUTELA DEI CONSUMATORI NEI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS	369
Valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni	369
Tutela dei consumatori e liberalizzazione del mercato	372
Rapporto con le associazioni dei consumatori	376

	<i>Pag.</i>
EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI USI FINALI	377
Nuovi decreti ministeriali sulla promozione del risparmio energetico e adeguamento delle <i>Linee guida</i>	377
Determinazione degli obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori	380
Regolazione economica: contributo tariffario per la realizzazione di progetti di risparmio energetico, sanzioni e regole del mercato dei Titoli di efficienza energetica	381
Predisposizione di schede tecniche di quantificazione dei risparmi di energia primaria	384
Attività di gestione e di divulgazione	385
6. INDAGINI, VIGILANZA, CONTROLLI E SANZIONI NEI SETTORI REGOLATI	389
ISTRUTTORIE E INDAGINI	389
Settore dell'energia elettrica	389
Settore del gas	396
Indagini congiunte con l'Antitrust	399
ATTIVITÀ DI CONTROLLO TECNICO E ISPEZIONI	400
Istituzione della Direzione vigilanza e controllo dell'Autorità	400
Strumenti e modalità operative dell'attività di controllo	401
Controlli tecnici sui servizi di distribuzione dell'energia elettrica e del gas	402
Verifiche e ispezioni sugli impianti di produzione di energia elettrica	405
Ispezioni sui servizi di distribuzione e vendita di gas	406
SANZIONI	408
SEZIONE 3. RAPPORTI ISTITUZIONALI	411
7. RAPPORTI ISTITUZIONALI	413
RAPPORTI CON IL PARLAMENTO, IL GOVERNO E ALTRE ISTITUZIONI	413
Segnalazioni, osservazioni e proposte al Governo e al Parlamento ..	413
Pareri e proposte al Ministero delle attività produttive	420
Audizioni presso le commissioni parlamentari permanenti	421
COMUNICAZIONE ISTITUZIONALE	425
Sito Internet	425
ATTIVITÀ DI CONSULTAZIONE E STATO DEL CONTENZIOSO .	426
Attività di consultazione	426
Stato del contenzioso	429

	<i>Pag.</i>
SVILUPPO SPERIMENTALE DELL'ANALISI DI IMPATTO DELLA REGOLAZIONE	431
CASSA CONGUAGLIO PER IL SETTORE ELETTRICO	433
8. ORGANIZZAZIONE E RISORSE	435
ORGANIZZAZIONE DEGLI UFFICI: DIREZIONI, UNITÀ E NU- CLEI	435
PROCEDURE E MODALITÀ DI GESTIONE DELLE ATTIVITÀ AMMINISTRATIVE	437
RISORSE UMANE E SVILUPPO DEL PERSONALE	438
GESTIONE FINANZIARIA	442
GLOSSARIO	445

INDICE DELLE TAVOLE

	<i>Pag.</i>
Tav. 1.1 Domanda e offerta mondiale di petrolio 2001-2004	46
Tav. 1.2 Tetti e produzione OPEC nel 2004-2005	47
Tav. 1.3 Domanda e offerta di greggio nel 2005: confronto tra previsioni .	50
Tav. 1.4 Aggiunte alle riserve di petrolio nelle principali aree del mondo .	58
Tav. 1.5 Incidenza dei modelli di separazione delle reti sul mercato finale dell'energia	66
Tav. 1.6 Oneri di accesso alle reti e prezzi finali nel 2004	69
Tav. 1.7 Indicatori del grado di concentrazione delle imprese nei mercati nazionali dell'energia elettrica e del gas	71
Tav. 1.8 Apertura del mercato 2000-2004	74
Tav. 1.9 Quota del mercato libero che ha cambiato fornitore	75
Tav. 1.10 Prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze domestiche	80
Tav. 1.11 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze domestiche	81
Tav. 1.12 Prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze industriali	82
Tav. 1.13 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze industriali	84
Tav. 1.14 Prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze domestiche	87
Tav. 1.15 Variazioni dei prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze domestiche	88
Tav. 1.16 Prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze industriali	89
Tav. 1.17 Variazioni dei prezzi del gas naturale per tipologia di consumo: utenze industriali	90
Tav. 1.18 Incidenza fiscale nei prezzi del gas naturale per tipologia di consumo	91
Tav. 2.1 Bilancio energetico italiano nel 2003 e nel 2004	122
Tav. 2.2 Concentrazione e struttura delle proprietà dell'industria nazio- nale dell'energia elettrica nel 2004	128
Tav. 2.3 Concentrazione e struttura delle proprietà dell'industria nazio- nale del gas nel 2004	132
Tav. 2.4 Quantificazione delle emissioni per settore 1990-2000	142
Tav. 2.5 Quantificazione delle quote assegnate ai settori oggetto della direttiva	142
Tav. 3.1 Bilancio degli operatori elettrici nel 2004	152
Tav. 3.2 Produzione lorda per fonte 1997-2004	154
Tav. 3.3 Contributo dei primi operatori nazionali alla generazione ter- moelettrica per fonte	156
Tav. 3.4 Contributo dei primi operatori nazionali alla generazione per fonte rinnovabile	157

	<i>Pag.</i>
Tav. 3.5 Localizzazione delle autorizzazioni per nuove centrali termoelettriche rilasciate nel periodo 2002-2004	159
Tav. 3.6 Crescita della capacità installata nel biennio 2004-2005	159
Tav. 3.7 Crescita della potenza efficiente netta operativa nel periodo 2004-2007	160
Tav. 3.8 Aumento netto della potenza efficiente netta operativa per operatore nel periodo 2004-2007	160
Tav. 3.9 Energia elettrica qualificata come cogenerativa ai sensi della delibera n. 42/02	161
Tav. 3.10 Ritiri obbligati del GRTN	162
Tav. 3.11 Dettaglio dei ritiri di energia da fonti assimilate negli anni 2001-2004	162
Tav. 3.12 Dettaglio degli impianti rinnovabili nuovi in convenzione CIP6 per gli anni 2001-2004	163
Tav. 3.13 Costi totali dei ritiri obbligati nel 2004 (2003)	164
Tav. 3.14 Dettaglio costi e quantità incentivate in CIP6 per fonte	165
Tav. 3.15 Ripartizione della capacità d'importazione 2005	168
Tav. 3.16 Struttura dell'approvvigionamento di energia elettrica per l'anno 2004	179
Tav. 3.17 Struttura dell'approvvigionamento di energia elettrica dei principali grossisti per l'anno 2004	180
Tav. 3.18 Struttura delle vendite di energia elettrica dei principali grossisti per l'anno 2004	181
Tav. 3.19 Esiti delle assegnazioni di CCCI	202
Tav. 3.20 Esiti delle assegnazioni annuali di CCC	205
Tav. 3.21 Esiti delle assegnazioni mensili di CCC	207
Tav. 3.22 Confronto della tariffa media per i servizi di trasmissione e distribuzione al netto delle imposte e delle componenti « A » per le diverse tipologie contrattuali	209
Tav. 3.23 Cessioni di porzioni di rete da parte di Enel Distribuzione ..	213
Tav. 3.24 Mercato potenziale	216
Tav. 3.25 Mercato libero al 31 dicembre 2004	217
Tav. 3.26 Assegnazione capacità CIP6 2004-2005	219
Tav. 3.27 Diversi approcci nella gestione della congestione nei paesi confinanti	222
Tav. 3.28 Approvvigionamento dell'Acquirente Unico nel periodo aprile-dicembre 2004	224
Tav. 3.29 Portafoglio dell'Acquirente Unico nel periodo aprile-dicembre 2004	224
Tav. 3.30 Approvvigionamento dell'Acquirente Unico previsto per il 2005 .	226
Tav. 3.31 Costi di acquisto e di dispacciamento a carico dell'Acquirente Unico nel periodo aprile-dicembre 2004	229
Tav. 3.32 Indici mensili Istat dei prezzi dell'energia elettrica	230
Tav. 3.33 Quantificazione di costi di generazione non recuperabili per il periodo 2000-2003	238
Tav. 4.1 Bilancio del gas nel 2004	249
Tav. 4.2 Autorizzazioni e comunicazioni per importazione presentate nel periodo 2000-marzo 2005	261
Tav. 4.3 Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia	271

	<i>Pag.</i>
Tav. 4.4 Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2005-2006 al 2010-2011	272
Tav. 4.5 Tariffe di trasporto e dispacciamento: corrispettivo fisso e corrispettivi <i>commodity</i>	283
Tav. 4.6 Tariffe di trasporto e dispacciamento: corrispettivi unitari di capacità sulla rete nazionale	283
Tav. 4.7 Tariffe di trasporto e dispacciamento: corrispettivi unitari di capacità sulla rete regionale	284
Tav. 4.8 Disponibilità di stoccaggio in Italia	295
Tav. 4.9 Conferimenti di capacità di stoccaggio relativi al servizio di modulazione ciclica	295
Tav. 4.10 Istanze di concessione di stoccaggio al dicembre 2004	297
Tav. 4.11 Stato dei progetti di terminali GNL presentati e autorizzati ..	298
Tav. 4.12 Tariffe di stoccaggio per l'anno termico 2004-2005	300
Tav. 4.13 Tariffe per l'utilizzo del terminale di Panigaglia di Gnl Italia per l'anno termico 2004-2005	301
Tav. 4.14 Tipologia di natura sociale degli esercenti il servizio di distribuzione gas	304
Tav. 4.15 Attività dei grossisti nel periodo 2002-2004	315
Tav. 4.16 Attività dei venditori nel periodo 2002-2004	316
Tav. 4.17 Attività e caratteristiche dei maggiori grossisti nel 2004	318
Tav. 4.18 Attività e caratteristiche dei maggiori venditori nel 2004	319
Tav. 4.19 Evoluzione della distribuzione di GPL e altri gas a mezzo rete	325
Tav. 4.20 Indici mensili Istat dei prezzi del gas	327
Tav. 4.21 Imposte sul gas	331
Tav. 5.1 Interruzioni per cliente in bassa tensione	334
Tav. 5.2 Numero delle interruzioni brevi per cliente in bassa tensione ..	336
Tav. 5.3 Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità	342
Tav. 5.4 Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico	347
Tav. 5.5 Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico	348
Tav. 5.6 Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2004	356
Tav. 5.7 Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2004	357
Tav. 5.8 Individuazione delle dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2004	358
Tav. 5.9 Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2004 ..	359
Tav. 5.10 Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale	361
Tav. 5.11 Reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevute dall'Autorità nel periodo maggio 2004-aprile 2005	369
Tav. 5.12 Reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevute dall'Autorità nel periodo maggio 1999-aprile 2005	370
Tav. 5.13 Principali argomenti oggetto dei reclami, delle segnalazioni e delle richieste di informazioni all'Autorità nel periodo maggio 2004-aprile 2005	371
Tav. 6.1 Verifiche effettuate nel 2003 e nel 2004	401

	<i>Pag.</i>
Tav. 6.2 Sintesi dei controlli tecnici sulla qualità dei servizi di distribuzione dell'energia elettrica e del gas	403
Tav. 6.3 Sintesi delle ispezioni effettuate	406
Tav. 7.1 Sintesi delle attività di consultazione	427
Tav. 7.2 Esito del contenzioso	429
Tav. 7.3 Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa	430
Tav. 7.4 Riepilogo del contenzioso per anno	431
Tav. 8.1 Pianta organica	441
Tav. 8.2 Personale al 31 marzo 2005 per tipo di contratto	441
Tav. 8.3 Personale al 31 marzo 2005 per carriera e qualifica	442
Tav. 8.4 Retribuzione contrattuale lorda per carriera e grado	442
Tav. 8.5 Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto	444

INDICE DELLE FIGURE

	<i>Pag.</i>
Fig. 1.1 Prezzo del paniere e produzione OPEC 1999-2004	47
Fig. 1.2 Prezzo medio del gas naturale nel mercato europeo	51
Fig. 1.3 Prezzo del carbone sui mercati internazionali	53
Fig. 1.4 Rapporto riserve/produzione di petrolio nelle principali aree del mondo	57
Fig. 1.5 Investimenti in esplorazione e sviluppo normalizzati alla produzione in funzione delle prospettive di prezzo	60
Fig. 1.6 Investimenti normalizzati alla produzione e al prezzo	60
Fig. 1.7 Capacità installata e capacità di interconnessione nei paesi membri dell'Unione europea	73
Fig. 1.8 Andamento dei prezzi dell'energia elettrica in Europa	78
Fig. 1.9 Andamento dei prezzi del gas in Europa	86
Fig. 2.1 Intensità energetica dell'economia italiana 1985-2004	125
Fig. 2.2 Intensità energetica dell'Italia rispetto all'Europa (UE-15) nel periodo 1985-2004	126
Fig. 2.3 Intensità delle fonti fossili e del petrolio dell'economia italiana rispetto all'Europa (UE-15) nel periodo 1985-2004	127
Fig. 3.1 Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda	155
Fig. 3.2 Contributo dei principali operatori alla produzione di energia elettrica destinata al consumo	156
Fig. 3.3 Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi	158
Fig. 3.4 Andamento del Prezzo unico nazionale	173
Fig. 3.5 Andamento dei prezzi di vendita zonali	173
Fig. 3.6 Rendita da congestione	174
Fig. 3.7 Liquidità del mercato del giorno prima	174
Fig. 3.8 Andamento dei prezzi sul mercato di aggiustamento	175
Fig. 3.9 Prezzo medio sul mercato per il servizio di dispacciamento <i>ex ante</i>	178
Fig. 3.10 Confronto tra PUN e prezzo medio di acquisto di energia CIP6 nel 2004	219
Fig. 3.11 Andamento delle aste per la capacità di interconnessione Francia-Italia e confronto con i prezzi del Nord Italia	223
Fig. 3.12 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica nei principali paesi europei	231
Fig. 3.13 Tariffa elettrica media nazionale al netto delle imposte: andamento negli ultimi due anni	232
Fig. 3.14 Andamento della tariffa elettrica media nazionale e del prezzo del petrolio (<i>Brent dated</i>)	233
Fig. 3.15 Tariffa elettrica media nazionale al lordo delle imposte	234
Fig. 4.1 Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1950 .	252
Fig. 4.2 Immissioni in rete nel 2004	253

	<i>Pag.</i>
Fig. 4.3 Importazioni di gas nel 2004 secondo la provenienza	254
Fig. 4.4 Punti di importazione della rete nazionale dei gasdotti	255
Fig. 4.5 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nell'anno termico 2004-2005, secondo la durata intera	256
Fig. 4.6 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nell'anno termico 2004-2005, secondo la durata residua	257
Fig. 4.7 Transazioni nei punti di entrata della rete nazionale nel periodo ottobre 2001-aprile 2005	277
Fig. 4.8 Transazioni lato Italia nel periodo ottobre 2001-aprile 2005	277
Fig. 4.9 Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero e PSV	278
Fig. 4.10 Frequenza dei volumi scambiati presso il PSV nel periodo ottobre 2003-aprile 2005	278
Fig. 4.11 Variazioni dei prezzi del gas nei principali paesi europei	328
Fig. 4.12 Andamento della tariffa media nazionale di riferimento del gas naturale negli ultimi due anni	329
Fig. 4.13 Composizione percentuale della tariffa media nazionale di riferimento del gas naturale al 1° aprile 2005	330
Fig. 5.1 Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione	335
Fig. 5.2 Numero delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	335
Fig. 5.3 Durata media delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione, anni 1999 e 2004	336
Fig. 5.4 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale, anno 2004	343
Fig. 5.5 Confronto tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per tutte le prestazioni di qualità commerciale per clienti in bassa tensione, anno 2004	343
Fig. 5.6 Percentuale di rispetto degli standard generali di qualità commerciale nel 2004	344
Fig. 5.7 Correlazione tra qualità percepita e qualità effettivamente erogata	348
Fig. 5.8 Costo delle interruzioni per i clienti di energia elettrica, anno 2003	350
Fig. 5.9 Percentuale di rete ispezionata	355
Fig. 5.10 Chiamate di pronto intervento per impianto di distribuzione, anni 2001-2004	355
Fig. 5.11 Prestazioni soggette a indennizzo automatico, anni 2003-2004 .	362
Fig. 5.12 Confronto tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per tutte le prestazioni di qualità commerciale per i clienti con misuratore fino a G6, anno 2004	363
Fig. 5.13 Risparmi annui addizionali e cumulativi relativi agli obblighi del settore elettrico	379
Fig. 5.14 Risparmi addizionali e cumulativi relativi agli obblighi del settore gas	380
Fig. 8.1 Il nuovo organigramma dell'Autorità	436

INDICE DEI RIQUADRI

	<i>Pag.</i>
Conclusioni dell'indagine congiunta circa la fase di approvvigionamento Eni e l'elusione dei tetti <i>antitrust</i>	258
Le « clausole sospensive » per il potenziamento dei gasdotti internazionali controllati da Eni: misure e indagini dell'AGCM	263
Il problema della definizione delle reti di distribuzione e delle reti di trasporto regionale	274
Contenzioso sulle norme relative alla regolamentazione del trasporto	290
Delibera n. 138/04	307

Sezione 1

SCENARIO INTERNAZIONALE
E NAZIONALE

QUADRO INTERNAZIONALE ED EUROPEO

QUADRO NAZIONALE

1. QUADRO INTERNAZIONALE ED EUROPEO

MERCATO INTERNAZIONALE DELL'ENERGIA NEL 2004

Mercato del petrolio nel 2004

Fino ai primi mesi del 2004 gli organismi internazionali, le istituzioni dei governi, gli istituti di ricerca e gli analisti di mercato concordavano nel prevedere un prezzo del greggio prossimo a 25 \$/barile come media dell'anno o, nel caso peggiore, di poco superiore a 28 \$/barile. Praticamente nessuno si attendeva gli elevati prezzi del greggio che si sono poi verificati. Fattori sul lato sia della domanda sia dell'offerta hanno prontamente dissipato l'illusione di un rapido ritorno a prezzi contenuti.

Domanda

Il tratto più distintivo del 2004 è stata l'impetuosa crescita della domanda di greggio, il cui valore medio annuo è aumentato di 2,7 milioni di barili/giorno (il 3,4 per cento) rispetto al 2003, trainata dal buon andamento delle economie degli Stati Uniti e soprattutto dei maggiori paesi asiatici (Tav. 1.1). Per un confronto, gli aumenti negli anni precedenti erano stati di appena 0,6 milioni nel 2002 e di 1,8 milioni nel 2003. A cogliere di sorpresa gli operatori è stata non tanto la dimensione dell'aumento quanto la sua concentrazione nel secondo trimestre, periodo che generalmente corrisponde a un sostanziale calo. Nel secondo trimestre la domanda di petrolio è balzata di 3,8 milioni di barili/giorno (il 5 per cento) rispetto a quanto accaduto nello stesso periodo dell'anno precedente, attestandosi come media del trimestre su un valore di 81,1 milioni di barili/giorno contro un valore atteso di 79,4 milioni.

Produzione OPEC

Nonostante i prezzi stabilmente superiori ai 30 \$/barile e il forte aumento della domanda, già evidente a gennaio, nella riunione del 10 febbraio l'OPEC decideva di ridurre la produzione da 24,5 a 23,5 milioni di barili/giorno a partire dal 1° aprile. Almeno fino alla primavera, molti osservatori continuavano ad attendere un aumento della produzione dell'OPEC tale da far rientrare i prezzi nella banda compresa tra 22 e 28 \$/barile. Tuttavia, con il passare dei mesi, diventava sempre più evidente che l'OPEC non aveva alcuna intenzione di applicare la regola da lei stessa stabilita, adducendo come giustificazione la svalutazione del dollaro rispetto all'euro con cui i paesi membri erano costretti a pagare una parte rilevante delle proprie importazioni di beni e servizi.

Un secondo trimestre caratterizzato da una quotazione media del Brent di oltre 35 \$/barile, spingeva l'OPEC a decidere per consistenti aumenti della produzione fino a 25,5 e 26,0 milioni di barili/giorno di greggio con effetto, rispettivamente, dal 1° luglio e dal 1° agosto. Tuttavia, questi interventi non hanno avuto alcun esito duraturo sui prezzi. I mesi estivi e l'inizio della stagione autunnale sono sta-

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 1.1 DOMANDA E OFFERTA MONDIALE DI PETROLIO 2001-2004

Milioni di barili/giorno

	2001	2002	2003	2004	2003				2004			
					1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T
Domanda	77,3	77,9	79,8	82,5	80,3	77,3	79,3	82,1	82,4	81,1	81,9	84,5
Nord America	24,0	24,1	24,6	25,2	24,5	24,2	24,8	24,9	25,0	24,9	25,2	25,6
Europa	16,0	16,0	16,2	16,5	16,3	15,9	16,2	16,5	16,5	16,1	16,4	16,9
Giappone e Asia australe	8,7	8,6	8,8	8,6	9,8	8,2	8,0	9,2	9,4	8,0	8,3	8,9
Russia e Asia centrale	3,7	3,5	3,6	3,7	3,8	3,2	3,4	3,9	3,5	3,7	3,7	3,9
Cina	4,7	5,0	5,5	6,4	5,2	5,2	5,8	5,9	6,2	6,5	6,2	6,5
India e altra Asia	7,6	7,9	8,1	8,6	8,0	7,9	8,0	8,5	8,5	8,6	8,4	8,8
Medio Oriente	5,2	5,4	5,6	5,9	5,5	5,3	5,7	5,7	5,8	5,8	6,0	5,9
America Latina	4,9	4,8	4,7	4,9	4,5	4,7	4,8	4,9	4,7	4,9	5,0	5,0
Africa	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,7	2,8	2,8	2,8	2,7	2,9
Offerta	77,3	77,9	79,8	82,5	80,3	77,3	79,3	82,1	82,4	81,1	81,9	84,5
Paesi OPEC ^(A)	30,4	28,8	30,7	33,0	30,2	30,0	30,6	31,8	32,2	32,3	33,4	33,9
Russia e Asia centrale	8,6	9,4	10,3	11,2	9,9	10,1	10,5	10,7	10,8	11,1	11,4	11,5
Altri paesi	36,5	37,0	36,9	37,0	37,3	36,4	36,5	37,4	37,4	37,2	36,6	37,0
<i>Nord America</i>	14,4	14,5	14,6	14,6	14,6	14,4	14,6	14,7	14,8	14,7	14,4	14,4
<i>Europa</i>	6,9	6,8	6,5	6,3	6,9	6,3	6,2	6,6	6,6	6,4	5,9	6,2
<i>Giappone e Asia australe</i>	0,8	0,8	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5
<i>Cina</i>	3,3	3,4	3,4	3,5	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,5	3,5	3,5
<i>India e altra Asia</i>	2,4	2,5	2,6	2,8	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8
<i>Medio Oriente</i>	2,1	2,1	2,0	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8
<i>America Latina</i>	3,8	3,9	4,0	4,1	4,0	3,9	4,1	4,1	4,0	4,1	4,1	4,1
<i>Africa</i>	2,8	3,0	3,1	3,4	2,9	3,0	3,1	3,3	3,3	3,4	3,5	3,6
Variazione scorte e altro ^(B)	1,9	2,7	1,9	1,3	3,0	0,7	1,7	2,2	2,0	0,6	0,6	2,1

(A) Include i condensati del gas naturale.

(B) Include la variazione scorte, perdite di raffineria, consumi di trasporto e altro.

Fonte: *Oil Market Report*, AIE.

ti caratterizzati da nuovi aumenti con quotazioni medie di 38 \$/barile in luglio, di 43 \$/barile in agosto e settembre. Nella riunione del 15 settembre, vista l'inarrestabile salita dei prezzi, l'OPEC decideva per un ulteriore aumento a 27,0 milioni di barili/giorno, senza ottenere però ancora un effetto significativo. Nel mese di ottobre le quotazioni del Brent hanno anche infranto la soglia dei 50 \$/barile superando così, almeno in termini nominali, i massimi dei primi anni Ottanta.

È solo nella riunione del 16 marzo 2005, considerati i prezzi stabilmente molto elevati, che il tetto veniva aumentato a 27,5 milioni di barili/giorno con effetto

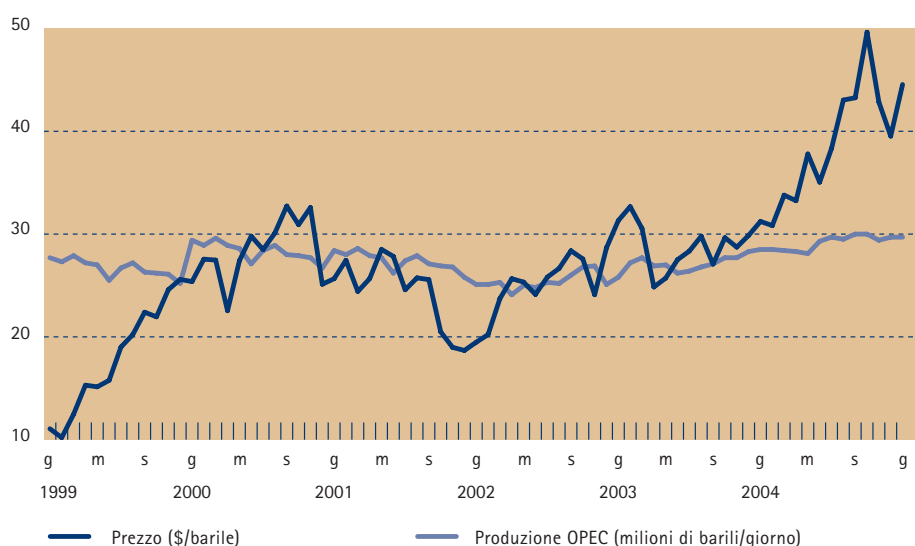
immediato, ma ancora una volta senza ripercussioni durature sui prezzi. In realtà, gli aumenti stabiliti dal cartello non avrebbero potuto sortire alcun risultato concreto dato che la produzione effettiva era già significativamente superiore ai tetti e praticamente solo l'Arabia Saudita aveva ancora significativa capacità residua. La sequenza delle decisioni dell'OPEC sui tetti di produzione rispetto all'effettiva produzione, riprodotta nella tavola 1.2, evidenzia il rapido restringimento dei margini di manovra della produzione OPEC, praticamente insensibile all'innalzamento dei tetti, a parte per paesi quali l'Arabia Saudita e, in misura minore, il Kuwait e gli Emirati Arabi Uniti. In ogni caso, l'andamento dei prezzi negli ultimi anni non mostra alcuna evidente correlazione con le quote decise dall'OPEC (Fig. 1.1).

TAV. 1.2 TETTI E PRODUZIONE OPEC NEL 2004-2005

Milioni di barili giorno

DATA DELLA RIUNIONE OPEC	DATA DI EFFICACIA DEL TETTO	PRODUZIONE ^(A)		
		TETTO	NEL MESE PRECEDENTE LA RIUNIONE	NEL MESE DI EFFICACIA
10 febbraio 04	01 aprile 04	23,5	28,5	28,3
31 marzo 05	01 aprile 04	23,5	28,4	28,3
03 giugno 04	01 luglio 04	25,5	28,1	29,7
	01 agosto 04	26,0	29,7	29,5
15 settembre 04	01 novembre 05	27,0	29,5	29,4
15 marzo 05	15 marzo 05	27,5	29,6	29,6

(A) Produzione effettiva di fonte EIA. Esclude i condensati del gas naturale.

FIG. 1.1 PREZZO DEL PANIERE E PRODUZIONE OPEC^(A) 1999-2004

(A) Produzione OPEC di fonte EIA; esclude i condensati del gas naturale.

Produzione non OPEC

La lenta risposta dell'OPEC era giustificata dal timore che la produzione non OPEC avesse l'effetto di calmierare il prezzo come era accaduto nell'anno precedente, quando l'incremento della produzione di greggio russo aveva costretto l'OPEC a limitare gli aumenti nelle attività di estrazione per evitare una caduta dei prezzi. Nel 2004, a differenza del 2003, la copertura della domanda mondiale è stata più difficile a causa del calo della produzione dell'area OCSE, da 21,6 a 21,2 milioni di barili/giorno come media dell'anno. La produzione russa è aumentata in modo sorprendente nonostante le vicende legate alla compagnia Yukos, anche se non è stata sufficiente per colmare il deficit: da 10,3 milioni di barili/giorno come media del 2003 a 11,2 milioni nel 2004. Alla fine, la forte crescita nella domanda mondiale di greggio, seppure con l'importante contributo della produzione russa, è stata soddisfatta solo grazie al rilevante sforzo produttivo dell'OPEC che, peraltro, ha potuto contare solo parzialmente sulla produzione irachena, arrivando spesso a livelli prossimi a quelli massimi possibili senza danneggiare la capacità produttiva dei giacimenti. Includendo l'Iraq e i condensati del gas naturale, la produzione dei paesi OPEC è passata da un valore medio di 30,7 milioni di barili/giorno nel 2003 a 33,0 milioni nel 2004.

Prospettive per il 2005**Domanda**

La maggior parte degli organismi internazionali ritiene che il 2005 sarà caratterizzato da una continua crescita della domanda mondiale di petrolio, poco o per niente sensibile ai livelli elevati del prezzo. Le previsioni dell'AIE, dell'EIA e dell'OPEC pubblicate nel mese di marzo 2005 concordano su un aumento medio annuo compreso tra 1,5 e 2,3 milioni di barili/giorno, ovvero tra l'1,8 e il 2,8 per cento rispetto alla domanda del 2004 (Tav. 1.3). Il raffreddamento nella crescita della domanda cinese e di altri paesi asiatici, di cui vi sono stati segni nei primi mesi del 2005, comporterebbe una riduzione non superiore a 0,4-0,6 milioni di barili/giorno ed è comunque già in buona parte incorporato nella forchetta di previsioni riportate nella tavola 1.3. Infatti, sia l'EIA sia l'OPEC prevedono un incremento dei consumi di petrolio della Cina e dei paesi asiatici dell'ordine di quello verificatosi nel 2004 (1,0 e 1,2 milioni di barili/giorno contro 1,3 milioni), mentre l'AIE ipotizza una crescita dimezzata (0,7 milioni).

Offerta

Si ritiene che i margini dell'offerta necessari per coprire la domanda diminuiranno ulteriormente e perfino che questa potrebbe non essere sufficiente a soddisfare i fabbisogni senza aumenti di prezzo tali da contenere o sopprimere la crescita. Sembra difficile che la produzione russa possa continuare il ritmo

di crescita degli ultimi anni: da 8,6 a 11,2 milioni di barili/giorno come media annua tra il 2001 e il 2004. Sia l'AIE, sia l'EIA e l'OPEC concordano su una produzione massima di circa 11,7 milioni di barili/giorno nel 2005. Le potenzialità di crescita non OPEC paiono circoscritte soprattutto per via del declino della produzione del Mare del Nord e di molti giacimenti del Nord America, mentre il contributo di aree ancora in crescita è limitato nel breve termine. Pertanto, appare sempre più evidente che nel 2005 l'equilibrio di domanda e offerta di petrolio a livello mondiale è nelle mani dei paesi dell'OPEC.

Nei primi mesi del 2005 l'OPEC stava producendo al ritmo di 29,5 milioni di barili/giorno esclusi i condensati del gas naturale (2 milioni sopra il tetto ufficiale). Il cartello valutava di avere una capacità residua di 1,6 milioni di barili/giorno e di essere in grado di aumentarla a circa 3 milioni entro la fine dell'anno. Anche l'AIE stima che potrebbe rendersi disponibile nuova capacità produttiva per almeno 1,0 milioni di barili/giorno nel corso del 2005, tale da portare la capacità complessiva dell'OPEC a oltre 33 milioni di barili/giorno come media per l'anno. L'EIA fornisce stime più ottimistiche nell'ipotesi che la produzione massima (attorno a 34,5 milioni di barili/giorno) possa essere raggiunta e mantenuta lungo il corso dell'anno. Mentre l'Arabia Saudita ha confermato di essere intenzionata ad aumentare la propria capacità da 3 milioni di barili/giorno a 12,5 milioni nel giro di qualche anno, incrementi aggiuntivi difficilmente saranno disponibili prima del 2006 e sarebbero comunque limitati a 1-1,5 milioni di barili/giorno.

Prezzi

Le previsioni riportate nella tavola 1.3 indicano che la capacità residua dell'OPEC sarà integralmente impegnata nel corso del 2005. La correlazione inversa tra capacità residua e prezzo del greggio, chiaramente comprovata nel corso del 2004, rappresenta un fattore di rischio che è pienamente recepito dal mercato. Nel breve termine la tensione sui prezzi è oltretutto aggravata dalla scarsità di capacità residua di raffinazione, soprattutto di conversione, che difficilmente potrà aumentare di oltre 1 milione di barili/giorno nel corso del 2005. Il prezzo non è più sotto il dominante controllo dell'OPEC e anche una rivalutazione del dollaro non potrebbe avere un significativo effetto. In queste condizioni di precario equilibrio tra domanda e offerta esiste il serio rischio che fattori congiunturali spingano i prezzi a livelli eccezionali e tali da provocare una significativa riduzione dei consumi. Pertanto, praticamente tutti gli organismi internazionali assieme alle istituzioni governative, tra cui anche la Commissione europea, si attendono quotazioni assai volatili e stabilmente superiori ai 45-50 \$/barile come media dell'anno. Nel breve periodo solo un'azione concertata dei paesi consumatori, finalizzata a contenere la crescita della domanda, potrebbe incidere su questo scenario dei prezzi.

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 1.3 DOMANDA E OFFERTA DI GREGGIO NEL 2005: CONFRONTO TRA PREVISIONI

Milioni di barili/giorno; previsioni del mese di marzo 2005

PREVISIONI	1T	2T	3T	4T	MEDIA 2005
AIE					
Domanda	84,7	82,8	83,7	86,1	84,3
Paesi industriali ^(A)	55,5	53,0	54,0	55,7	54,6
Cina e paesi asiatici	15,3	15,8	15,5	16,1	15,7
Altri paesi	13,8	14,0	14,2	14,3	14,1
Offerta	84,7	82,8	83,7	86,1	84,3
OPEC ^(B)	34,3	32,1	32,7	34,4	33,3
Russia e Asia centrale	11,4	11,6	11,8	12,1	11,7
Altri paesi	37,2	37,3	37,4	37,8	37,4
Variazione scorte e altro ^(C)	1,9	1,9	1,8	1,9	1,9
EIA					
Domanda	84,7	83,1	84,6	86,9	84,9
Paesi industriali ^(A)	55,7	53,5	54,8	56,3	55,1
Cina e paesi asiatici	15,4	15,9	15,9	16,7	16,0
Altri paesi	13,6	13,7	13,9	13,9	13,8
Offerta	84,7	83,1	84,6	86,8	84,7
OPEC ^(B)	33,7	34,0	34,5	34,8	34,2
Russia e Asia centrale	11,6	11,7	11,8	12,0	11,8
Altri paesi	37,0	36,8	37,0	37,6	37,0
Variazione scorte e altro ^(C)	2,4	0,6	1,3	2,4	1,7
OPEC					
Domanda	84,0	82,7	83,4	85,8	84,0
Paesi industriali ^(A)	55,4	53,1	54,3	56,0	54,8
Cina e paesi asiatici	15,9	16,7	15,5	16,7	16,2
Altri paesi	12,7	12,9	13,6	13,1	13,0
Offerta	84,0	82,7	83,4	85,9	84,0
OPEC ^(B)	33,5	31,9	32,7	34,6	33,2
Russia e Asia centrale	11,4	11,7	12,0	12,1	11,8
Altri paesi	37,3	37,3	36,9	37,4	37,2
Variazione scorte e altro ^(C)	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8

(A) I paesi industriali comprendono i paesi membri dell'OCSE, la Russia e i paesi dell'Asia centrale (ex URSS).

(B) L'offerta OPEC è calcolata come residuo e include la variazione delle scorte oltre che le frazioni liquide del gas naturale.

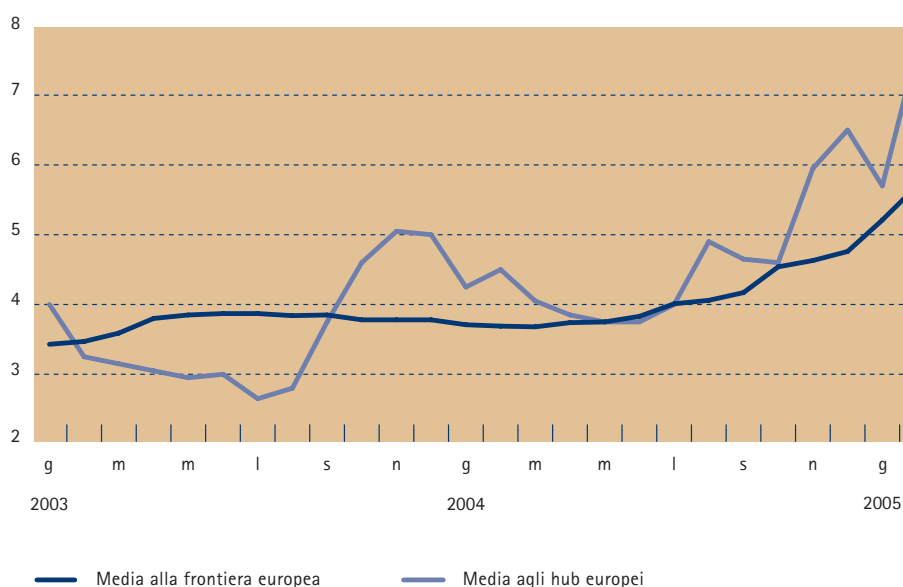
(C) La voce "altro" ha significato diverso. Per l'AIE e per l'OPEC include solo le perdite di raffinazione e i consumi di trasporto di greggio e raffinati. Per l'EIA include la variazione scorte oltre che le perdite di raffinazione e i consumi di trasporto.

Mercato del gas naturale

A differenza del petrolio, non vi sono attualmente problemi di bilanciamento tra domanda e offerta di gas naturale sui mercati internazionali. I dati preliminari indicano che l'aumento dei consumi nel 2004 è stato contenuto in meno del 2 per cento a livello mondiale, seppure con forti differenziazioni tra le varie aree. Una crescita pronunciata dei consumi (superiore al 5 per cento) si è verificata soprattutto nel continente asiatico e nel Medio Oriente, mentre nell'Unione europea si è attestata sul 3,4 per cento (4,2 per cento per EU-15). Il settore è disciplinato in via prevalente in base a contratti di lungo termine con clausole che determinano i prezzi con riferimento preminente a un paniere di prodotti petroliferi e di greggi; pertanto i prezzi del gas naturale hanno seguito l'evoluzione delle quotazioni del greggio, seppure in modo non necessariamente lineare. L'influenza del mercato petrolifero è evidente anche negli Stati Uniti e nel Regno Unito dove le borse del gas svolgono un importante ruolo di intermediazione nella determinazione dei prezzi. In questi casi, l'effetto del prezzo del petrolio si fa sentire attraverso l'arbitraggio tra prodotti petroliferi e gas naturale negli usi finali.

Negli *hub* europei il *trend* rialzista appare con tutta evidenza già a partire dal mese di ottobre con aumenti di 1 \$/milione di Btu rispetto allo stesso mese del 2003 (Fig. 1.2). L'*escalation* è particolarmente forte nei mesi successivi con i prezzi che

FIG. 1.2 PREZZO MEDIO DEL GAS NATURALE NEL MERCATO EUROPEO
\$/milioni di Btu



Fonte: World Gas Intelligence e Argus Gas Connections.

raggiungono un valore massimo senza precedenti di 7,7 \$/milioni di Btu come media del mese di febbraio, in corrispondenza dell'apice della stagione invernale. Per un confronto, il prezzo medio al picco invernale del 2003 era di poco superiore a 5 \$/milioni di Btu. I prezzi *spot* riportati nella figura 1.2 riguardano i valori medi mensili dei mercati fisici a Zeebrugge, Bunde e al *National Balancing Point* (NBP) che nei due anni evidenziati si sono mossi in quasi perfetta sintonia con scarti generalmente inferiori a 0,5 \$/milioni di Btu, anche su base giornaliera.

Il prezzo medio alla frontiera europea, calcolato come media dei prezzi del gas di diversa provenienza ponderati con le quantità importate, evidenzia l'efficacia della trasmissione degli aumenti di prezzo del mercato petrolifero attraverso le formule di indicizzazione incorporate nei contratti di lungo termine con i paesi produttori, seppure in forma più attenuata e graduale. I prezzi alle varie frontiere hanno evidenziato un andamento univoco con scarti generalmente inferiori a 0,5 \$/milioni di Btu. L'unica eccezione riguarda il gas algerino trasportato in forma liquefatta per via marittima il cui prezzo si è mostrato più sensibile al prezzo del petrolio. In dicembre 2004 e gennaio 2005 il prezzo del gas naturale liquefatto (GNL) algerino ha superato la soglia dei 6,5 \$/milioni di Btu con un distacco di circa 1,5 \$/milioni di Btu rispetto allo stesso gas trasportato via metanodotto.

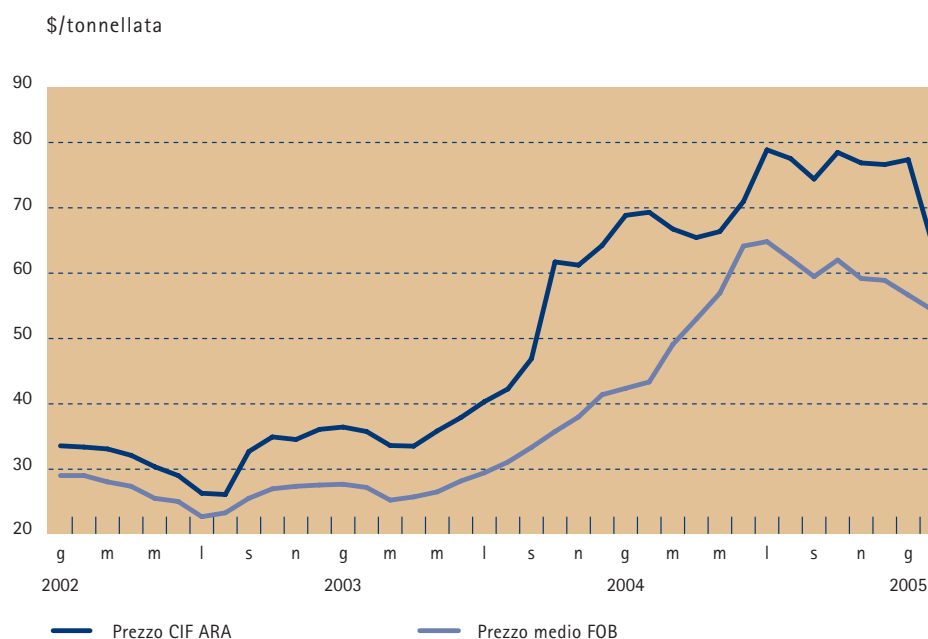
La forte correlazione con il prezzo del petrolio evidenziata nel corso del 2004 e nei primi mesi del 2005 continuerà inevitabilmente per il resto dell'anno. Tuttavia, molti contratti di importazione contengono clausole di salvaguardia che dovrebbero limitare alquanto la crescita del prezzo nel caso di aumenti molto forti. Pertanto nel corso del 2005 pare possibile un parziale sganciamento dei prezzi del gas alle frontiere europee da quelli del greggio, a livelli analoghi o superiori a quelli conosciuti nei mesi recenti.

Mercato del carbone da vapore

Nel 2004 è continuato il *trend* rialzista del prezzo di tutti i carboni immessi sui mercati internazionali. I prezzi *FOB* sono aumentati da valori medi ancora contenuti verso la fine del 2003 superando nella media 40 \$/t in gennaio, 50 \$/t in aprile e toccando valori massimi prossimi a 70 \$/t nel mese di luglio, prima di iniziare un *trend* calante che li ha riportati attorno a 60 \$/t verso la fine del 2004 (Fig. 1.3). Il prezzo *cif* ARA, che era salito da poco più di 40 \$/t a oltre 60 \$/t tra settembre e ottobre 2003, ha continuato a crescere superando 80 \$/t in varie occasioni tra giugno e novembre 2004, ma sembra destinato a un calo con i primi mesi del 2005.

Gli aumenti verificati non appaiono direttamente legati al prezzo del petrolio anche se in via indiretta la sostituzione del petrolio in alcuni usi può avere in-

FIG. 1.3 PREZZO DEL CARBONE SUI MERCATI INTERNAZIONALI



Fonte: Argus Gas Connections.

fluito sulla domanda e pertanto sul prezzo del carbone. L'*escalation* anticipato del prezzo *cif* ARA rispetto ai prezzi *FOB* riflette essenzialmente l'aumento dei noli marittimi, praticamente triplicati negli ultimi anni per via della scarsità di navi. Gli aumenti dei prezzi *FOB* sono invece in buona parte attribuibili alla forte crescita della domanda.

Il consumo mondiale di carbone è rimasto stagnante dalla metà degli anni Ottanta attorno a un valore medio di $3,1 \pm 0,15$ miliardi di tonnellate equivalenti di carbone (tec)¹ fino al 2001. Il forte aumento dei consumi negli anni successivi (a 3,4 miliardi nel 2002, a 3,7 miliardi nel 2003 e a 3,8 miliardi nel 2004) può attribuirsi più o meno interamente alla Cina che ha quasi raddoppiato i suoi consumi nel giro di 4 anni (da 0,7 nel 2000 a 1,3 miliardi di tec nel 2004). Nello stesso periodo il resto del mondo ha aumentato i consumi di poco più del 5 per cento. La domanda interna della Cina corrisponde al 95 per cento della produzione cinese di carbone; mentre le esportazioni rappresentano circa il 15 per cento del carbone che entra nel commercio internazionale, una quota sufficiente a influenzare i prezzi internazionali. L'aumento dei prezzi riflette il costo opportunità per la Cina di importare petrolio rispetto al consumo di carbone domestico prodotto a basso costo.

¹ Un tonnellata equivalente di carbone è riferita a carbone con contenuto calorico pari a 7.000 kcal/kg.

Date le condizioni al contorno, sembra probabile che i prezzi del carbone rimarranno elevati ancora per qualche anno in attesa di un aumento dell'offerta. La stabilizzazione e la leggera discesa dei prezzi verificatesi negli ultimi mesi sono probabilmente da ricollegare con le buone condizioni idroelettriche sia in Europa sia negli Stati Uniti che hanno ridotto la domanda di carbone nel commercio internazionale e di riflesso i noli. Ma sono anche influenzate dall'atteggiamento di attesa degli operatori.

Nonostante i forti aumenti verificatisi negli ultimi due anni, il carbone 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. In parte, questo è dovuto anche al fatto che gli aumenti di prezzo del carbone non hanno influito significativamente sul prezzo dell'energia elettrica, dato che un'ampia quota degli approvvigionamenti viene acquistata in base a contratti di fornitura a lungo termine formulati prima degli aumenti.

DETERMINANTI DEL PREZZO DEL PETROLIO

La forte volatilità del prezzo del petrolio che ha caratterizzato il 2004, poi concretizzatasi nell'eccezionale *escalation* della seconda parte dell'anno, è stata generalmente attribuita alla speculazione dei fondi che hanno agito sfruttando il concorso di fattori di natura tipicamente congiunturale o facendo leva su di essi. Tuttavia, è stato anche diffusamente riconosciuto che la speculazione non avrebbe avuto molto gioco se non avesse potuto poggiare su rigidità di natura strutturale e sulle strategie delle compagnie petrolifere.

Fattori congiunturali

L'evoluzione giornaliera delle quotazioni nel 2004 è fortemente correlata con fattori di natura congiunturale già presenti nel 2003 quali soprattutto: le contingenze irachene; le tensioni in Arabia Saudita e più in generale l'evoluzione del contesto mediorientale; i contrasti in altri paesi produttori (Nigeria, Norvegia, Russia e Venezuela); l'altalenante livello delle scorte di greggio e raffinati; l'influenza del clima. Un'ondata di freddo, così come un assalto a un oleodotto iracheno possono provocare spostamenti di denaro da un titolo all'altro, creando forte volatilità nei prezzi del petrolio.

Tuttavia nel 2004 l'elevato numero di variabili che influenzano il prezzo e la

crescente importanza di fattori di natura strutturale hanno causato una maggiore indeterminatezza nelle risposte degli operatori del mercato, che è stata spesso imprevedibile in base ai fondamentali. Il crescente nervosismo con cui i fondi di investimento hanno reagito anche a piccoli cambiamenti nelle condizioni al contorno denota la maggiore complessità del mercato in termini di variabili che intervengono sull'equilibrio tra domanda e offerta e che gli operatori stentano a conciliare in una logica chiara e attendibile. Oltretutto, in alternativa al petrolio, la liquidità speculativa si riversa anche su merci come il platino, l'oro e altre materie prime e sui mercati valutari, a seconda delle opportunità aumentando l'apparente aleatorietà.

Durante tutto il 2004 e nei primi mesi del 2005 gli operatori sul NYMEX (*New York Mercantile Exchange*) e sull'IPE (*International Petroleum Exchange*) hanno mostrato un'estrema sensibilità alle scorte di greggio e dei principali prodotti petroliferi (benzina e gasolio) sul mercato americano, indicatori la cui minima variazione ha talvolta determinato lo spostamento di ingenti masse di denaro da una posizione finanziaria all'altra. Inoltre, nel corso dell'anno diventava sempre più evidente la necessità di distinguere tra greggi pesanti e greggi leggeri, caratterizzati da dinamiche e stagionalità diverse. Poi, con il prepotente aumento della domanda asiatica, gli operatori si sono resi conto che non era più sufficiente concentrare l'attenzione esclusivamente sulle scorte del mercato USA, scegliendo di muoversi nella logica di non ridurre le posizioni quando esiste la possibilità di complicazioni (sabotaggio di oleodotti, atti di terrorismo, ondate di freddo, ribassi delle scorte ecc.) che possono portare a scarsità e ad aumenti dei prezzi.

Fattori strutturali

Nel complesso il 2004 non può essere considerato tanto un anno di congiuntura petrolifera particolarmente sfavorevole, quanto l'anno in cui sono emersi in tutta chiarezza i problemi strutturali del mercato, al massimo aggravati da difficoltà congiunturali. La questione assume sempre più le caratteristiche di sbilanciamento tra la crescita della domanda di petrolio a livello mondiale e la stagnazione della offerta.

Crescita della domanda

La crescita della domanda mondiale (di 2,7 milioni di barili/giorno, il 3,3 per cento rispetto al 2003) è stata tra le più forti degli ultimi 35 anni, superata in termini assoluti solo dagli incrementi del 1973 e del 1978². L'impressionante

2 In termini percentuali è superata solo dalla crescita verificatasi negli anni Settanta in un periodo di riassetto dallo *shock* petrolifero, caratterizzato da anni di crescita bassa o negativa seguiti da altri di ripresa con crescita molto forte.

rialzo è stato attribuito soprattutto allo straordinario sviluppo delle economie asiatiche, prime tra tutte per la loro dimensione la Cina e l'India. È stata particolarmente impetuosa la crescita annua della domanda di petrolio in Cina, passata improvvisamente da valori storici mediamente inferiori a 0,2 milioni di barili/giorno fino al 2002, a 0,5 milioni nel 2003 e a 0,9 milioni nel 2004.

Un tale slancio non era imprevedibile. In termini percentuali la crescita della domanda cinese di petrolio negli ultimi 15 anni si è attestata su un valore medio annuo del 7 per cento, livello sintomatico per un paese che ha da poco iniziato un processo di industrializzazione. Con l'avvio della motorizzazione diffusa la crescita non potrà che aumentare, seppure attraverso alti e bassi³. La produzione si è oramai stabilizzata su un livello attorno a 3,5 milioni di barili/giorno ed è imminente un suo irreversibile calo. Pertanto, se la crescita economica si mantenesse impetuosa, non sorprenderebbe un incremento annuo delle importazioni mediamente dell'ordine di 0,4 milioni di barili/giorno per tutto il prossimo decennio, con la possibilità di escursioni anche a oltre un milione in qualche anno.

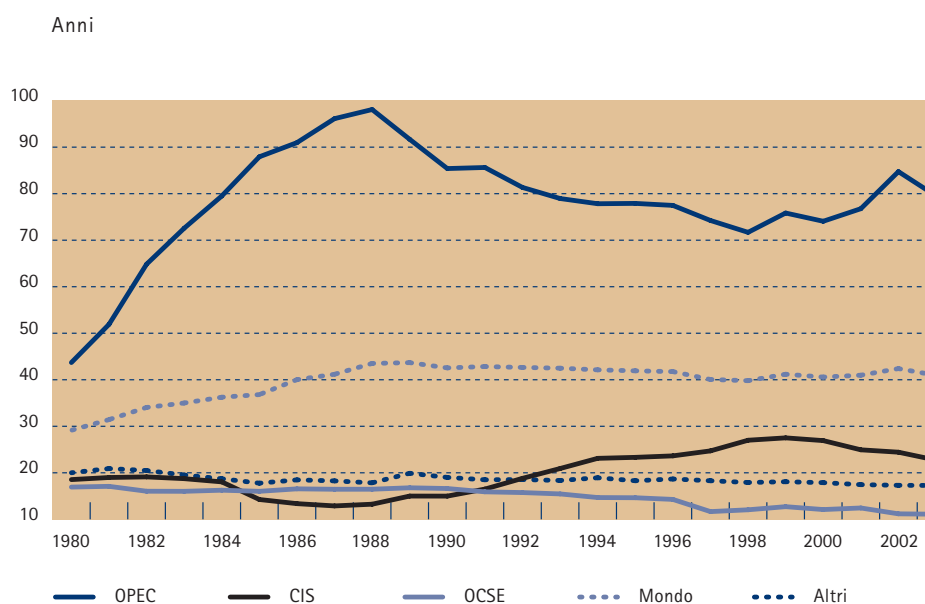
Non è molto diversa la situazione della maggior parte degli altri paesi asiatici, primo tra tutti l'India che appare ben posizionata per un prossimo consolidamento del processo di sviluppo economico. Nonostante il consistente aumento della produzione di petrolio negli ultimi due decenni, la domanda interna cresce a tassi dell'ordine del 6-8 per cento annuo con incrementi annui nelle importazioni compresi tra 0,1 e 0,2 milioni di barili/giorno. Tra i paesi maggiori consumatori spicca anche l'Indonesia la cui produzione è oramai entrata in fase di declino con esportazioni nette che si sono ridotte da valori storici prossimi a un milione di barili/giorno praticamente a zero nel corso dell'ultimo decennio. Supponendo una prosecuzione della crescita storica della domanda al tasso medio del 6 per cento e un declino della produzione al ritmo degli ultimi anni, questo paese aumenterà le sue importazioni nette a oltre un milione di barili/giorno nel corso del prossimo decennio.

Stagnazione dell'offerta

L'elemento più critico sul lato dell'offerta riguarda la capacità residua di produzione del greggio a livello mondiale, calata da valori medi prossimi a 5 milioni di barili/giorno degli anni Novanta a meno di 2 milioni di barili/giorno come media del 2004, concentrati quasi esclusivamente nei paesi OPEC. Ma è stato determinante anche il "collo di bottiglia" rappresentato dalla capacità residua di raffinazione a livello mondiale che nel giro di due anni si è ridotta da valo-

³ Si ricorda, a titolo di esempio, che durante il primo decennio della motorizzazione italiana la domanda petrolifera cresceva a tassi superiori al 10 per cento annuo.

FIG. 1.4 RAPPORTO RISERVE/PRODUZIONE DI PETROLIO NELLE PRINCIPALI AREE DEL MONDO



ri medi superiori a 6 milioni di barili/giorno a poco più di 2 milioni nel 2004. La crescente criticità del quadro d'insieme petrolifero viene evidenziata nella figura 1.4 in termini del rapporto riserve/produzione (R/P), che individua il numero rimanente di anni di produzione nell'ipotesi di invarianza nel tempo sia delle riserve sia della produzione. La stabilità del rapporto a livello mondiale nasconde divergenze estreme tra le varie aree del mondo evidenziate nella figura. I paesi dell'OPEC nel loro complesso mantengono un valore elevato del rapporto R/P dell'ordine di 80 anni ma è significativa la brusca interruzione della crescita dopo il 1988, dovuta al calo dei prezzi e al conseguente calo degli investimenti. In Russia e nei paesi dell'Asia centrale l'aumento nel rapporto (quasi un raddoppio dalla fine degli anni Ottanta) è dovuto più al calo della produzione dopo il crollo dell'Unione Sovietica che alla crescita delle riserve; con il forte rialzo della produzione negli ultimi anni ha già iniziato a diminuire a valori inferiori a 23 anni. Nella media dei paesi OCSE, il rapporto è in calo dalla fine degli anni Ottanta e ha già raggiunto il valore relativamente basso di 11 anni. Negli altri paesi è rimasto praticamente invariato a poco più di 17 anni.

Numerosi osservatori hanno attribuito la forte riduzione dei margini di capacità residua all'insufficienza di investimenti negli ultimi anni, facendo notare come le compagnie avrebbero potuto notevolmente aumentare gli introiti reinvestiti nell'esplorazione e sviluppo dal 2000 in poi, in concomitanza con l'aumento dei prezzi, anziché privilegiare la distribuzione degli utili in dividendi agli azionisti o l'acquisizione di altre società dotate di cospicue riserve.

In termini assoluti le spese per l'esplorazione e lo sviluppo non sono aumentate in modo sufficiente a compensare il crescente costo di sviluppo delle risorse. A livello mondiale, gli investimenti in esplorazione e ricerca sono saliti da 100 miliardi di dollari (a prezzi 2004) nel 2000 a 126 miliardi nel 2004, rimanendo allineati ai livelli storici, mediamente attorno a 110-120 miliardi di \$/anno, con la conseguenza che in molte aree del mondo sta diminuendo l'aggiunta annua alle riserve. Da una media di quasi 57 miliardi di barili nel decennio 1980-1990, le aggiunte annue a livello mondiale sono calate a meno di 36 miliardi nel periodo 1991-2003. La maggior parte dell'abbassamento si è verificata nei paesi OPEC (da 41 a 19 miliardi di barili) mentre la Russia e i paesi centro-asiatici mostrano un significativo aumento tra i due periodi (Tav. 1.4). I dati poi evidenziano una ripresa praticamente in tutte le aree negli anni 1999-2003 in corrispondenza degli aumenti nel prezzo del petrolio che hanno anche determinato una rivalutazione delle riserve. Vi è poi da considerare che quest'ultime non sono mai prontamente disponibili; la loro trasformazione in greggio vendibile sul mercato richiede sempre ulteriori investimenti effettuati su diversi anni per la coltivazione.

TAV. 1.4 AGGIUNTE ALLE RISERVE DI PETROLIO NELLE PRINCIPALI AREE DEL MONDO

Miliardi di barili; valori medi annui nel periodo

PERIODO	OPEC	OCSE	CIS	ALTRI	MONDO
1981-2003	28,5	6,4	3,9	5,9	44,7
1981-1990	40,6	7,8	2,6	5,5	56,5
1991-2003	19,2	5,4	4,9	6,2	35,6
1991-1998	15,4	4,9	4,3	6,3	30,9
1999-2003	25,3	6,1	5,8	6,0	43,2

Fonte: AIE.

Contemporaneamente, per via dei ridotti margini di capacità di conversione, l'industria della raffinazione ha sempre più difficoltà a utilizzare i greggi più pesanti e ricchi di zolfo per la produzione di prodotti leggeri; si è di conseguenza aperto un crescente divario tra la domanda e l'offerta di greggi leggeri, allargando notevolmente il differenziale di prezzo con quelli pesanti. A maggiore illustrazione di questo fenomeno è il crescente differenziale del prezzo del Brent rispetto al paniere OPEC, caratterizzato da greggi mediamente più pesanti, aumentato da 0,7 \$/barile come media del 2003 a 2,2 \$/barile nel 2004 e a 3,8 \$/barile nei primi mesi del 2005. Ancora più forte il differenziale del West Texas, tra i più leggeri, aumentato da 3,0 \$/barile nel 2003 a 5,4 \$/barile nel 2004 e a 6,4 \$/barile nei primi mesi del 2005.

Il crescente differenziale di prezzo tra greggi leggeri e pesanti è risultato sia in un rialzo dei prezzi dei prodotti leggeri e medi, sia in un consistente aumento dei margini di raffinazione degli impianti con forte capacità di conversione, con punte anche oltre 6 \$/barile. Tuttavia, gli operatori sono restii a investire in nuova capacità di raffinazione. I tempi tecnici si misurano in 3-5 anni e, dati gli alti costi di investimento, nessuno è disposto a investire senza la certezza di margini adeguati su lunghi periodi di 10-15 anni.

Strategie degli operatori

Le vicende del 2004 hanno rivelato il vero volto del problema del mercato del petrolio. I tagli dell'OPEC, minacciati a varie riprese anche nel corso del 2004, sembrano non essere più necessari per mantenere elevate le quotazioni. Infatti, la capacità produttiva disponibile a breve termine appare insufficiente a coprire la crescita della domanda, soprattutto cinese e indiana. Attualmente è la produzione OPEC che deve rincorrere la domanda. Solo un aumento consistente della produzione o una incisiva azione di contenimento della domanda dei paesi più industrializzati potrebbe riportare i prezzi a livelli più contenuti. In tale ultima direzione sono rivolte le indicazioni dell'AIE ai paesi membri sulla possibilità di risparmiare nell'ordine di 1-3 milioni di barili/giorno di petrolio con misure attuabili in tempi brevi e a costi relativamente contenuti⁴.

Per gli operatori può essere più conveniente non aumentare troppo gli investimenti per mantenere elevato il prezzo del petrolio. In questo si trovano d'accordo sia le compagnie statali dei paesi OPEC sia le multinazionali private che nel 2004 hanno beneficiato di utili mai visti nei decenni precedenti. L'aumento degli utili rispetto al 2003 è stato del 18 per cento per Exxon/Mobil, del 21 per cento per Total, del 27 per cento per BP, del 48 per cento per Royal Dutch/Shell.

Major e compagnie private indipendenti

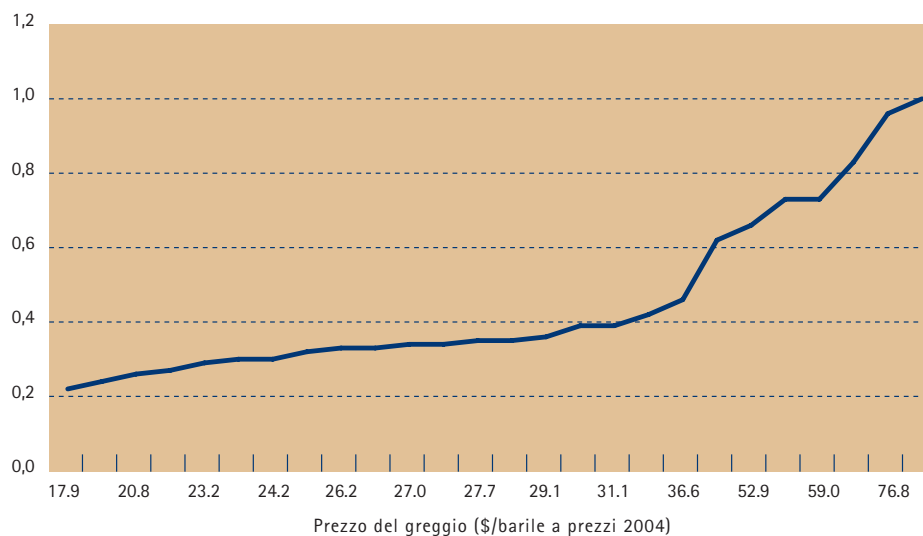
Il rallentamento nella crescita della domanda avvenuto negli ultimi decenni (da valori superiori al 5 per cento all'anno fino alla metà degli anni Settanta a valori mediamente dell'ordine dell'1,5 per cento all'anno dopo il 1985) aumenta l'esposizione delle compagnie private multinazionali ai cicli economici dell'economia mondiale. La naturale risposta delle compagnie è stata di ridurre i rischi di investimento attraverso interventi calibrati nel tempo, in modo da mantenere livelli di prezzo apprezzabili ma non tali da influire negativamente sulla domanda.

Le spese in esplorazione e sviluppo vengono tradizionalmente determinate in funzione delle previsioni del prezzo del petrolio, seguendo una logica che ha

4 *Saving Oil in a Hurry*, AIE, aprile 2005.

FIG. 1.5 INVESTIMENTI IN ESPLORAZIONE E SVILUPPO NORMALIZZATI ALLA PRODUZIONE IN FUNZIONE DELLE PROSPETTIVE DI PREZZO^(A)

Numeri indice 1980=1

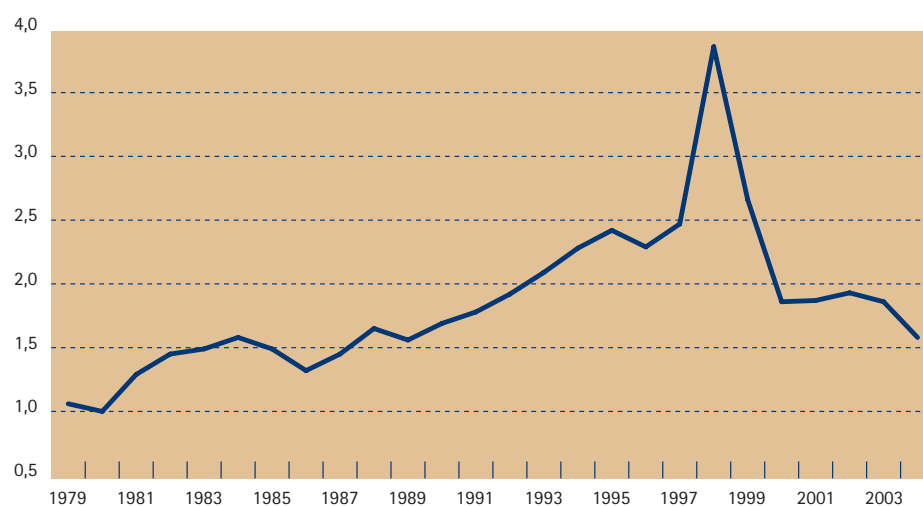


(A) Le ordinate rappresentano il rapporto tra investimenti e produzione dell'anno. Il prezzo del greggio è quello medio dei due anni precedenti.

Fonte: Elaborazioni di AEEG su dati dell'*Institut français du pétrole*.

FIG. 1.6 INVESTIMENTI NORMALIZZATI ALLA PRODUZIONE E AL PREZZO^(A)

Numeri indice 1980=1



(A) Le ordinate rappresentano il rapporto tra investimenti e produzione dell'anno diviso per il prezzo medio dei due anni precedenti.

Fonte: Elaborazioni di AEEG su dati dell'*Institut français du pétrole*.

retto bene nel tempo (Fig. 1.5). Ma le compagnie non hanno dimenticato l'insegnamento della crisi asiatica alla fine degli anni Novanta, risultata in un crollo dei prezzi proprio in corrispondenza di una impennata degli investimenti (nel 1997 e nel 1998). Esse sono molto più cautelative nelle loro scelte, come evidenziato dal crollo della propensione agli investimenti a parità di domanda e prezzo del petrolio a partire dal 1998 (Fig. 1.6). Oltretutto, gli investimenti sono sempre più rallentati da crescenti esternalità di tipo ambientale e dalle sempre più lunghe e difficili negoziazioni con i paesi detentori delle risorse, nonché soggetti alle logiche di valutazione dei finanziatori che favoriscono investimenti con brevi tempi di ritorno.

Compagnie dei paesi asiatici Si distinguono le compagnie dei paesi asiatici con forti tassi di sviluppo della domanda di energia, il cui principale obiettivo è l'approvvigionamento di risorse petrolifere per il proprio paese. Le compagnie cinesi e indiane sono state particolarmente attive negli ultimi anni, soprattutto nel 2004, per assicurarsi giacimenti petroliferi in altri paesi da dedicare allo sviluppo delle loro economie. Con l'obiettivo di diminuire le incertezze del mercato internazionale del petrolio e per riflesso di contenere i costi dell'approvvigionamento, tali compagnie sono oramai in diretta concorrenza per la conquista di risorse di idrocarburi, spesso in paesi troppo rischiosi e politicamente sensibili per attrarre le compagnie multinazionali. L'attività delle compagnie cinesi e indiane è stata particolarmente frenetica a partire dal 2004 quando esse si sono avventurate anche nell'acquisto di compagnie petrolifere estere. Seppure in via indiretta, la crescente partecipazione nell'*upstream* petrolifero internazionale di queste compagnie per la produzione dedicata ai loro mercati nazionali di fatto sottrae risorse al mercato internazionale e non può che aumentare la pressione sui prezzi nel breve termine.

OPEC Diverso il problema delle compagnie statali dei paesi OPEC e di altri paesi produttori. Come evidenziato dall'AIE⁵, il flusso di investimenti per lo sviluppo delle risorse di idrocarburi non viene in genere determinato in base a logiche imprenditoriali ma dalle decisioni nazionali sulla velocità di sfruttamento delle risorse in funzione di obiettivi economici e sociali nell'interesse generale della popolazione. In particolare, il finanziamento di nuovi progetti può essere problematico laddove è elevato il debito pubblico e considerazioni di natura politica scoraggiano o precludono gli investimenti privati o stranieri.

5 Intervento del Direttore esecutivo dell'AIE, Claude Mandil, al secondo AIE/OPEC *Workshop on Oil Investment Prospects*, aprile 2004.

Le esportazioni di petrolio e prodotti petroliferi rappresentano ancora oggi circa il 70 per cento del PIL dei paesi dell'OPEC nel loro complesso e oltre l'80 per cento in alcuni di questi; la loro economia è pertanto estremamente sensibile al prezzo del petrolio. Dopo il crollo dei prezzi nel 1986 la loro crescita economica è stata molto bassa e in alcuni anni perfino negativa. Il forte incremento demografico (mediamente circa il 2 per cento annuo) ha nel tempo determinato un impoverimento generale della popolazione con tensioni sociali crescenti. È solo con l'aumento dei prezzi del petrolio dopo il 1998 che questi paesi stanno beneficiando di una ripresa della crescita attestatasi al 3,8 per cento, nel 2003, al 7,0 per cento nel 2004 e prevista al 7,3 per cento nel 2005. Ma in termini reali il PIL *pro capite* non è ancora tornato ai livelli dei primi anni Ottanta. Inoltre l'erosione del valore del dollaro ha severamente ridotto il potere di acquisto dei paesi OPEC legati in modo crescente all'area dell'euro, anche se la moneta usata per il commercio del petrolio rimane il dollaro.

È pertanto comprensibile l'importanza che questi paesi attribuiscono al duplice obiettivo di mantenere il prezzo del greggio al livello più elevato possibile e coerente con la crescita dell'economia mondiale e dei consumi di petrolio. Le strategie dei paesi dell'OPEC si riflettono nella scelta della banda di oscillazione dei prezzi, originariamente ideata appunto per garantire un tale equilibrio. L'identificazione della banda di 22-28 \$/barile è stata effettuata nel 2000 in base ai prezzi correnti nei dodici mesi precedenti e in via empirica, considerando la scarsa conoscenza della sensibilità dell'economia mondiale al prezzo del petrolio.

Nel corso del 2003 tale banda era stata più o meno rispettata, perlomeno nel senso che a periodi caratterizzati da prezzi superiori a 28 \$/barile facevano seguito periodi a prezzi inferiori. Peraltro, occorre considerare che il prezzo del paniere OPEC, a cui la banda faceva riferimento, era significativamente inferiore ai prezzi del Brent e del West Texas, attestandosi su valori medi di 24,36 \$/barile nel 2002 e di 28,10 \$/barile nel 2003, appena oltre la soglia massima⁶.

La banda di 22-28 \$/barile è stata ufficialmente sospesa nella riunione OPEC del 30 gennaio 2005 anche se nella pratica aveva perso ogni significato da almeno un anno. Nella riunione si faceva notare come il prezzo medio del paniere di riferimento OPEC come media del 2004 era stato pari a 36 \$/barile. Considerando la svalutazione del dollaro rispetto all'euro, questo equivale a poco meno di 28 \$/barile, in termini di valuta usata per la maggior parte delle importazioni dei paesi OPEC. Considerando inoltre che il prezzo si riferisce al paniere OPEC e non al WTI o al Brent, le critiche che l'OPEC abbia ignorato la fascia di variazione non paiono del tutto valide.

6 I valori corrispondenti per il Brent erano 25,03 e 28,81 \$/barile e per il WTI 26,13 e 31,09 \$/barile.

Nei primi mesi del 2005 ha cominciato a farsi avanti l'idea che i paesi industrializzati possano convivere con un prezzo del barile a 40-50 \$. Fonti ufficiali dell'OPEC indicavano una nuova banda compresa tra 28 e 35 \$/barile per un paniere tuttavia più pesante dell'attuale⁷. Tra i paesi membri dell'OPEC esisterebbe un consenso per innalzare la banda di oscillazione tra 40 e 50 \$/barile, spingendosi anche a intravedere una soglia di 55 \$/barile prima di un intervento indirizzato a calmierare i prezzi. L'impegno preso dai paesi OPEC nella riunione del 1° aprile per un ulteriore aumento di 0,5 milioni di barili/giorno qualora i prezzi riferiti al paniere OPEC si fossero mantenuti superiori a 55 \$/barile, di fatto indica la soglia massima della nuova banda.

L'OPEC giustifica l'aumento della banda con i cambiamenti strutturali nel mercato che hanno reso la precedente banda irrealistica, in termini di potere di acquisto del dollaro, e con l'accertata capacità dell'economia mondiale di assorbire il caro greggio senza subire una recessione.

STATO DELLA LIBERALIZZAZIONE NEI PAESI MEMBRI

I rapporti sull'attuazione del mercato interno dell'energia elettrica e del gas preparati dalla Commissione europea, familiarmente noti come rapporti di *Benchmarking*, hanno svolto una utilissima funzione di esame critico dello sviluppo del mercato interno dal 2000 in poi. Il quarto rapporto di *Benchmarking*, pubblicato nel gennaio 2005, dovrebbe essere anche l'ultimo di questa serie in quanto la funzione svolta da questi rapporti viene formalmente assorbita dalla *Relazione Generale* che la Commissione deve presentare al Parlamento europeo e al Consiglio dei ministri sullo stato di attuazione delle Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE, ogni anno a partire dal 2005.

Le direttive stabiliscono che la *Relazione Generale* deve indicare i progressi compiuti nella realizzazione del mercato interno e i rimanenti ostacoli con riferimento ai principali elementi che caratterizzano la liberalizzazione dei mercati. In sintesi, questi riguardano ogni anno:

- la separazione tra attività che possono essere affidate alla libera concorrenza sul mercato e attività sottoposte a regolazione, in quanto dipendono da

⁷ L'idea sarebbe di aumentare il numero di greggi del paniere OPEC da 7 a 11, per riflettere le qualità più pesanti dei greggi prodotti dal cartello.

infrastrutture essenziali con carattere di monopolio tecnico;

- le condizioni di accesso alle infrastrutture essenziali e le relative tariffe di utilizzo;
- le conseguenze economiche, ambientali e sociali dell'apertura dei mercati per i consumatori finali;
- l'equilibrio esistente e previsto tra domanda e offerta di energia elettrica e di gas con riferimento anche alle capacità di scambio tra le varie zone dell'Unione europea;
- le relazioni con i paesi terzi esportatori e/o di transito dell'energia e l'integrazione con i loro mercati;

e, ogni due anni (quindi a partire dal 2006):

- la qualità del servizio pubblico e l'effetto sulla concorrenza delle misure adottate dai paesi membri per adempiere agli obblighi di servizio.

La valutazione dei progressi compiuti sarà basata sull'uso di indicatori che ogni Stato membro è tenuto a comunicare alla Commissione europea con frequenza annuale.

Si esaminano di seguito i principali punti critici evidenziati dalla Commissione europea nel suo quarto rapporto di *Benchmarking*, tenendo presente i limiti di queste analisi fino a quando non verrà meglio standardizzata e uniformata la raccolta delle informazioni alla loro base. Infatti, il monitoraggio eseguito dai rapporti di *Benchmarking* ha evidenziato l'esigenza sia di una più precisa definizione degli indicatori, sia di una maggiore continuità e uniformità delle serie, ai fini di garantire l'attendibilità dei numeri.

Nel quarto rapporto la Commissione europea evidenzia tra i principali ostacoli allo sviluppo di mercati liberalizzati e concorrenziali:

- insoddisfacente separazione e indipendenza delle reti di trasporto;
- condizioni di accesso alle reti nei paesi membri ancora molto divaricate;
- inadeguatezza delle regole per gli scambi transfrontalieri di energia, soprattutto per il gas;
- elevata concentrazione dell'offerta;
- insufficiente penetrazione delle imprese fuori dal mercato nazionale;
- scarsa integrazione dei mercati energetici nazionali nel mercato interno;
- persistenza dei contratti di acquisto di lungo termine;
- prezzi crescenti dell'energia e scarsa liquidità dei mercati;
- limitata propensione a cambiare il fornitore;
- continuo affidamento a prezzi finali regolati.

Ai fini del raggiungimento degli obiettivi di attuazione del mercato interno la Commissione europea auspica, con particolare enfasi:

- una più celere e coerente trasposizione delle direttive nella legislazione nazionale;
- una maggiore indipendenza delle Autorità di regolazione;
- una migliore cooperazione tra Autorità di regolazione, Autorità della concorrenza e Commissione europea;
- lo sviluppo di infrastrutture di trasporto transfrontaliero per l'integrazione dei mercati.

Nella sintesi che segue le apprensioni della Commissione europea vengono esaminate con riferimento a tre principali problematiche:

- l'indipendenza delle reti e le condizioni di accesso;
- la concorrenza nel mercato unico europeo;
- le ripercussioni sui clienti finali.

Indipendenza delle reti e condizioni di accesso

Separazione delle reti

L'indipendenza delle attività di trasmissione elettrica e di trasporto del gas dalle attività di compravendita è un prerequisito fondamentale del funzionamento dei mercati liberalizzati. La mancata separazione delle attività di trasmissione e trasporto da quelle di compravendita lascia agli operatori delle reti la possibilità di applicare sussidi incrociati e di discriminare tra operatori del mercato all'ingrosso. Per tale motivo, la Commissione europea ha dato molta enfasi all'indipendenza delle reti, auspicando per il futuro la loro separazione proprietaria dalle altre attività di impresa e comunque imponendo nel tempo modelli di separazione di crescente efficacia.

L'adeguamento dei paesi membri e delle imprese in posizione dominante alle disposizioni contenute nelle direttive è stato molto diverso sia per l'energia elettrica rispetto al gas, sia per le reti di trasmissione e trasporto rispetto alle reti di distribuzione. La tavola 1.5 riflette tali diversità in termini di incidenza sul mercato europeo dei diversi modelli di separazione passando dal più blando della separazione contabile al più rigoroso della separazione proprietaria.

La tavola evidenzia il rapido adeguamento della trasmissione elettrica al modello più virtuoso della separazione proprietaria, a fronte di una sostanziale stabilità nel settore del trasporto del gas con la presenza di regimi caratterizzati da una maggiore opacità. Per converso la distribuzione del gas mostra una più pro-

TAV. 1.5 INCIDENZA DEI MODELLI DI SEPARAZIONE DELLE RETI
SUL MERCATO FINALE DELL'ENERGIA

Valori percentuali

	ENERGIA ELETTRICA				GAS			
	TRASPORTO		DISTRIBUZIONE		TRASPORTO		DISTRIBUZIONE	
	2001	2004	2001	2004	2001	2004	2001	2004
EU-15	100	100	100	100	100	100	100	100
Nessuna	4	0	48	0	2	3	27	2
Contabile	39	0	29	26	51	33	45	33
Amministrativa	11	21	0	21	1	1	0	1
Legale	16	28	9	53	22	34	4	40
Proprietaria	31	51	15	0	24	29	24	23
EU-10	100	100	100	100	100	100	100	100
Nessuna	9	1	59	2	50	2	90	24
Contabile	91	2	10	83	50	29	10	66
Amministrativa	0	1	32	10	0	10	0	10
Legale	0	96	0	5	0	59	0	0
Proprietaria	0	0	0	0	0	0	0	0
EU-25	100	100	100	100	100	100	100	100
Nessuna	4	0	49	0	7	3	33	4
Contabile	44	0	27	31	51	33	41	37
Amministrativa	10	19	3	20	1	2	0	2
Legale	14	35	8	49	20	37	4	36
Proprietaria	28	46	13	0	22	26	22	20

Fonte: Commissione europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, Brussel, 5 gennaio 2005, SEC (2004) 1720.

nunciata inclinazione all'adattamento, nonostante la separazione legale non sia richiesta dalle direttive prima del 2007. Il recente regresso verso modelli meno virtuosi nel settore della distribuzione elettrica riflette esclusivamente l'acquisto delle reti di distribuzione nel Regno Unito effettuato da operatori attivi in altri comparti della filiera elettrica, come parte di una strategia di integrazione verticale volta a rispondere al forte calo dei prezzi verificatosi nel 2002-2003.

Accesso alle reti

L'accesso alle reti da parte di operatori terzi è aumentato in modo apprezzabile negli ultimi tre anni. Nel settore elettrico si può stimare un aumento dal 20 per cento nel 2000 al 60 per cento nel 2004, in termini di consumo del mer-

cato finale raggiunto dalle reti. Nel settore del gas l'aumento è stato inferiore ma comunque significativo, dal 15 per cento al 35 per cento. Va tuttavia osservato che l'aumento è dovuto soprattutto al cambio di modello in alcuni principali paesi membri (Italia, Spagna, Francia, Olanda): da uno di accesso ai terzi in uno di accesso alla pari per tutti a seguito della separazione legale delle attività di trasporto e distribuzione da quelle di commercio. All'inizio del periodo i valori sono infatti fortemente influenzati dal Regno Unito dove era già in atto da diversi anni il modello del *common carrier*, essendo le società di trasmissione e trasporto (National Grid e Transco) di proprietà separata dagli operatori dell'*upstream* e dai fornitori.

Nel settore dell'energia elettrica, la maggior parte dei paesi membri ha optato per un modello di bilanciamento tra domanda e offerta con prezzi duali distinti a seconda che il fornitore sia lungo o corto rispetto alle previsioni, con l'obiettivo di incentivare gli operatori a minimizzare gli sbilanci. I prezzi sono significativamente più elevati per l'acquisto di energia in difetto che non per la vendita di energia in eccesso. Le forti differenze rilevate, dell'ordine di 20-50 €/MWh, vengono aggravate quando il fornitore non ha la possibilità di equilibrare le sue posizioni mediante commerci bilaterali o in mancanza di un adeguato mercato di aggiustamento, o quando l'intervallo di tempo per l'aggiustamento è troppo breve. In presenza di una forte concentrazione dell'offerta, i nuovi entranti si trovano assoggettati all'impresa dominante o agli elevati oneri di bilanciamento disposti dal gestore della rete, oneri che vengono comunque determinati in base ai prezzi decisi dall'impresa dominante.

Un maggiore ricorso alle borse elettriche e un più importante ruolo della domanda nella determinazione del prezzo di borsa possono avere significativi effetti positivi sul funzionamento del mercato elettrico, come anche l'estensione dell'area di bilanciamento per comprendere un maggior numero di fornitori, che tuttavia richiede un rafforzamento delle interconnessioni. In ogni caso, la Commissione europea evidenzia come la borsa obbligatoria, adottata in Spagna e in parte in Italia, sebbene abbia indubbi meriti in quanto riduce i costi di sbilanciamento e i rischi di nuovi entranti, ha l'inconveniente di socializzare e aumentare i costi, dato che gli operatori non sono incentivati a minimizzare gli sbilanci.

Nel settore del gas la Commissione europea evidenzia la permanenza in molti paesi membri di procedure di prenotazione e di bilanciamento troppo rigide che penalizzano soprattutto gli operatori più piccoli, con maggiori difficoltà a equilibrare sbilanci di segno opposto a breve termine. Tuttavia, il riconoscimento di una maggiore flessibilità ai singoli operatori comporta un aumento dei costi di bilanciamento del gestore della rete di trasporto che non possono che essere socializzati nelle tariffe. Pertanto, l'introduzione della concorrenza nel mercato del gas con l'entrata di nuovi operatori in genere implica un certo grado di sus-

sidio incrociato da clienti finali con prelievi stabili a favore di clienti finali con prelievi più volatili.

I paesi membri e i gestori delle reti di trasporto hanno fatto scelte relative alle regole di utilizzo delle reti e ai criteri di bilanciamento che non sembrano favorire l'integrazione del mercato del gas a livello europeo. Nonostante una tendenza verso una maggiore uniformità nel tempo, rimangono ancora significative differenze in termini di: riserva di capacità (*entry-exit*, punto a punto); allocazione della capacità (aste, ordine di prenotazione); livello di tolleranza (variabile da 2 a oltre 15 per cento); periodo di bilanciamento (giorno, ora, frazione di ora) ecc.

L'accesso agli stoccaggi per il bilanciamento stagionale è un altro fattore di discordia evidenziato dalla Commissione europea che lamenta la lentezza di un accordo tra i paesi membri sugli standard minimi di accesso. Diversamente dalle reti di trasporto e distribuzione, gli stoccaggi non sono monopoli naturali sia perché possono essere frazionati e operati in modo disgiunto, sia perché esistono altri strumenti di bilanciamento stagionale (anche se meno efficaci). Su questa base, le direttive europee non impongono l'accesso regolato agli stoccaggi e prevedono l'accesso di terzi ove necessario per motivi tecnici ed economici. Tuttavia, gli stoccaggi più rilevanti sono di proprietà delle imprese dominanti, mentre i diversi paesi membri e gli operatori hanno adottato regole di accesso molto diverse che non facilitano l'integrazione del mercato su scala europea.

Tariffe

La Commissione europea osserva che le tariffe di accesso alle reti di trasporto dell'energia elettrica e del gas mostrano ancora un forte grado di divergenza tra i vari paesi membri che può difficilmente essere attribuito a difformità legate a fattori tecnici (Tav. 1.6). Nel settore elettrico vi sono differenze dell'ordine del 40-50 per cento tra i valori minimi e massimi degli oneri di trasporto e distribuzione rispetto alla media dei valori riscontrati nei vari paesi membri. Nel settore del gas le divergenze sono ancora maggiori con scarti dei valori minimi e massimi tra il 60 e il 100 per cento rispetto alla media. La variabilità delle tariffe rimane elevata anche in termini relativi rispetto al prezzo medio al consumatore finale al netto delle tasse.

Nel caso del gas, le differenze rilevate possono essere in parte ascrivibili alla diversa struttura tariffaria adottata nei vari paesi, anche se la crescente diffusione del sistema *entry-exit* avrebbe dovuto portare a una maggiore uniformità negli oneri per il trasporto del gas rispetto ai sistemi punto a punto o a francobollo, ancora prevalenti in alcuni paesi membri. Tuttavia, nel settore elettrico è più difficile giustificare una divergenza quale quella riscontrata con argomenti di natura strutturale.

Un fattore significativo che non può essere trascurato riguarda le modalità di determinazione e approvazione delle tariffe da parte delle Autorità locali. In

TAV. 1.6 ONERI DI ACCESSO ALLE RETI E PREZZI FINALI NEL 2004

Prezzi finali e oneri di trasporto in €/MWh per l'energia elettrica e in c€/m³ per il gas naturale

CLIENTE TIPO E CONSUMO ANNUO ^(A)	PREZZO FINALE AL NETTO DELLE IMPOSTE	ONERE DI TRASPORTO	INCIDENZA PERCENTUALE ^(B)
ENERGIA ELETTRICA			
Cliente industriale tipo IG (24 GWh)			
Media UE	50,9	11,7	25,2
Valore minimo	38,3	6,0	14,6
Valore massimo	71,4	17,0	39,2
Cliente industriale tipo IB (50 MWh)			
Media UE	97,4	39,8	43,4
Valore minimo	68,5	22,0	31,5
Valore massimo	142,2	56,0	58,9
Cliente domestico tipo DC (3.500 kWh)			
Media UE	101,8	44,6	44,0
Valore minimo	62,1	30,0	25,1
Valore massimo	143,4	62,0	62,2
GAS NATURALE			
Cliente industriale tipo I4 (12,1Mm³)			
Media UE	14,5	2,3	14,5
Valore minimo	12,4	1,0	12,8
Valore massimo	18,0	4,8	18,5
Cliente industriale tipo I1 (12.100 m³)			
Media UE	27,1	7,7	20,9
Valore minimo	19,2	2,4	9,4
Valore massimo	34,8	13,4	37,1
Cliente domestico tipo D3 (2.427 m³)			
Media UE	30,3	10,3	32,5
Valore minimo	22,5	2,9	10,2
Valore massimo	39,6	20,6	60,0

(A) I clienti tipo sono definiti da Eurostat, sulla base del consumo annuo (indicato in parentesi) e di altre caratteristiche (potenza, fattore di carico ecc.).

(B) L'incidenza media a livello UE è calcolata come media aritmetica delle incidenze medie nei singoli paesi membri. Le incidenze minime e massime si riferiscono ai valori minimi e massimi delle medie rilevate nei singoli paesi membri.

Fonte: Commissione europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, Brussel, 5 gennaio 2005, SEC (2004) 1720.

dieci paesi membri viene applicato l'approccio dei ricavi riconosciuti utilizzando la metodologia di calcolo del WACC⁸. I parametri economici e finanziari utilizzati per il calcolo del rendimento riconosciuto del capitale investito netto variano notevolmente tra i paesi membri con risultati estremamente differenziati. Il rendimento riconosciuto in termini reali al lordo delle imposte varia tra valori minimi inferiori al 5 per cento e valori massimi prossimi al 9 per cento a seconda del tipo di trasporto. La diversità delle ipotesi sottese al calcolo del capitale investito netto riconosciuto a fini regolatori o RAB⁹, contribuisce alle forti differenze riscontrate nelle tariffe.

Concorrenza nel mercato unico

La Commissione europea è molto critica sul continuo elevato grado di concentrazione dei mercati europei dell'energia elettrica e del gas. Nella maggior parte dei mercati nazionali dominano una o due imprese e tale predominio è appena scalfito nel tempo come si può desumere dai dati riportati nella tavola 1.7. Nel settore elettrico vi è stato semmai un processo di concentrazione delle maggiori imprese di generazione che travalica le frontiere nazionali. Infatti, la quota del mercato finale elettrico europeo coperta dalle otto maggiori imprese è aumentata dal 58 per cento nel 1998 a circa il 75 per cento nel 2004. Nel settore del gas il processo di concentrazione si è focalizzato sulle imprese di distribuzione, lasciando praticamente intatti i campioni nazionali dell'era dei monopoli.

Concorrenza sui mercati nazionali

L'esistenza di mercati all'ingrosso liquidi e ben funzionanti è una componente essenziale della concorrenza; tali mercati offrono alle imprese la possibilità di acquistare e vendere energia per riequilibrare il portafoglio. In loro mancanza le imprese sono costrette ad acquistare e vendere ai concorrenti, il che molto spesso significa all'impresa dominante sul mercato nazionale. In diversi paesi membri sono stati adottati programmi di rilascio di capacità di generazione elettrica o di contratti di importazione di gas attraverso meccanismi di vendita all'asta o l'imposizione di tetti alla fornitura, ma con scarso successo ai fini della concorrenza in quanto è sempre l'impresa dominante a manipolare i prezzi. Maggiore successo hanno avuto gli interventi di alienazione della capacità di generazione o dei contratti di importazione di gas. La loro applicazione, seppure limitata a pochi paesi membri, ha contribuito all'internazionalizzazione

8 *Weighted Average Cost of Capital.*

9 *Regulatory Asset Base.*

TAV. 1.7 INDICATORI DEL GRADO DI CONCENTRAZIONE DELLE IMPRESE NEI MERCATI NAZIONALI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

Valori medi ponderati con le quantità di energia

	UE-15		UE-10		UE-25	
	2001	2004	2001	2004	2001	2004
Energia elettrica						
Capacità di generazione dell'impresa dominante (%)	51,2	45,6	41,9	42,6	50,3	45,3
Capacità di generazione delle prime 3 imprese (%)	74,0	70,9	60,9	61,1	72,8	69,9
Numero di generatori con più del 5% della capacità	3,9	4,5	3,8	4,1	3,9	4,4
Vendite finali dei primi 3 fornitori (%)	68,4	68,9	46,8	51,6	66,4	67,3
Fornitori con più del 5 % del mercato finale	3,4	3,8	4,0	4,7	3,4	3,8
Gas						
Gas controllato dall'impresa dominante (%)	69,0	61,3	95,3	94,4	71,7	64,6
Imprese con più del 5% dell'offerta primaria	4,0	4,3	1,1	1,1	3,7	4,0
Vendite finali controllate dall'impresa dominante (%)	56,5	42,5	65,1	56,5	57,4	43,8
Fornitori con più del 5% del mercato finale	2,6	3,0	3,2	5,4	2,6	3,2
Vendite finali dei primi 3 fornitori (%)	64,3	68,0	69,6	68,8	64,9	68,1

Fonte: Commissione europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, Brussel, 5 gennaio 2005, SEC (2004) 1720.

delle imprese e quindi alla creazione del mercato interno dell'energia.

I mercati all'ingrosso dell'elettricità sono in genere caratterizzati da uno scarso livello di liquidità. Sebbene in alcuni paesi membri l'energia trattata nelle borse elettriche copra una parte significativa della domanda, la concorrenza è spesso limitata dalla mancanza di trasparenza nella formazione dei prezzi, con il risultato di lasciare la maggior parte del mercato in mano agli operatori dominanti. In quasi tutti i mercati il volume dei commerci di elettricità è appena una frazione (spesso insignificante) del consumo finale. Solo nei mercati elettrici più avanzati del Regno Unito e dei paesi nordici il rapporto tra energia commercializzata ed effettivamente venduta sul mercato intermedio o finale si avvicina ai livelli fisiologici (almeno pari a 5-10) che permettono la copertura dei rischi senza distorcere il mercato. Un ulteriore ostacolo allo sviluppo di mercati concorrenziali, soprattutto nei paesi membri di recente accessione, è costituito dalla permanenza di contratti di acquisto di lungo termine della generazione elettrica.

Nel settore del gas un mercato all'ingrosso ben sviluppato esiste solo nel Regno Unito, facilitato soprattutto dalle ampie riserve di gas naturale sfruttate in via concorrenziale dagli anni Ottanta in poi. Nel continente europeo, largamente dipendente dalle importazioni per gli approvvigionamenti, lo sviluppo dei mercati all'ingrosso è rallentato dalla persistenza sia di contratti bilaterali a lungo termine sia delle clausole che legano gli importatori, i produttori e i fornitori sul mercato finale. Tali contratti vengono giustificati dagli elevati investimenti

necessari per lo sviluppo dei nuovi giacimenti e dei sistemi di trasporto internazionale, anche se la loro durata sembra andare ben oltre i normali tempi di ritorno del capitale. Incipienti mercati all'ingrosso stanno nascendo da qualche anno nei punti di confluenza di più fonti di approvvigionamento, soprattutto in Belgio e in Olanda ma anche in Austria e in Italia. Con l'espansione e la crescente consistenza e stabilità di questi mercati dovrebbe calare il rischio di investimento in nuove iniziative di approvvigionamento del gas, oltre che parallelamente ridursi l'esigenza di coprirsi con contratti di lungo termine.

Internazionalizzazione dei mercati

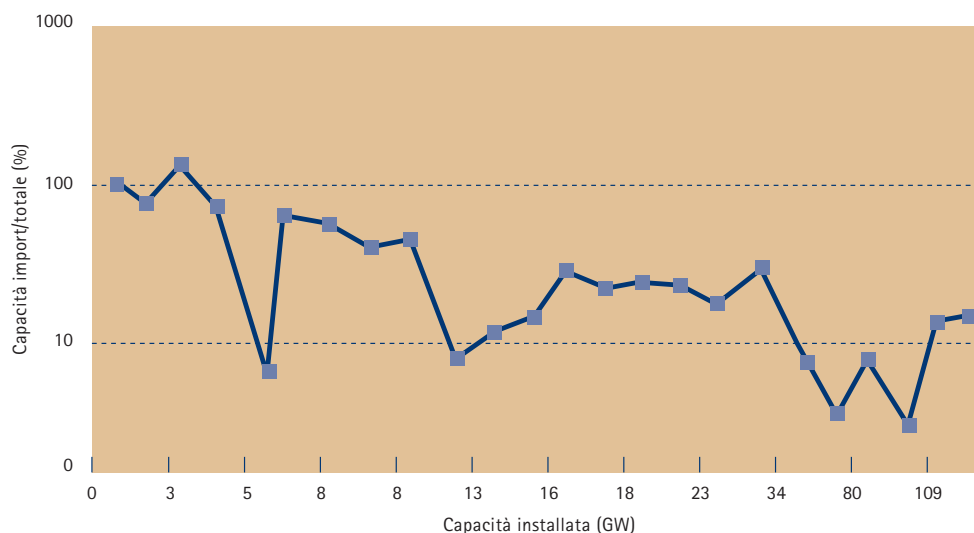
L'espansione dei mercati nella dimensione internazionale contribuisce ad aumentare la concorrenza nei mercati nazionali. Nonostante la significativa espansione delle maggiori imprese fuori dall'originario mercato nazionale mediante fusioni e acquisizioni, la Commissione europea mostra disappunto per la scarsa internazionalizzazione. Infatti, nel settore elettrico i fornitori esteri rappresentano mediamente meno del 20 per cento delle forniture nazionali sul mercato finale e nel settore del gas l'incidenza è inferiore al 10 per cento.

L'interpenetrazione delle imprese nei mercati nazionali negli ultimi anni è avvenuta attraverso operazioni di fusione e acquisizione di imprese attive in altri mercati nazionali più che tramite attività di importazione ed esportazione di energia attraverso le frontiere. Infatti, il significativo aumento delle forniture di imprese estere negli ultimi anni è solo in piccola parte attribuibile ai flussi transfrontalieri di energia. Le imprese estere rappresentano una quota significativa se non rilevante essenzialmente nei paesi membri dove sono avvenuti importanti processi di privatizzazione e acquisizione, soprattutto Regno Unito, Italia, paesi di recente accessione e pochi altri.

La scarsa interpenetrazione dei mercati attraverso il commercio transfrontaliero è in gran parte attribuibile alla mancanza di interconnessioni finalizzate agli scambi. La maggior parte dei paesi membri è ancora molto lontana dal traguardo indicato dalla Commissione europea di una capacità di trasporto internazionale superiore al 10 per cento della capacità di generazione elettrica totale. A questo riguardo è significativo che, se si escludono i paesi isolani (Regno Unito e Irlanda), tale rapporto è inversamente proporzionale alla capacità totale installata (Fig. 1.7), confermando che la capacità di interconnessione elettrica continua a essere determinata da considerazioni non legate a obiettivi di concorrenza ma alla necessità di scambio e di sicurezza degli approvvigionamenti.

Molto particolare è il discorso nel caso del gas per il quale le infrastrutture di trasporto internazionale riflettono esclusivamente i flussi di approvvigionamento e transito dai paesi produttori. Diversamente dal settore elettrico, il trasporto del gas,

FIG. 1.7 CAPACITÀ INSTALLATA E CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE NEI PAESI MEMBRI DELL'UNIONE EUROPEA



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Commissione europea.

che richiede lo spostamento fisico di materia e la costruzione di condotte dedicate per l'interpenetrazione dei mercati, è più rischioso e più difficile da finanziare. Il potenziamento delle linee di trasporto del gas continuerà a riflettere le rotte dell'approvvigionamento internazionale e potrà contribuire alla concorrenza solo nella misura in cui vengono contemporaneamente sviluppati mercati all'ingrosso in opportuni punti di scambio virtuale. La fondamentale diversità con l'energia elettrica spiega anche la difficoltà a raggiungere un accordo per il gas analogo a quello per gli scambi transfrontalieri di elettricità, disciplinato dal regolamento 1228/2003/CE.

Ripercussioni sui clienti finali

Prezzo dell'energia

La Commissione europea nota con soddisfazione la convergenza dei prezzi all'ingrosso nei paesi membri sia per l'energia elettrica sia per il gas. Nel settore elettrico, con la manifesta eccezione dell'Italia, i prezzi sono allineati sui 30 €/MWh sia per le transazioni bilaterali sia nelle borse elettriche. Gli scarti rispetto al valore medio sono inferiori a 2-3 €/MWh, se confrontati ai 10-20 €/MWh del 2003 e degli anni precedenti. Nel contempo rileva una tendenza in crescita nei mercati a termine che rispecchia l'aumento del prezzo delle fonti energetiche primarie sui mercati mondiali nel 2003 e nel 2004. In particolare il prezzo del gas all'importazione, pur mostrando una sostanziale convergenza tra paesi membri, è aumentato da valori medi attorno a 10 €/MWh a valori prossi-

mi a 12 €/MWh tra il 2003 e il 2004.

Per converso, i prezzi al cliente finale continuano a essere molto divaricati tra i paesi membri. Gli scarti rispetto al prezzo medio per una data tipologia di cliente finale sono spesso superiori al 25-30 per cento (Tav. 1.6). Questi divari sono solo in parte attribuibili alle divergenze nei costi di trasmissione e trasporto, evidenziate in precedenza. Un'altra fonte di diversità, che meriterebbe una più approfondita analisi, riguarda la possibilità di sussidi incrociati tra le varie tipologie di clienti finali o a favore di settori a elevato consumo di energia che notoriamente vengono applicati in modo differenziato in quasi tutti i paesi membri per ragioni di politica industriale o, nel settore domestico, per ragioni di politica sociale e per la protezione di gruppi disagiati.

Cambio del fornitore

All'inizio del processo di liberalizzazione la principale preoccupazione della Commissione europea era la lenta apertura dei mercati. Nel 2004 il 90 per cento del mercato elettrico e l'84 per cento del mercato del gas risultavano aperti alla concorrenza nell'EU-15 (rispettivamente, il 78 e il 77 per cento includendo i paesi membri di nuova accessione), così che il problema maggiore riguarda ormai il cambio del fornitore. Il tasso di cambio, in termini di consumo dei clienti idonei che hanno sostituito il fornitore o rinegoziato le tariffe con quello vecchio a partire dalla prima apertura del mercato, rappresenta in genere solo una frazione del potenziale: meno del 20 per cento del mercato libero nella grande industria e attorno al 10 per cento nella piccola industria e nel commercio, per non parlare del settore domestico, dove il tasso di cambio è nella maggior parte dei paesi membri un ordine di grandezza inferiore. Le tavole 1.8 e 1.9 illustrano l'apertura dei mercati e il tasso di cambio del fornitore nel periodo 2000-2004. Tra i principali ostacoli rilevati dalla Commissione europea per il cambio del fornitore vi sono: la difficoltà a effettuare confronti tra le varie tipologie di contratto, almeno nel caso dei consumatori minori; la relativamente bassa inci-

TAV. 1.8 APERTURA DEL MERCATO 2000-2004

Valori percentuali

	ENERGIA ELETTRICA		GAS	
	2000	2004	2000	2004
UE-15	68,0	90,2	69,0	93,7
UE-10	40,1	54,6	20,0	40,3
UE-25	64,0	86,9	61,1	88,5

Fonte: Commissione europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, Brussel, 5 gennaio 2005, SEC (2004) 1720.

TAV. 1.9 QUOTA DEL MERCATO LIBERO CHE HA CAMBIATO FORNITORE^(A)

Valori percentuali

	ENERGIA ELETTRICA		GAS	
	GRANDE INDUSTRIA	ALTRI CLIENTI FINALI NON DOMESTICI	GRANDE INDUSTRIA	ALTRI CLIENTI FINALI NON DOMESTICI
UE-15	20,5	8,7	18,3	9,2
UE-10	10,5	2,1	1,6	0,0
UE-25	19,9	8,3	17,8	8,8

(A) Almeno una volta nel periodo 2000-2004.

Fonte: Commissione europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, Brussel, 5 gennaio 2005, SEC (2004) 1720.

denza del costo dell'energia, soprattutto nel caso dei consumatori domestici e del piccolo commercio, tariffe comunque protette per larghe fasce di consumatori; il maggiore impegno dei fornitori nel più ricco mercato dei grandi consumatori industriali, per via anche dei minori costi commerciali. Ma forse il principale problema è da ricercare nella macchinosità del cambio che in genere richiede pratiche amministrative e burocratiche, anziché essere pratico e veloce. In un mercato veramente liberalizzato dovrebbe risultare possibile comprare blocchi di energia come si acquistano provviste alimentari al supermercato; in quei paesi membri, come il Regno Unito, nei quali molti fornitori si sono orientati in questo senso il tasso di cambio è molto più elevato.

I clienti finali sono particolarmente sensibili al prezzo della fornitura, soprattutto nel settore industriale. A tale riguardo, gli operatori del settore elettrico e del gas dovrebbero compiere uno sforzo per facilitare la comprensione delle condizioni economiche di fornitura, tuttora molto carente nella maggior parte delle offerte commerciali. Analogamente, la fatturazione lascia molto a desiderare in termini di chiarezza della formazione del prezzo. Se cambiano fornitore, i clienti finali si aspettano una riduzione della bolletta; occorre quindi maggiore attenzione a chiarire le condizioni di utilizzo da parte del cliente finale (orari di punta, fuori punta, sbilanciamenti ecc.) che possono portare a un aumento anziché a un calo del costo complessivo. Inoltre, devono essere meglio evidenziate eventuali condizioni al contorno che possono influenzare il prezzo effettivamente applicato, come per esempio, l'indicizzazione nei contratti di più lunga durata.

Regolazione dei prezzi finali Gli obblighi di servizio pubblico, che i paesi membri hanno il diritto di imporre in capo alle imprese che forniscono servizi di interesse generale, riguardano la sicurezza degli approvvigionamenti, la regolarità, la qualità e il prezzo delle

forniture, oltre che la protezione dell'ambiente¹⁰. Tuttavia, gli obblighi di servizio pubblico e di protezione dei consumatori devono essere ideati e attuati in modo da risultare compatibili con la liberalizzazione dei mercati, orientata ad abbassare i costi dell'approvvigionamento dell'energia. Tale esigenza forma l'oggetto dell'art. 3 delle Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE.

La Commissione europea è particolarmente severa nei confronti della permanenza di politiche di controllo dei prezzi finali nei mercati liberalizzati, in quanto esse distorcono il corretto funzionamento del mercato. Praticamente tutti i paesi membri hanno adottato meccanismi di protezione dei clienti finali (domestici e non) che in un modo o nell'altro tendono a ostacolare la formazione dei prezzi in base al normale equilibrio tra domanda e offerta e l'azione della concorrenza. In diversi paesi membri, soprattutto in quelli di nuova accessione ma anche in Francia, Portogallo e Spagna, i prezzi dell'energia elettrica e del gas nel settore domestico continuano a essere fissati dal governo con logiche di politica sociale più che in base agli effettivi costi di fornitura. In Germania gli aumenti di prezzo per i piccoli consumatori devono in genere essere approvati dai *Laender* locali, così come avviene in Austria. In Italia (solo per il gas), Irlanda e Spagna (fino al 2003 anche nel Regno Unito) i clienti finali possono scegliere tra i prezzi liberi che si formano nel mercato e un prezzo di riferimento fissato dal regolatore. In quasi tutti i paesi, inoltre, sono imposti tetti ai prezzi che si formano nelle borse elettriche che impediscono i benefici attesi dal mercato.

La posizione della Commissione europea è che, sebbene queste e altre forme di controllo possano essere transitoriamente utili e anche essenziali nelle prime fasi di apertura del mercato, vi è il serio rischio che abbiano anche l'effetto di reprimere la spinta alla concorrenza, ostacolare gli investimenti e confondere il cliente finale.

PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NELL'UNIONE EUROPEA

Le statistiche Eurostat consentono di valutare, rispetto agli altri paesi dell'Unione europea, il livello dei prezzi italiani pagati dall'utente finale 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

10 Comunicazione della Commissione europea, COM (2004), n. 364.

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 centesimi di euro per kWh per i consumi di energia elettrica e in centesimi di euro per metro cubo 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 includono 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 prezzi 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. Tale metodologia, oggi in fase di prova in alcuni paesi europei, prevede la rilevazione dei prezzi medi relativi a diverse classi di consumo, anziché dei prezzi puntuali relativi a precisi valori di consumo (consumatori standard); dovrebbe inoltre consentire una migliore rappresentazione dei prezzi finali pagati dai consumatori che acquistano l'energia elettrica e il gas sul mercato libero. In caso di esito positivo della fase di prova la nuova metodologia sarà applicata a regime a partire dall'1 luglio 2007, in concomitanza con la completa apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas.

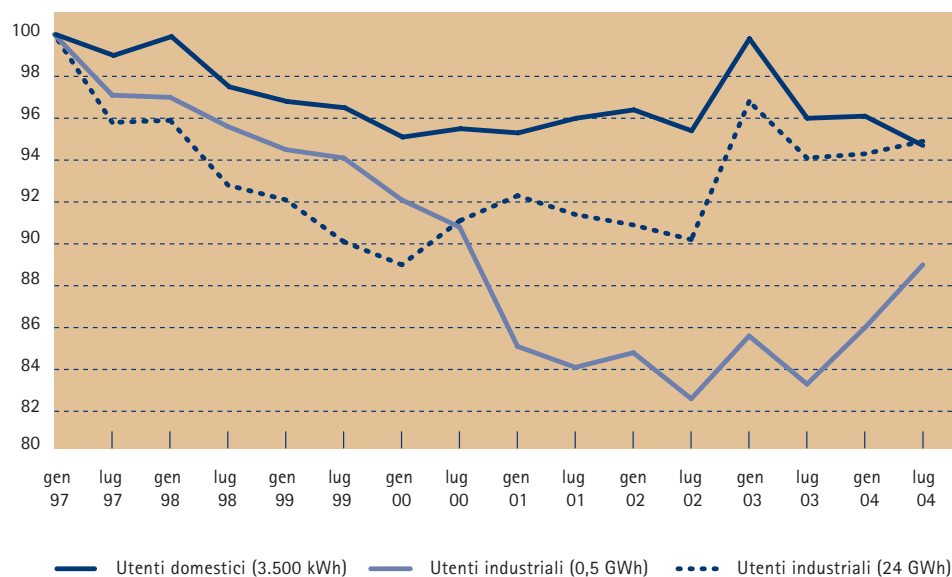
Prezzi dell'energia elettrica

Nel grafico della figura 1.8 è rappresentato l'andamento dei prezzi medi europei dell'energia elettrica negli ultimi otto anni con riferimento ad alcune categorie di consumo: utenti domestici, piccoli utenti commerciali/industriali, medi utenti industriali.

Nel periodo 1997-2000 i prezzi medi europei dell'energia elettrica si sono mossi al ribasso, soprattutto con riferimento agli usi non domestici. Nel successivo quadriennio mentre i prezzi pagati dai consumatori industriali, dopo una fase di assestamento, hanno ripreso a crescere, i prezzi finali pagati dall'utenza domestica sono rimasti stabili intorno al livello raggiunto nel gennaio 2000. 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.

FIG. 1.8 ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA IN EUROPA

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



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

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze domestiche I dati dell'Eurostat per le utenze domestiche (Tav. 1.10) sono relativi a quattro tipologie di consumo annuo: 600 kWh, 1.200 kWh, 3.500 kWh e 7.500 kWh. I dati di luglio 2004 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, prezzi sia al lordo sia al netto delle imposte molto inferiori, pari anche alla metà di quelli prevalenti in Europa.

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 44 e al 48 per cento, rispettivamente per i livelli di consumo di 3.500 e di 7.500 kWh annui (prezzi al lordo delle imposte).

Con riferimento ai prezzi netti, rispetto al luglio 2003 lo scostamento percentuale dalla media europea ponderata per le utenze molto piccole (600 e 1.200 kWh), già favorevole ai clienti italiani, è aumentato di circa tre punti percentuali, mentre per le utenze con consumi più elevati lo scostamento, questa volta sfavorevole ai clienti italiani, si è ridotto a quattro e otto punti percentuali rispettivamente per i livelli di consumo di 3.500 e 7.500 kWh. Infatti, nel confronto anno su anno, i prezzi italiani sono diminuiti di oltre il 2,5 per cento per le utenze più piccole, se valutati al netto delle imposte, mentre la corrispondente media europea è aumentata del 3-4 per cento (Tav. 1.11). Per le utenze più grandi il calo dei prezzi finali italiani è stato ancora più significativo (oltre il 4 per cento), al netto delle imposte, anche nel confronto con la media europea che si è ridotta di circa un punto e mezzo in percentuale. Al lordo delle imposte, invece, il calo dei prezzi italiani è stato di entità minore in conseguenza del rialzo degli oneri generali di sistema. Nel confronto con la media europea, comunque, restano confermati, entrambi in senso favorevole ai prezzi italiani, un aumento dello scostamento percentuale per le utenze più piccole e una diminuzione per i livelli di consumo più elevati.

Tra i paesi europei solo la Norvegia e il Regno Unito hanno messo a segno significativi cali dei prezzi nel confronto luglio 2003 – luglio 2004, soprattutto con riferimento alle classi di utenza più grandi. Si noti, tuttavia, che in valuta nazionale le diminuzioni dei prezzi norvegesi sarebbero inferiori ai valori riportati nella tavola 1.11, in quanto nel periodo considerato la corona norvegese si è deprezzata nei confronti dell'euro del 2,3 per cento. Al contrario i prezzi inglesi, se misurati in valuta nazionale, registrerebbero decrementi ancora più significativi a causa dell'apprezzamento della sterlina sull'euro (4,3 per cento).

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 1.10 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO:
UTENZE DOMESTICHE

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2004

CONSUMO ANNUO PAESI	600 kWh		1.200 kWh		3.500 kWh		7.500 kWh	
	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	19,6	14,2	16,7	11,8	14,3	9,8	13,3	9,0
Belgio ^(A)	19,2	15,6	17,6	14,1	14,4	11,4	13,9	11,0
Danimarca	32,8	17,3	26,6	12,3	22,5	9,1	21,3	8,1
Finlandia	19,5	15,2	13,8	10,6	10,6	7,9	8,9	6,6
Francia ^(A)	16,7	12,8	14,2	11,1	11,4	9,1	11,1	8,8
Germania ^(A)	25,9	20,3	21,1	16,1	17,2	12,8	15,8	11,5
Grecia	8,4	7,8	7,9	7,3	6,7	6,2	7,6	7,0
Irlanda	26,6	20,4	19,6	15,7	12,6	10,6	11,4	9,8
Italia^(B)	9,5	7,6	9,9	7,9	19,3	14,1	18,3	13,3
Lussemburgo	24,3	22,2	18,3	16,5	13,7	12,2	12,5	11,1
Norvegia	42,7	33,3	24,2	18,4	12,0	8,6	8,7	5,9
Paesi Bassi	21,1	19,9	19,3	14,1	18,4	10,4	18,0	9,3
Portogallo	14,0	13,2	15,9	15,0	13,5	12,8	12,0	11,4
Regno Unito	19,9	18,9	15,0	14,3	8,4	8,0	7,8	7,5
Spagna	13,8	11,3	13,8	11,3	10,8	8,9	9,9	8,1
Svezia	29,8	21,3	20,1	13,5	13,7	8,4	12,8	7,7
Media europea ponderata^(C)	20,8	16,8	16,6	13,1	13,4	10,1	12,4	9,3
<i>Italia: scostamento^(D)</i>	<i>-54,3%</i>	<i>-54,8%</i>	<i>-40,5%</i>	<i>-39,7%</i>	<i>44,3%</i>	<i>39,8%</i>	<i>47,7%</i>	<i>43,0%</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: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 1.11 VARIAZIONI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO:
UTENZE DOMESTICHE

Variazioni percentuali luglio 2004 – luglio 2003

CONSUMO ANNUO PAESI	600 kWh		1.200 kWh		3.500 kWh		7.500 kWh	
	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	13,4	14,9	7,7	8,4	6,3	6,7	3,0	2,3
Belgio	5,1	5,0	3,9	2,5	4,4	2,6	4,8	2,9
Danimarca	1,2	1,8	1,7	3,0	2,2	4,5	2,4	5,2
Finlandia	0,2	0,1	-0,6	-0,7	0,0	-0,1	-0,9	-1,1
Francia ^(A)	2,8	2,1	1,9	1,9	1,6	1,7	1,6	1,7
Germania ^(A)	-0,4	-0,4	1,0	1,2	1,7	1,9	1,4	1,7
Grecia	2,4	2,5	2,5	2,5	2,6	2,5	2,4	2,5
Irlanda	11,4	6,8	8,5	5,4	6,5	4,9	5,1	4,2
Italia^(B)	-0,8	-2,7	-0,9	-2,6	-2,6	-4,1	-4,9	-6,9
Lussemburgo	2,3	2,2	2,4	2,2	2,4	2,2	2,5	2,2
Norvegia	0,3	0,3	-2,9	-3,0	-9,7	-10,6	-14,2	-16,5
Paesi Bassi	3,8	8,4	2,9	6,3	3,1	5,1	3,3	4,6
Portogallo	2,1	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	2,1
Regno Unito	18,9	18,9	11,9	11,9	-11,1	-11,3	-8,3	-8,2
Spagna	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,5
Svezia	-1,3	-2,0	-0,9	-2,0	-0,4	-2,0	0,8	-0,5
Media europea ponderata^(C)	3,7	4,0	2,5	2,8	-0,8	-1,4	-1,0	-1,6

(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. 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 2003 sia di luglio 2004.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

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. 1.12). Per le imprese italiane i prezzi, sia al lordo sia al netto delle imposte, si collocano sempre al di sopra della media europea. Gli scostamenti sono più contenuti per le tipologie con consumi più bassi e specularmente più elevati per i grandi consumatori. I divari, in termini percentuali, sono massimi con riferimento alle tre classi di consumo centrali corrispondenti a 2,10 e 24 GWh annui.

TAV. 1.12 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2004

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	14,0	9,6	12,5	8,4	9,0	5,4	7,8	4,5
Belgio ^(A)	15,5	12,0	14,4	11,2	9,6	7,4	9,0	6,9
Danimarca	11,8	7,1	11,2	6,8	10,8	6,4	-	-
Finlandia	8,6	6,6	8,2	6,3	6,9	5,2	6,9	5,2
Francia ^(A)	10,9	8,4	10,0	7,7	6,9	5,3	6,9	5,3
Germania ^(A)	18,7	14,9	14,3	11,1	9,9	7,3	9,7	7,1
Grecia	10,0	9,3	9,2	8,5	6,8	6,3	6,8	6,3
Irlanda	16,1	13,1	13,5	11,3	9,2	7,9	8,8	7,5
Italia^(B)	16,1	11,6	13,7	9,9	12,1	8,6	10,7	8,1
Lussemburgo	16,4	14,7	12,0	10,6	8,1	7,0	5,2	4,8
Norvegia	8,3	6,7	8,7	7,0	6,0	4,9	5,2	4,2
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-	-	-
Portogallo	10,8	10,3	8,9	8,5	7,1	6,8	7,1	6,8
Regno Unito	9,6	7,5	8,7	7,1	6,4	5,2	5,8	4,7
Spagna	11,8	9,7	8,2	6,8	6,6	5,4	6,2	5,1
Svezia	7,2	7,2	6,5	6,5	5,5	5,5	5,1	5,1
Media europea ponderata^(C)	13,1	10,3	11,0	8,6	8,3	6,3	7,8	6,0
<i>Italia: scostamento^(D)</i>	<i>22,9%</i>	<i>12,7%</i>	<i>24,1%</i>	<i>14,8%</i>	<i>45,9%</i>	<i>35,8%</i>	<i>38,0%</i>	<i>34,5%</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 industriali nazionali nel 2000.

(D) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

CONTINUA 

In termini tendenziali i prezzi italiani, al netto delle imposte, sono cresciuti più della media europea per le tipologie di utenza industriale con consumi più bassi mentre sono diminuiti per le utenze più grandi (con consumi maggiori o uguali a 10 GWh annui) a fronte di variazioni positive per la media europea. Lo scostamento percentuale rispetto al livello medio europeo è quindi aumentato per le prime tre classi di consumo (fino a 2 GWh annui) mentre è diminuito di oltre l'8 per cento per le classi con consumo più elevato.

La dinamica dei prezzi al lordo delle imposte rivela un andamento simile a quel-

TAV. 1.12 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIE DI CONSUMO:
(SEQUE) UTENZE INDUSTRIALI**

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2004

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	7,5	4,2	7,6	4,3	7,1	3,9
Belgio ^(A)	7,1	5,6	6,6	5,2	6,0	4,8
Danimarca	-	-	-	-	-	-
Finlandia	6,5	4,9	5,6	4,2	5,5	4,1
Francia ^(A)	6,0	4,6	-	-	-	-
Germania ^(A)	8,7	6,3	9,2	6,7	8,5	6,1
Grecia	5,7	5,3	5,4	5,0	4,7	4,3
Irlanda	7,8	6,7	7,2	6,2	6,7	5,7
Italia^(B)	9,3	7,3	9,1	7,2	8,4	6,6
Lussemburgo	4,6	4,2	4,8	4,4	4,4	3,9
Norvegia	4,3	3,5	4,1	3,3	4,0	3,2
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-
Portogallo	6,4	6,1	5,5	5,3	5,1	4,8
Regno Unito	4,7	3,9	5,3	4,4	4,1	3,3
Spagna	5,9	4,9	5,8	4,8	5,7	4,7
Svezia	4,7	4,7	4,8	4,8	4,6	4,6
Media europea ponderata^(C)	6,8	5,3	7,1	5,5	6,5	5,0
<i>Italia: scostamento^(D)</i>	<i>36,6%</i>	<i>37,7%</i>	<i>27,9%</i>	<i>29,3%</i>	<i>29,4%</i>	<i>30,7%</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 industriali nazionali nel 2000.

(D) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

lo sopra descritto. Come per le utenze domestiche anche per quelle industriali l'aumento degli oneri generali di sistema ha amplificato la crescita dei prezzi per le classi più piccole e ha ridimensionato il calo dei prezzi registrato dalle classi con consumi più elevati.

Prendendo in considerazione i singoli paesi europei, al leggero calo dei prezzi finlandesi e norvegesi, quest'ultimo in parte accentuato dal deprezzamento del-

TAV. 1.13 **VARIAZIONI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Variazioni percentuali luglio 2004 – luglio 2003

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	7,2	7,9	8,8	10,0	6,5	7,6	8,7	11,2
Belgio ^(A)	2,4	-1,6	7,9	3,7	7,4	1,2	8,6	2,2
Danimarca	6,8	9,9	1,8	4,0	-6,2	-6,4	-	-
Finlandia	-2,0	-2,2	-0,7	-0,6	-2,3	-2,4	-1,7	-1,9
Francia ^(A)	8,9	1,6	8,3	1,4	6,5	0,8	6,5	0,8
Germania ^(A)	7,9	8,7	-4,3	-4,7	-1,3	-1,5	2,0	2,3
Grecia	2,6	2,5	2,4	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6
Irlanda	10,0	2,0	3,5	1,5	4,7	3,3	6,0	4,7
Italia^(B)	15,2	11,7	6,8	5,2	3,5	3,0	-3,3	-5,0
Lussemburgo	15,3	15,7	7,7	7,7	3,5	3,0	2,5	2,8
Norvegia	-2,4	-2,3	-2,4	-2,4	-5,0	-5,3	-1,9	-1,9
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-	-	-
Portogallo	1,5	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,3	1,3
Regno Unito	3,1	3,0	2,5	2,3	11,0	11,3	11,3	11,6
Spagna	1,7	1,8	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0	1,8
Svezia	24,7	55,8	18,3	48,3	5,6	32,0	4,3	30,3
Media europea ponderata^(C)	7,6	6,8	2,3	1,7	2,7	2,6	2,7	2,4

(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 industriali 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 2003 sia del luglio 2004.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

CONTINUA 

la corona norvegese sull'euro, si contrappongono i forti aumenti registrati dai prezzi austriaci e, soprattutto svedesi, al netto delle imposte. Più articolato appare il quadro inglese che vede in aumento i prezzi relativi ad alcune tipologie di usi industriali (2 GWh, 10 GWh e 50 GWh) e in calo quelli riferiti ad altri livelli di consumo (24 GWh e 70 GWh). Questi dati scontano tuttavia, come già ricordato per le utenze domestiche, il rafforzamento della sterlina sull'euro.

TAV. 1.13 **VARIAZIONI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**
(SEGUE)

Variazioni percentuali luglio 2004 – luglio 2003

CONSUMO ANNUO PAESI	24 GWh (4.000 kW, 6.000 h)		50 GWh (10.000 kW, 5.000 h)		70 GWh (10.000 kW, 7.000 h)	
	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	10,2	13,6	9,9	13,3	10,7	14,9
Belgio ^(A)	4,0	1,0	6,5	4,0	11,6	9,3
Danimarca	-	-	-	-	-	-
Finlandia	-1,7	-1,8	-0,2	-0,2	-0,5	-0,5
Francia ^(A)	5,5	0,2	-	-	-	-
Germania ^(A)	2,2	2,7	3,9	4,6	4,1	5,0
Grecia	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6
Irlanda	5,6	4,5	2,6	1,3	3,2	2,1
Italia^(B)	-3,8	-5,4	-0,3	-1,4	-2,2	-3,5
Lussemburgo	2,5	2,7	2,3	2,6	2,4	2,6
Norvegia	-3,3	-3,3	-3,3	-3,2	-3,2	-3,3
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-
Portogallo	8,0	7,8	1,3	1,4	1,2	1,0
Regno Unito	-3,3	-3,8	12,8	13,2	-6,5	-7,0
Spagna	2,1	1,9	1,9	1,9	1,3	2,0
Svezia	1,3	26,7	2,4	28,0	0,2	25,3
Media europea ponderata^(C)	1,0	0,8	3,5	4,7	1,0	2,0

((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 industriali 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 2003 sia del luglio 2004.

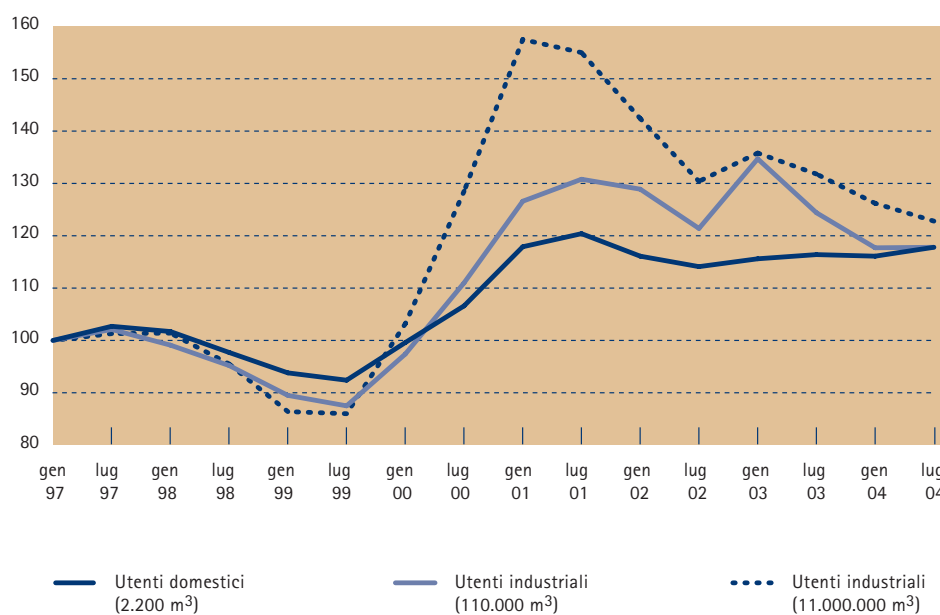
Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

Prezzi del gas

Nel grafico della figura 1.9 è rappresentato l'andamento dei prezzi medi europei del gas negli ultimi otto 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 per cento 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 di circa 20 punti percentuali nel luglio 2004 rispetto ai valori del gennaio 1997.

FIG. 1.9 ANDAMENTO DEI PREZZI DEL GAS IN EUROPA

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



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

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

Utenze domestiche

Per le piccole utenze domestiche, che impiegano il gas prevalentemente per uso cottura, i prezzi italiani al lordo e al netto delle imposte sono tra i più bassi in Europa (Tav. 1.14). 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 collocano ai livelli più alti, preceduti da quelli di Svezia e Danimarca, con uno scostamento dalla media europea superiore anche al 50 per cento. A causa

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 1.14 PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE

Prezzi in c€/m³ a cambi correnti all'1 luglio 2004; 1 GJ=26,268 m³

CONSUMO ANNUO	8,37 GJ (219,86 m ³) ^(A)		16,74 GJ (439,73 m ³) ^(A)		83,7 GJ (2.198,63 m ³) ^(B)		125,6 GJ (3.299,26 m ³) ^(B)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	80,6	57,2	65,3	45,2	50,9	33,9	49,5	32,8
Belgio	73,2	59,3	67,7	54,8	40,8	32,5	39,0	31,0
Danimarca	138,5	77,1	94,4	41,7	94,4	41,7	94,4	41,7
Francia ^(C)	71,5	61,7	60,9	51,8	39,1	33,3	36,7	31,3
Germania ^(C)	86,1	68,4	69,8	54,3	48,9	36,3	46,4	34,2
Irlanda	81,7	72,0	67,8	59,8	34,3	30,2	31,5	27,8
Italia^(C)	57,5	46,6	52,9	42,4	64,1	37,1	64,5	37,0
Lussemburgo	54,2	51,1	47,2	44,6	27,4	25,9	27,0	25,4
Paesi Bassi ^(D)	44,8	65,8	47,9	46,6	50,4	31,2	50,6	29,9
Portogallo	72,4	68,9	66,5	63,3	46,9	44,6	45,3	43,1
Regno Unito	54,0	51,4	39,6	37,7	28,1	26,8	27,1	25,9
Spagna	62,7	54,1	55,5	47,9	43,2	37,2	42,1	36,3
Svezia	91,6	51,5	81,3	43,2	74,0	37,1	73,5	36,8
Media europea ponderata^(E)	65,7	57,9	54,6	46,0	43,9	32,6	42,8	31,4
<i>Italia: scostamento^(F)</i>	-12,4%	-19,4%	-3,1%	-7,7%	45,8%	13,7%	50,9%	17,9%

(A) Uso cottura cibi e produzione di acqua calda.

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

(C) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(D) Dall'1 gennaio 2001 tutti i consumatori di gas naturale ricevono un rimborso fisso pari a 96 € per l'anno 2003. Per tale motivo i prezzi al netto delle imposte possono essere superiori a quelli al lordo.

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

(F) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

della forte incidenza fiscale, che caratterizza in Italia queste tipologie di consumo (2.200 e 3.300 m³ all'anno), la distanza dei prezzi italiani al netto delle imposte rispetto al valore medio europeo si riduce a circa il 14-18 per cento. Nel confronto annuale i prezzi italiani sono diminuiti per tutte le classi di consumo sia al netto delle imposte (meno 2-3 per cento) sia al lordo delle imposte (meno 1-2 per cento). Al netto delle imposte lo scostamento dalla media europea è raddoppiato in termini percentuali per le piccole utenze domestiche mentre si è leggermente ridotto per le classi superiori. Sull'andamento della media europea hanno influito la crescita dei prezzi inglesi e danesi e, soprattutto con riferimento alle classi di consumo più elevate, il calo dei prezzi francesi, portoghesi e spagnoli.

TAV. 1.15 **VARIAZIONI DEI PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO:
UTENZE DOMESTICHE**

Variazioni percentuali luglio 2004 – luglio 2003

CONSUMO ANNUO	8,37 GJ (219,86 m ³) ^(A)		16,74 GJ (439,73 m ³) ^(A)		83,7 GJ (2.198,63 m ³) ^(B)		125,6 GJ (3.299,26 m ³) ^(B)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	14,2	8,9	6,9	0,2	9,0	0,7	9,3	0,7
Belgio	0,8	1,0	0,6	0,8	-0,5	-0,4	-0,7	-0,5
Danimarca	29,4	29,4	36,5	42,9	36,5	42,9	36,5	42,9
Francia ^(C)	-4,7	-4,6	-5,5	-5,4	-7,4	-8,2	-8,8	-8,7
Germania ^(C)	-0,1	-0,1	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3
Irlanda	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Italia^(C)	-1,8	-2,6	-1,1	-1,9	-2,2	-3,1	-2,3	-2,8
Lussemburgo	-1,9	-1,9	-2,0	-1,9	-2,2	-2,3	-2,3	-2,3
Paesi Bassi	-7,5	-4,9	-4,5	-4,7	-2,3	-4,2	-2,1	-4,1
Portogallo	4,0	4,0	4,2	4,3	-7,2	-7,3	-8,3	-8,3
Regno Unito	40,1	40,0	11,7	11,6	13,5	13,5	13,7	13,7
Spagna	-3,3	-3,3	-3,6	-3,5	-4,3	-4,3	-4,3	-4,4
Svezia	-9,2	-18,0	3,4	-2,4	4,6	-1,7	4,5	-1,7
Media europea ponderata^(D)	6,9	7,2	1,5	1,3	1,2	1,2	1,1	1,3

(A) Uso cottura cibi e produzione di acqua calda.

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

(C) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(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 2003 sia del luglio 2004.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

Utenze industriali

Per quanto riguarda le utenze industriali gli ultimi dati disponibili per l'Italia risalgono a luglio 2003. A quella data, per i livelli di consumo più bassi, i prezzi italiani erano tra i più elevati in Europa, con scostamenti, in percentuale, che si collocavano intorno al 12 per cento al lordo delle imposte e al 20 per cento al netto delle imposte. Viceversa, a differenza dei 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 oltre dieci milioni di metri cubi corrispondeva un prezzo al lordo delle imposte superiore del 4,5 per cento al valore medio ponderato, mentre per la tipologia con consumi intorno a un milione di metri cubi lo scostamento diventava negativo.

TAV. 1.16 PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI

Prezzi in c€/m³ a cambi correnti all'1 luglio 2004; 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)		418.600 GJ (10.995.785 m ³) ^(D)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	43,8	28,4	35,9	22,2	34,5	21,1	-	-
Belgio	36,4	28,9	28,2	23,3	23,9	19,8	17,3	14,3
Danimarca	55,9	41,7	50,1	37,2	29,0	20,5	24,9	17,4
Finlandia	-	-	39,8	30,8	31,9	24,4	23,6	17,5
Francia ^(E)	32,7	27,5	27,4	22,9	25,6	20,9	19,6	15,3
Germania ^(E)	43,4	31,6	37,7	26,7	35,1	24,4	29,9	19,9
Irlanda	33,5	29,5	26,7	23,5	-	-	-	-
Italia^(E)	-	-	-	-	-	-	-	-
Lussemburgo	26,7	25,2	24,9	23,5	24,5	23,1	16,0	15,1
Paesi Bassi	45,6	28,1	42,3	27,4	22,8	16,1	18,1	13,9
Portogallo	40,5	38,4	31,0	29,2	23,2	21,6	16,0	14,2
Regno Unito	26,3	21,2	23,2	18,6	21,5	17,2	15,5	12,9
Spagna	33,5	28,9	19,6	16,9	18,6	16,0	17,2	14,8
Svezia	37,8	33,6	34,2	30,1	31,2	27,1	27,8	23,5
Media europea ponderata^(F)	36,5	27,8	30,7	23,2	26,4	20,1	21,0	15,8
<i>Italia: scostamento^(G)</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 aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(F) Media ponderata sul volume dei consumi industriali nel 2000.

(G) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

Per quanto riguarda gli altri paesi europei, per i quali sono disponibili prezzi aggiornati a luglio 2004, si segnalano gli alti valori (sia al netto sia al lordo delle imposte) registrati dalla Danimarca per le classi più piccole di consumo mentre il maggiore scostamento dalla media europea è quello della Svezia per le classi più elevate di consumo (oltre il 35 per cento al netto delle imposte).

In termini dinamici il quadro appare significativamente articolato: mentre i prezzi danesi, svedesi e inglesi hanno messo a segno incrementi rilevanti rispetto a un anno prima, i prezzi di Francia, Germania e Spagna, che pesano per poco meno del 50 per cento sull'aggregato europeo, si sono mossi al ribasso. Co-

TAV. 1.17 VARIAZIONI DEI PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO:
UTENZE INDUSTRIALI

Variazioni percentuali luglio 2004 – luglio 2003

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)		418.600 GJ (10.995.785 m ³) ^(D)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	5,5	-4,4	11,7	-0,7	12,3	-0,7	-	-
Belgio	-1,4	-1,3	-1,1	-1,1	-3,2	-3,4	-17,8	-17,9
Danimarca	41,9	42,9	35,2	36,2	13,2	12,8	2,0	0,7
Finlandia	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Francia ^(E)	-9,8	-9,7	-11,5	-11,5	4,3	4,4	5,8	6,4
Germania ^(E)	1,4	-3,2	-1,4	-7,0	-3,4	-9,7	-5,3	-13,1
Irlanda	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
Italia^(E)	-	-	-	-	-	-	-	-
Lussemburgo	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,3	-10,0	-10,2
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-	-	-
Portogallo	-2,7	-3,3	-0,1	-1,0	0,7	-1,6	5,8	-1,3
Regno Unito	10,9	11,2	18,3	19,3	20,2	21,6	27,1	28,0
Spagna	-6,7	-6,7	-9,5	-9,6	-9,8	-10,1	-10,7	-10,8
Svezia	-6,4	19,2	-3,0	24,6	-8,0	17,5	1,0	32,6
Media europea ponderata^(F)	-0,5	4,6	-0,6	6,0	1,9	1,3	-2,0	-0,8

(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 aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(F) 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 2003 sia del luglio 2004.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

me risultato di questi andamenti la media europea ha registrato, al netto delle imposte, rialzi più sostenuti per le utenze più piccole e un leggero incremento o decremento per le utenze maggiori. Nel confronto luglio 2004 – luglio 2003 il paniere dei combustibili internazionali, definito dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas, ha registrato un calo oltre il 9 per cento.

Per le utenze industriali l’incidenza fiscale a livello di media europea è aumentata di circa cinque punti percentuali per tutte le classi di consumo considerate rispetto al luglio 2003 (Tav. 1.18).

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 1.18 INCIDENZA FISCALE NEI PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO

Valori percentuali all'1 luglio 2004

CONSUMO ANNUO	8,37 GJ (219,86 m ³)	16,74 GJ (439,73 m ³)	83,7 GJ (2.198,63 m ³)	125,6 GJ (3.299,26 m ³)	418,6 GJ (10.995,8 m ³)	4.186 GJ (109.958 m ³)	41.860 (1.099.578 m ³)	418.600 GJ (10.995.785 m ³)
PAESI	UTENZE DOMESTICHE				UTENZE INDUSTRIALI			
Austria	29,0	30,7	33,6	33,6	35,2	38,2	38,9	-
Belgio	19,0	19,1	20,5	20,5	20,7	17,3	17,4	17,4
Danimarca	44,4	55,8	55,8	55,8	25,4	25,7	29,4	30,4
Finlandia	-	-	-	-	-	22,6	23,7	25,8
Francia	13,8	14,9	14,8	14,8	15,9	16,1	18,1	22,1
Germania	20,5	22,1	26,3	26,3	27,2	29,2	30,3	33,2
Irlanda	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	12,0	-	-
Italia	18,9	19,8	42,7	42,7	-	-	-	-
Lussemburgo	5,7	5,6	5,6	5,6	5,7	5,7	5,6	5,7
Paesi Bassi	-46,9	2,7	40,8	40,8	38,3	35,1	29,4	23,3
Portogallo	4,8	4,8	4,8	4,8	5,4	5,7	6,9	11,2
Regno Unito	4,8	4,8	4,6	4,6	19,7	19,9	20,2	17,2
Spagna	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,9	13,9
Svezia	43,8	46,9	50,0	50,0	11,0	11,9	13,3	15,2
Media europea	11,9	15,7	26,7	26,7	23,7	24,3	24,1	24,7

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

COORDINAMENTO E INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA EUROPEA

Evoluzione della legislazione europea

Il 10 Dicembre 2003 la Commissione europea ha proposto un pacchetto legislativo¹¹ al fine di promuovere gli investimenti e rafforzare la concorrenza nel settore energetico europeo. Le misure legislative ipotizzate si prefiggono di completare l'apertura dei mercati del gas e dell'energia elettrica e di rispondere agli incidenti di approvvigionamento verificatisi in diversi paesi europei durante l'estate 2003. Il quadro normativo si articola attorno ai seguenti punti:

- una gestione della domanda di energia orientata all'efficienza energetica;
- un corretto funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica, che assicuri la sicurezza dell'approvvigionamento energetico;
- ulteriori proposte per la rete transeuropea dell'energia elettrica e del gas nell'intento di migliorarne l'efficienza e avere un livello adeguato di interconnessione tra Stati membri;
- una regolamentazione per gli scambi transfrontalieri di gas che incorpori nella normativa comunitaria le *Linee guida* già approvate dai vari attori nel settore.

Commercio delle emissioni

Con la Direttiva 2003/87/CE la Commissione europea introduce un meccanismo di mercato per il controllo delle emissioni di CO₂ all'interno dell'Unione europea. Il commercio delle emissioni è stato ritenuto il meccanismo più efficace, in termini di costo totale per il sistema, per raggiungere gli obiettivi di riduzione di gas a effetto serra oggetto del Protocollo di Kyoto.

Quest'ultimo è entrato in vigore da marzo 2005 e i suoi obiettivi ambientali sono diventati vincolanti a seguito della ratifica, a fine 2004, da parte della Federazione Russa. Con la Direttiva 2003/87/CE lo Stato membro è chiamato ad assegnare, attraverso un piano nazionale, a ciascun impianto dei settori di produzione elettrica, raffinerie, lavorazione dei metalli ferrosi, vetro, ceramica, cemento e cartiere, un numero di quote gratuite corrispondenti al volume di emissioni attese per quel settore nel periodo 2005-2007. Il secondo periodo di asse-

¹¹ Composto dai seguenti documenti: 1) Direttiva su servizi energetici ed efficienza energetica, COM (2003) 739; 2) Direttiva concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e per gli investimenti nelle infrastrutture, COM (2003) 740; 3) Decisione che stabilisce gli orientamenti per le reti transeuropee nel settore dell'energia e abroga le Decisioni 96/391/CE e 1229/2003/CE, COM (2003) 742; 4) regolamento relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale COM (2003) 741.

gnazione 2008-2012, corrispondente al lasso temporale entro il quale si calcoleranno le emissioni in ottemperanza al Protocollo di Kyoto, sarà regolato con una successiva assegnazione da parte degli Stati membri.

I settori inclusi nella direttiva rappresentano circa il 40 per cento delle emissioni europee di CO₂. Indicativamente i diversi paesi membri dovranno assegnare un numero di quote proporzionato al loro *target* di riduzione. L'Unione europea ha concordato a livello internazionale una diminuzione delle proprie emissioni di gas serra dell'8 per cento entro il periodo 2008-2012, rispetto alle emissioni registrate nel 1990. Tale obbligo a livello comunitario è stato successivamente spartito tra gli Stati membri dell'Unione con percentuali differenti. Per gli Stati di recente annessione si è riportato il *target* di riduzione a suo tempo concordato contestualmente alla ratifica del Protocollo di Kyoto.

Nel corso del 2004, gli Stati membri hanno notificato alla Commissione europea i piani nazionali attraverso i quali sono state rese note le metodologie e le modalità di gestione delle quote nel triennio; inoltre è stato fornito l'elenco degli impianti soggetti a direttiva e le corrispettive quote. In numerosi casi, la Commissione europea è intervenuta per modificare alcuni aspetti dei piani nazionali presentati. In linea di massima, le sue correzioni hanno riguardato l'ammontare delle quote assegnate, spesso giudicato eccessivo rispetto ai *target* di riduzione promessi, e il richiamo a non adottare meccanismi di gestione che prevedessero interventi nel triennio atti a modificare l'assegnazione iniziale di quote (meccanismi *ex-post*).

Dall'1 gennaio 2005 gli impianti inclusi nella Direttiva 2003/87/CE potranno operare unicamente dietro un'autorizzazione a emettere gas a effetto serra. Entro ciascun anno, dovranno consegnare all'autorità competente (il Ministero per l'ambiente, nel caso italiano) le quote di emissione per un volume pari alle emissioni effettive dell'impianto. Per acquisire un maggior numero di crediti, necessario a colmare eventuali quote in difetto, o per cedere eventuali crediti ambientali in eccesso, gli operatori potranno liberamente contrattare le quote loro assegnate bilateralmente o attraverso piattaforme di scambio, che si stanno via via organizzando nelle borse elettriche europee. Il prezzo delle quote sarà dato dalle dinamiche di domanda e offerta delle stesse a livello europeo, ovvero dalla capacità o meno dei diversi settori di contenere le emissioni entro i *target* istituiti.

Fanno parte del circuito dell'*Emission Trading*, senza alcuna differenza tra i paesi dell'Unione e i settori interessati, tutte le quote assegnate dagli Stati nazionali nonché, a seguito dell'approvazione da parte della Commissione europea della Direttiva 2004/101/CE, le quote derivanti dai meccanismi flessibili previsti, ai sensi degli artt. 7 e 12 del Protocollo di Kyoto, ovvero i crediti rilasciati a seguito della realizzazione di progetti *Clean Development Mechanism* e *Joint Implementation*. Nel periodo 2005-2007 saranno, come previsto dal Protocollo,

riconosciuti unicamente i progetti *Clean Development Mechanism*. La Commissione europea ha lasciato agli Stati membri il compito di definire la quantità di quote che si ritiene opportuno introdurre all'interno del meccanismo di *Emission Trading* europeo.

Nei primi mesi del 2005, le contrattazioni di crediti di CO₂ sono state molto limitate e gli impatti della direttiva sono ancora difficili da stimare, sia per i ritardi nell'approvazione da parte della Commissione europea dei numerosi piani nazionali, sia per il lento affermarsi di mercati di contrattazione dei crediti.

Con la Decisione 2005/166/CE, che istituisce un registro unico per le quote, la Commissione europea ha fornito uno strumento di controllo e registrazione valido e indispensabile per il progredire di un mercato sopranazionale.

La Direttiva relativa all'*Emission Trading*, non priva di problematiche e certamente migliorabile, rappresenta comunque un primo passo armonizzato a livello europeo per la progressiva internalizzazione dei costi ambientali connessi con la generazione elettrica. Parallelamente, la Direttiva 2003/96/CE di riforma fiscale chiede agli Stati di eliminare la pressione fiscale sulla generazione elettrica in modo tale da poter realizzare un mercato unico dell'energia sia per l'elettricità sia per i beni ambientali connessi.

Fonti rinnovabili ed efficienza energetica

La promozione delle fonti energetiche rinnovabili e quella dell'efficienza negli usi finali dell'energia rappresentano due delle strategie della politica comunitaria per il conseguimento dei *target* ambientali e per il rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti.

Mentre per lo sviluppo delle energie rinnovabili la politica dell'Unione è stata delineata prima con il *Libro verde* e quindi con la Direttiva 2001/77/CE, la normativa per il miglioramento dell'efficienza energetica è ancora in fase di elaborazione. L'incremento dell'efficienza energetica è tuttavia fortemente collegato al successo dello sviluppo delle energie rinnovabili in termini percentuali rispetto ai consumi interni lordi dei paesi membri e rappresenta, in molti casi, una delle opzioni di riduzione dei gas serra a miglior rapporto costo beneficio.

Attualmente la Commissione europea sta lavorando per l'approvazione di una direttiva (COM/2003/0739) concernente l'efficienza negli usi finali e nei servizi energetici in base alla quale gli Stati membri saranno invitati a:

- migliorare la comunicazione con gli attori del mercato energetico in modo da assicurare l'offerta di servizi energetici, i programmi e le misure atte a migliorare l'efficienza energetica, la loro realizzazione e il loro finanziamento;
- adottare obiettivi nazionali generali di risparmi cumulativi pari all'1 per cento annuo per promuovere l'efficienza negli usi finali dell'energia e per assicurare la crescita continua e la sostenibilità del mercato dei servizi energetici;

- garantire che i venditori al dettaglio o i distributori di elettricità, gas naturale, combustibile (per il riscaldamento) o teleriscaldamento offrano e promuovano attivamente i servizi energetici in grado di offrire opportunità di risparmio ai clienti finali;
- nominare un ente o un'agenzia che controllerà gli obblighi in materia di risparmio energetico;
- prevedere possibilità di finanziamento pubblico controllate per un uso finale dell'energia più efficiente, in particolare per la realizzazione di investimenti con un lungo periodo di ammortamento o alti costi di transazione;
- garantire che in ogni Stato membro il settore pubblico dia il buon esempio in materia di efficienza energetica. A tal fine gli Stati membri devono adottare un obiettivo espresso in termini di miglioramento annuale dell'efficienza energetica totale nel settore pubblico pari all'1,5 per cento cumulativo annuo;
- obbligare le Autorità competenti in materia di distribuzione e di vendita al dettaglio di energia elettrica distribuita in rete ad adottare misure sia per introdurre tariffe innovative e norme relative al recupero dei costi, sia per promuovere i servizi energetici, i programmi per l'efficienza energetica e altre misure miranti a migliorare l'efficienza energetica;
- garantire che l'utilizzatore finale riceva letture individuali e fatture informative che riflettano il suo consumo energetico reale e, se possibile e conveniente, il momento in cui l'energia è stata utilizzata. La misurazione e la fattura dovrebbero pertanto includere informazioni sui prezzi e sul consumo, oltre ad altri dettagli tecnici che permettano ai consumatori di regolare e di adattare i propri consumi;
- redigere una relazione sulla gestione e sull'attuazione della presente direttiva.

Una volta approvata tale direttiva permetterebbe, per la prima volta, di introdurre a livello comunitario una politica armonizzata per la promozione dell'efficienza energetica, sino a ora frammentata a livello sia nazionale sia comunitario.

Per quanto riguarda la promozione delle energie rinnovabili con la Direttiva 2001/77/CE gli Stati membri sono stati chiamati a presentare alla Commissione europea rapporti periodici indicando gli strumenti regolatori che sono stati adottati per il perseguimento del *target* individuato dalla direttiva stessa, facendo specifico riferimento agli ostacoli amministrativi, regolatori e di mercato allo sviluppo del settore. Entro ottobre 2003 gli Stati membri erano chiamati ad adottare un'unica garanzia d'origine dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, in modo da creare un prerequisito alla creazione di un mercato unico dell'energia verde.

Nell'ottobre 2004 la Commissione europea, ai sensi dell'art. 3.4 della stessa direttiva, ha pubblicato un rapporto, COM (2004) 366F, in base al quale forniva una stima dei progressi fatti sia dai singoli Stati membri sia a livello comunitario.

rio in relazione al soddisfacimento del *target*.

Il *target* di sviluppo delle rinnovabili per il settore elettrico a livello comunitario, pari al 22 per cento del consumo interno lordo, origina da un obiettivo di raddoppio del ricorso alle fonti alternative su tutte le risorse energetiche stabilito nel 12 per cento al 2010, rispetto al 5,4 per cento del 1997. Il rapporto della Commissione europea stima per il 2001 al 6 per cento il contributo totale delle energie rinnovabili alla richiesta energetica mentre, per il solo settore elettrico stima, con gli attuali strumenti di promozione adottati dagli Stati membri, un possibile contributo del 18-19 per cento al 2010. Contestualmente la Commissione europea osserva che gli Stati membri che hanno adottato meccanismi di incentivazione in conto energia, ovvero tariffe differenziate per tecnologia e stabilite dal regolatore (Germania, Danimarca e Spagna), hanno registrato incrementi del settore più promettenti rispetto a quelli rilevati da paesi con meccanismi di incentivazione basati sull'obbligo dei certificati verdi. Tale valutazione quantitativa tuttavia non è comprensiva di un'analisi qualitativa dei meccanismi che metta in relazione i costi e i benefici delle politiche adottate per perseguire il *target* di sviluppo indicato dalla Direttiva 2001/77/CE. Tale analisi verrà, ai sensi dell'art. 4 della direttiva stessa, affrontata dalla Commissione europea nell'ottobre 2005.

**Proposta di direttiva
sulla sicurezza
dell'approvvigionamento
elettrico e per gli investimenti
nelle infrastrutture**

La proposta di direttiva sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico ha come obiettivo quello di assicurare sia un rafforzamento dell'interconnessione tra gli Stati membri, sia un insieme di norme di gestione interne per i gestori di rete, senza il quale è difficile realizzare un mercato liberalizzato veramente funzionante.

La direttiva proposta prevede per gli Stati membri la definizione di:

- una precisa politica in relazione all'equilibrio tra domanda e offerta che permetta di stabilire gli obiettivi delle capacità di riserva o misure alternative come quelle sul lato della domanda;
- politiche di sicurezza degli approvvigionamenti elettrici compatibili con un mercato unico dell'elettricità;
- ruoli e responsabilità dei differenti attori del mercato;
- obiettivi di riduzione del tasso di crescita della domanda elettrica per rispettare gli obiettivi ambientali che si è posta l'Unione europea; diversificazione delle fonti di energia usate per la produzione di elettricità; promozione dell'utilizzo di nuove tecnologie.

I gestori dei sistemi di trasmissione sono tenuti a:

- rispettare standard definiti in materia di sicurezza delle reti di trasmissione e

distribuzione;

- comunicare alla propria Autorità di regolamentazione le loro strategie di investimento per un periodo di uno o più anni.

Per le Autorità di regolamentazione è invece previsto che:

- trasmettano una sintesi dei programmi di investimento nazionali alla Commissione europea, la quale a sua volta consulta il gruppo dei regolatori europei del settore dell'elettricità e del gas (EREGG - *Energy Regulatory Group for Electricity and Gas*), tenendo conto delle reti transeuropee dell'energia di interesse prioritario europeo;
- intervengano per accelerare il completamento degli investimenti previsti e, ove necessario, organizzare gare pubbliche per l'affidamento di determinati progetti qualora il gestore del sistema di trasmissione fosse incapace o non disponibile a completare i progetti in questione.

Con questa direttiva la Commissione europea cerca di ridurre le probabilità di deterioramento dell'approvvigionamento elettrico dell'Unione attribuibili alla indisponibilità dei gestori della rete a costruire nuove reti di trasmissione e alla mancanza di un quadro di regolamentazione chiaro.

La versione originale di questa proposta di direttiva è stata oggetto di forti critiche, quindi, sia il Consiglio dei ministri sia il Parlamento europeo nella prima lettura, peraltro non ancora conclusa a marzo 2005, stanno introducendo ampie modifiche al testo originale.

Infatti il Consiglio, durante la presidenza di turno olandese nel secondo semestre 2004, ne ha proposto una versione largamente modificata, più coerente con un approccio di libero mercato riducendo però il ruolo delle Autorità di regolamentazione nell'approvazione della costruzione dei nuovi progetti di interconnessione.

Revisione degli orientamenti per le reti transeuropee dell'energia elettrica e del gas

Con l'adesione di dieci nuovi Stati membri è stato necessario adattare gli orientamenti sulla rete transeuropea (TEN), in particolare trattare la posizione dei nuovi Stati membri e consentire finanziamenti per progetti di interesse comune per l'Unione ampliata. Questa revisione degli orientamenti TEN comprende i progetti necessari per collegare i nuovi Stati membri in modo che essi facciano parte del mercato interno dell'elettricità e del gas.

Tale proposta contiene anche altre innovazioni quali la dichiarazione di interesse europeo per alcuni progetti transfrontalieri fondamentali lungo l'asse prioritario così da razionalizzare e abbreviare i tempi necessari per le procedure di autorizzazione, oltre che la designazione di un coordinatore per un asse o un progetto prioritari. Questo coordinatore europeo, designato previa consultazio-

ne degli Stati membri interessati, dovrebbe incoraggiare la cooperazione con l'utenza e gli operatori, promuovere i progetti tra gli investitori privati e le istituzioni finanziarie, tra cui la Comunità, e garantire i controlli necessari per mantenere informata quest'ultima sui progressi, così da poter prendere, nel caso, misure per risolvere eventuali problemi. I coordinatori europei agiranno in nome e per conto della Commissione europea.

La proposta stabilisce anche che la Commissione europea informi sui progressi fatti sia nel livello generale di interconnessione sia nei singoli progetti; obbliga inoltre gli Stati membri a presentare un calendario per il completamento di questi progetti che includa anche una stima dell'*iter* previsto lungo il processo di approvazione.

La proposta è attualmente in prima lettura al Parlamento europeo (dove dovrebbe concludersi al massimo entro giugno 2005) e al Consiglio dei ministri.

**Regolamento relativo
alle condizioni di accesso
alle reti di trasporto del gas**

Il regolamento relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas si prefigge di eliminare l'opacità esistente nei diversi regimi di accesso europei, nelle procedure di assegnazione delle capacità e nelle metodologie tariffarie usate nei vari Stati membri. La presenza di queste differenze crea un sottoutilizzo della capacità di interconnessione esistente, che l'entrata in vigore del regolamento dovrebbe eliminare senza il bisogno di ricorrere nel breve periodo a investimenti aggiuntivi.

La legislazione europea si prefigge di regolamentare questi aspetti con l'obiettivo di dare un forte stimolo alla concorrenza aumentando realmente le possibilità dei consumatori di esercitare i loro nuovi diritti, assicurando loro un libero accesso alle varie fonti di offerta. L'idea alla base del regolamento è di rispecchiare per il gas il regolamento 1228/2003/EC esistente in tema di scambi transfrontalieri di energia elettrica.

La proposta di regolamento si basava su una serie di orientamenti, frutto dell'accordo volontario raggiunto al settimo Forum europeo per la regolazione del gas (Forum di Madrid del 24 e 25 Settembre 2003). Le *Linee guida* approvate dal gruppo dei regolatori europei rappresentati dal CEER, dagli Stati membri, dalla Commissione europea e dagli operatori del settore del gas avranno carattere vincolante con l'entrata in vigore del regolamento stesso. Quest'ultimo, in particolare, definisce principi armonizzati riguardanti:

- l'offerta di servizi di accesso per i terzi da parte dei gestori del sistema di trasporto;
- l'assegnazione della capacità e la gestione della congestione, inclusi il principio *use it or lose it* (che prevede la perdita della capacità se quest'ultima non viene usata) e i sistemi di scambio secondario;

- gli obblighi di trasparenza;
- la struttura tariffaria e la derivazione, inclusi gli oneri di bilanciamento.

Esso prevede inoltre l'utilizzo della procedura di comitologia come metodo per la modifica di questi orientamenti e introduce l'obbligo per le Autorità nazionali di regolamentazione di seguirne l'attuazione.

La proposta di regolamento ha avuto un *iter* legislativo più veloce della altre proposte legislative presentate dalla Commissione europea a dicembre 2003. A differenza infatti delle proposte di direttive sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e di quella sull'efficienza energetica che sono ancora ferme alla prima lettura al Parlamento europeo e al Consiglio, il regolamento ha concluso la prima lettura in Parlamento europeo ad aprile 2004, in Consiglio a novembre 2004. A marzo 2005 ha terminato la sua seconda lettura al Parlamento europeo. Il testo adottato è già il risultato di un compromesso tra le varie istituzioni europee e quindi a oggi si può ragionevolmente prevedere che la seconda lettura in Consiglio si concluderà con una rapida adozione del testo proposto senza ulteriori modifiche entro giugno 2005.

Prospettive per il 2005

A ottobre 2004, la Commissione europea ha avviato una procedura d'infrazione nei confronti di 18 paesi membri, tra cui l'Italia, per mancata comunicazione dello stato di implementazione delle direttive (2003/54/CE e 2003/55/CE) sull'ulteriore apertura dei mercati elettricità e gas (implementazione prevista entro l'1 luglio 2004).

Il primo passo della procedura di infrazione è stata la "messa in mora" dei paesi richiamati per la mancata comunicazione alla Commissione europea sui provvedimenti di recepimento già adottati. Il secondo passo è stato l'invio il 16 marzo 2005 di "avvisi motivati" a dieci Stati membri per incompleta implementazione. L'Italia non figura più tra questi in quanto i provvedimenti già adottati con i decreti Bersani, Letta e Marzano, per la liberalizzazione del settore energetico, rispondono ampiamente ai requisiti minimi richiesti dalle direttive. I paesi che hanno ricevuto un "avviso motivato" sia per l'elettricità sia per il gas sono Germania, Belgio, Spagna, Lettonia, Lussemburgo e Svezia; solo per il gas Lituania, Estonia, e Irlanda; la Grecia solo per l'elettricità.

A novembre 2004 una nuova Commissione è entrata in carica guidata dal Presidente portoghese José Manuel Barroso. Il commissario designato per l'energia è il lettone Andris Piebalgs. La priorità della nuova Commissione europea è lavorare per il raggiungimento degli obiettivi fissati con la strategia di Lisbona. L'energia è un settore chiave dell'economia europea, vitale per la competitività, con un ruolo determinante per ottemperare gli obblighi del Protocollo di Kyoto e, fattore di maggiore importanza, centrale nelle relazioni esterne dell'Unione europea.

Il nuovo commissario per l'energia ha identificato sei priorità su cui sarà incentrata la politica energetica comunitaria dei prossimi cinque anni:

- aumento dell'efficienza energetica;
- raggiungimento di un mercato dell'energia correttamente funzionante;
- promozione dell'energia rinnovabile;
- rafforzamento della sicurezza nucleare;
- sicurezza degli approvvigionamenti energetici con particolare attenzione alla dimensione legata alle relazioni esterne;
- miglioramento delle sinergie tra politica energetica, politica ambientale e politica di ricerca.

Nel primo semestre 2005, la Presidenza dell'Unione europea è di turno al Lussemburgo. Tra i suoi obiettivi vi è il raggiungimento dell'approvazione: della proposta di direttiva concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici entro giugno 2005; della proposta di direttiva sull'*ecodesign* [COM (2003) 453]; del regolamento relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas. La presidenza lussemburghese si prefigge anche di far compiere progressi alle proposte sia di revisione degli orientamenti per le reti transeuropee dell'energia elettrica e del gas, sia di direttiva sulla sicurezza degli approvvigionamenti elettrici e sugli investimenti per le infrastrutture.

Coordinamento tra paesi membri

Forum di Madrid

Il Forum di Madrid¹² si è riunito due volte nel corso del 2004, rispettivamente l'8 e il 9 luglio e il 3 dicembre. L'Autorità ha partecipato a entrambe le riunioni sia quale Autorità di regolazione nazionale, sia in ambito ERGEG e CEER. Le questioni discusse nel corso delle due riunioni hanno riguardato in particolare l'accesso al sistema degli stoccaggi, i nuovi investimenti, il calcolo della capacità disponibile, il calcolo delle tariffe basate sul sistema *entry-exit*, la predisposizione di un Codice di condotta per gli operatori degli impianti di stoccaggio e per i gestori di rete.

¹² Il Forum è stato istituito nel 1999 per discutere questioni relative al commercio transfrontaliero del gas naturale, con particolare riguardo a tematiche relative alle tariffe, all'allocazione della capacità d'interconnessione e ad altre barriere tecniche ed economiche che impediscono la piena realizzazione di un mercato interno europeo del gas. Il Forum di Madrid si riunisce una o due volte l'anno. Partecipano al Forum le Autorità di regolazione nazionali, rappresentanti dei 25 Stati membri dell'Unione europea e dei paesi dello spazio economico europeo, la Commissione europea, i gestori delle reti di trasmissione, nonché rappresentanti dell'industria e dei consumatori.

Con riferimento al Codice di condotta per gli operatori degli impianti di stoccaggio [*Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators* (GG-PSSO)], ai regolatori si è richiesto di produrre un documento contenente *Linee guida* di pronta applicazione, possibilmente entro aprile 2005. Il documento predisposto da ERGEG, in collaborazione con il GTE¹³, è stato discusso nel corso della riunione di dicembre. Il testo finale non ha tuttavia ottenuto il giudizio favorevole di tutti i presenti, e in particolare dello stesso GTE.

Un ruolo attivo è stato svolto dai regolatori, e in particolare dal CEER, anche con riferimento alle *Linee guida* per all'accesso di terzi [*Guidelines for Good TPA Practice for Transmission System Operators* (GGP2)]. A tal fine, nel corso della riunione di luglio il CEER ha presentato il suo primo *Monitoring Report, Rapporto di monitoraggio*, predisposto con la cooperazione del GTE. Da esso si evince come non tutte le regole di buona condotta contenute nelle *Linee guida* siano osservate dai gestori, almeno per quanto riguarda l'accesso non discriminato e la pubblicazione di informazioni di carattere non confidenziale e sui flussi di gas.

I regolatori hanno inoltre contribuito attivamente alla discussione riguardo ai meccanismi flessibili per il calcolo per l'accesso alle reti basato su tariffe *entry-exit*. Il Forum ha chiesto al CEER un supplemento di analisi affinché siano assicurati meccanismi tariffari fondati sui costi e tra di loro compatibili, al fine di evitare la creazione di barriere agli scambi transfrontalieri.

Da ultimo, il CEER ha rilevato la necessità di realizzare maggiori investimenti nel settore delle infrastrutture gas; ciò nell'ambito di un regime regolatorio adeguato a garantire la sicurezza delle forniture e lo sviluppo della concorrenza.

Forum di Firenze

L'undicesima riunione del Forum di Firenze¹⁴ si è tenuta a Roma il 16 e 17 settembre 2004.

Nel corso della riunione, i rappresentanti della Commissione europea hanno posto l'accento sul fatto che esistono ancora ostacoli alla piena realizzazione di un mercato interno dell'energia. In particolare, il recepimento delle nuove diret-

13 *Gas Transmission Europe*. GTE è l'associazione dei gestori delle reti di trasmissione europee. L'associazione è stata costituita nel 2000 e si prefigge come obiettivi una maggiore trasparenza e lo sviluppo della trasmissione di gas a livello transfrontaliero.

14 Il Forum di Firenze è stato istituito nel 1998 per discutere questioni relative alla realizzazione di un vero mercato elettrico europeo. Partecipano al Forum le Autorità di regolazione nazionali, rappresentanti dei 25 Stati membri dell'Unione europea e dei paesi dello spazio economico europeo, la Commissione europea, i gestori delle reti di trasmissione, nonché rappresentanti dell'industria e dei consumatori. Gli argomenti in agenda riguardano gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, la fissazione di una tariffa per gli scambi transfrontalieri e la gestione della capacità di interconnessione in caso di scarsità.

tive nei vari Stati membri è stato giudicato insufficiente e il grado di apertura del mercato tra i vari paesi dell'Unione ancora disomogeneo. Inoltre, dall'inizio del processo di liberalizzazione a oggi il livello di concentrazione nell'industria è costantemente aumentato, le infrastrutture, in particolare quelle transfrontaliere, sono tuttora inadeguate, nonostante l'obiettivo, concordato a Barcellona nel 2002, di far sì che ciascun paese possieda una capacità di interconnessione almeno pari al 10 per cento della sua capacità di generazione. In tale contesto la Commissione europea ha pensato di sfruttare le potenzialità offerte dal sistema delle ferrovie o dei tunnel e di condizionare il finanziamento di nuovi investimenti nel settore dei trasporti alla possibilità di utilizzo dei cavi anche a fini energetici.

Il CEER ha invece posto l'accento sulla necessità di migliorare l'attuale stato del mercato interno dell'elettricità, attraverso una regolazione adeguata anche rispetto al diritto alla concorrenza, con particolare riferimento agli abusi di posizione dominante. La definizione di un quadro regolatorio completo in linea con la nuova normativa comunitaria (Direttiva 2003/54/EC e regolamento 1228/2003/EC) e l'adozione di misure tese a facilitare gli investimenti nelle linee di interconnessione sono tra le misure più urgenti da adottare. Il CEER ha inoltre valutato positivamente l'iniziativa della Commissione europea, tesa al miglioramento della collaborazione tra le Autorità di regolazione nel settore dell'energia e quelle *antitrust*.

Con riferimento al mercato dell'energia del Sud-Est Europa, la Commissione europea ha informato che, su mandato del Consiglio dei ministri, sta negoziando un accordo vincolante con i paesi della regione. L'obiettivo finale è la creazione di una *Energy Community* basata sull'*acquis communautaire*. Per quanto riguarda gli aspetti più tecnici, un meccanismo CBT è già in uso, mentre la definizione di uno standard *market design* per l'intera regione è già a uno stadio avanzato.

All'undicesima riunione del Forum di Firenze ha preso parte anche il rappresentante dell'Algeria, il quale ha ribadito la necessità di creare un mercato dell'elettricità nella regione a sud del Mediterraneo basato sui principi contenuti nell'*acquis communautaire*.

Con riferimento alla gestione delle congestioni, la Commissione europea ha presentato *Linee guida* tese al completamento e all'aggiornamento di quelle già esistenti. Le norme riguardano in particolare il coordinamento tra gestori di rete, la pubblicazione delle informazioni relative alla trasmissione e alla generazione, norme specifiche per le linee di interconnessioni finanziate da privati (*merchant*) e il trattamento delle rendite di congestione. Per facilitare e accelerare il lavoro e in particolare per giungere rapidamente all'utilizzo delle *implicit auctions*, la Commissione europea ha proposto che il lavoro si svolgesse su due canali paralle-

li. Da un lato la discussione di questioni comuni a tutti i paesi membri, quali, per esempio, il potere di mercato. Tali tematiche comuni dovranno essere approfondite in ambito CEER/ERGEG, in collaborazione con la Commissione europea, ETSO (*European Transmission System Operators*), Europex e altri operatori, e discusse alla prossima riunione del Forum fissata per la primavera/autunno 2005. Parallelamente, per facilitare la risoluzione di problemi specifici per le varie regioni dell'Unione, la Commissione europea ha proposto la creazione di "mini-forum". Le regioni in questione sono le seguenti:

- Penisola iberica (Portogallo-Spagna-Francia);
- Regno Unito e Irlanda (Eire-Regno Unito-Francia);
- Benelux (Francia-Belgio-Olanda-Lussemburgo-Germania);
- Italia (Italia-Francia-Svizzera-Germania-Austria-Slovenia-Grecia);
- paesi nordici (Norvegia-Danimarca-Svezia-Finlandia-Germania-Polonia);
- Europa centro-orientale (Germania-Polonia-Repubblica Ceca-Slovacchia-Austria-Ungheria-Slovenia);
- paesi Baltici (Estonia-Lituania-Lettonia).

Le prime riunioni dei "mini-forum" si sono tenute tra il 17 dicembre 2004 e il 15 febbraio 2005. Lo scopo che essi si prefiggono è quello di fornire un programma anche temporale dettagliato per l'introduzione di meccanismi di mercato coordinati, almeno del giorno prima, quali le *implicit* ed *explicit auction*. Altri argomenti in agenda hanno riguardato l'armonizzazione delle tariffe, il meccanismo di compensazione tra gestori di rete, la sicurezza delle infrastrutture, la direttiva sulle infrastrutture e gli standard europei di affidabilità. Al termine delle varie riunioni i partecipanti hanno raggiunto un accordo sui punti illustrati nel seguito.

È necessaria l'introduzione di un metodo di gestione delle congestioni compatibile per l'intera Unione europea. Esso dovrebbe consentire l'uso sia delle *explicit* sia delle *implicit auction*. Al momento in Europa i metodi di gestione delle congestioni sono, di fatto, una combinazione di questi due meccanismi. In alternativa, si potrebbe fare uso del meccanismo del prezzo zonale (*zonal pricing*) con le zone, inizialmente, corrispondenti ai vari Stati membri.

Il requisito minimo dovrebbe essere il ricorso alle *explicit auction* coordinate, ovvero la introduzione di un meccanismo minimo di mercato.

Esempi di *explicit auction* in uso o in via d'introduzione in sostituzione di meccanismi non in linea con il regolamento della Commissione europea 1228/2003/CE sono i seguenti:

- confine Germania-Francia;

- confine Francia-Belgio;
- confine Francia-Spagna.

Un'allocazione coordinata della capacità è inoltre in atto tra i gestori di rete di Repubblica Ceca, Polonia e Germania.

Le *implicit auction* sono di norma utilizzate nei mercati del giorno prima o intragiornalieri e in particolari casi di congestioni sulle interconnessioni. Esse possono aumentare la liquidità delle borse elettriche, nonché accrescere la concorrenza nel mercato interno grazie alla loro efficienza in termini di massimizzazione della capacità. Nelle regioni dove tale meccanismo non è in uso, la sua introduzione dovrebbe essere presa in considerazione anche facendo ricorso a progetti pilota. Il meccanismo delle *implicit auction* è attualmente in uso nel mercato nordico (*market splitting*). Ci sono inoltre una serie di progetti in via di realizzazione.

Nel corso delle riunioni è stato previsto quanto segue:

- inizio del *market coupling* tra Francia, Belgio e Olanda intorno alla metà del 2005;
- avvio della prima delle tre fasi tendenti all'introduzione del *market coupling* al confine tra la Francia e la Spagna entro la metà del 2005;
- introduzione del *market coupling* tra l'Olanda e la Norvegia attraverso il cavo Norned nel 2008.

Nel caso della Germania, per integrare le *explicit* e le *implicit auction* si potrebbe fare ricorso all'*Open Market Coupling* (OMC), un ulteriore sviluppo delle *explicit auction* che consente alle borse di partecipare alle gare per l'allocazione della capacità.

L'integrazione del mercato elettrico europeo attraverso i mercati di bilanciamento e del giorno prima è un meccanismo già in uso in alcune regioni dell'Unione. La Commissione europea dovrà condurre uno studio su tali mercati entro l'autunno del 2005.

È stato inoltre concordato che le varie procedure di allocazione regionale dovranno essere obbligatoriamente e al più presto compatibili le une con le altre. Il coordinamento dovrà riguardare almeno i seguenti aspetti:

- calcolo della capacità disponibile;
- allocazione della capacità;
- gestione efficiente dei *loop-flow*.

In particolare nel corso delle riunioni è stato concordato che il coordinamento della gestione delle congestioni tra gestori di rete basato sulle *explicit auction* nell'Europa centro-orientale avvenga nel 2005. Un meccanismo di coordinamento per tutti i

gestori di rete invece è previsto per l'inizio del 2006.

Per quanto riguarda i confini con l'Italia, un gruppo di lavoro studierà un metodo di gestione coordinata sempre per il 2006. Maggiore coordinamento dovrà essere raggiunto anche tra Irlanda, Regno Unito e Francia.

Per quanto riguarda gli aspetti regolatori, le conclusioni del primo giro di consultazioni sono state le seguenti:

- è necessario aumentare la cooperazione tra i regolatori per lo sviluppo di linee di interconnessione *merchant* tra i paesi nordici e il resto dell'Europa;
- è necessario garantire maggiore trasparenza. Tutti i regolatori della regione devono avere accesso a una serie coordinata di informazioni relative all'intera area. Ciò al fine di consentire un migliore monitoraggio dei mercati ed evitare ogni abuso di posizione dominante. La trasparenza è una delle condizioni necessarie al corretto funzionamento del mercato elettrico europeo.

Nel corso delle riunioni è stato altresì deciso che le *Linee guida* sulla gestione delle congestioni saranno emendate alla luce delle decisioni raggiunte nei "mini-forum" con l'obiettivo di renderle operative, nel rispetto delle procedure di consultazione comunitarie, da gennaio 2006.

Il "mini-forum" per l'Italia si è tenuto a Milano il 25 gennaio 2005. Oltre all'Autorità, hanno preso parte alla riunione anche le Autorità di regolazione francese, svizzera, tedesca, austriaca, slovena e greca. Nel corso della riunione sono stati trattati i seguenti argomenti:

- analisi delle attuali situazioni nazionali con riferimento ai meccanismi di gestione delle congestioni;
- definizione degli obiettivi futuri e delle misure necessarie per raggiungere tali obiettivi;
- predisposizione di un meccanismo di gestione a livello regionale per il 2006.

Nel corso della riunione i partecipanti hanno posto l'accento sulla necessità di maggiore collaborazione tra gestori delle reti di trasmissione nazionali, nonché di un approccio coordinato delle congestioni. In particolare, è stato rilevato che nei vari paesi della regione sono utilizzati meccanismi diversi di allocazione della capacità alla frontiera. La complessità della situazione richiede un approccio graduale. Si è pertanto deciso di procedere:

- creando, entro il 2005, un gruppo di lavoro *Ad Hoc Working Group* (AHWG) composto almeno dai regolatori dei paesi confinanti con l'Italia, dai rappresentanti delle borse elettriche e dai gestori di rete. Il gruppo di lavoro dovrà

coordinare i meccanismi di allocazione della capacità in uso nei vari paesi della regione e porne in essere uno transitorio su base regionale entro il 2006. Il meccanismo sarà basato su regole di mercato, e dovrà prevedere norme per l'*hedging* del rischio, nonché regole specifiche contro eventuali abusi di posizione dominante. Il gruppo di lavoro sarà condotto dall'Autorità;

- adottando, nel medio periodo, il cosiddetto *Market Coupling*. A tal fine, sarà condotto uno studio di fattibilità. Potranno partecipare allo studio tutti i paesi partecipanti al "mini-forum" regionale a condizione che abbiano certi requisiti (*Third Party Access*, gestore della rete indipendente ecc).

Il Forum ha accettato la proposta dell'Autorità di creare un gruppo di lavoro (che potrebbe coincidere con l'AHWG) per l'analisi di un meccanismo di gestione delle congestioni da applicarsi dopo il 2006.

Attività del Council of European Energy Regulators (CEER)

Nel corso del 2004 l'attività del CEER¹⁵ si è soprattutto concentrata sulla eliminazione delle barriere agli scambi transfrontalieri e alla effettiva realizzazione del mercato interno dell'energia.

Uno degli sviluppi più importanti verificatosi nel corso dell'anno riguarda l'istituzione della Scuola di regolazione di Firenze (*Florence School of Regulation*). Essa è frutto di uno sforzo congiunto CEER, Commissione europea e Istituto universitario europeo, e ha il sostegno delle imprese del settore energetico. La scuola offre una sede neutrale agli operatori del settore (industria, regolatori, Commissione europea e accademici), per la discussione di questioni attinenti al mercato comune dell'energia. Ciò consente lo scambio e la diffusione delle esperienze (*training*).

Tra le varie attività dei regolatori c'è la cosiddetta *advocacy*. I regolatori svolgono la funzione di avvocati difensori sia all'esterno (CEER) sia all'interno del

¹⁵ Il CEER è stato istituito nel marzo 2000, su iniziativa di alcuni organi di regolazione fra cui l'Autorità, con l'intento di creare un meccanismo informale di cooperazione e scambio di informazioni tra i regolatori europei del settore dell'energia. Nel giugno 2003, anche in relazione alle nuove funzioni delle Autorità di regolazione previste dalle Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE, il CEER è stato rifondato come associazione senza scopo di lucro di diritto belga.

Al CEER aderiscono 25 organismi di regolazione di quasi tutti i paesi dell'Unione europea dopo l'allargamento (Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Irlanda del Nord, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Portogallo, Spagna, Svezia, Regno Unito, Cipro, Estonia, Lettonia, Lituania, Malta, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Slovenia e Ungheria) e due dell'Area economica europea di libero scambio (Norvegia e Islanda). Dall'1 luglio 2004 aderisce anche l'Autorità di regolazione tedesca.

processo decisionale (ERGEG) con riferimento ad alcuni aspetti del processo di liberalizzazione quali la concorrenza, il miglioramento del quadro regolatorio e la sicurezza delle forniture. Il giudizio dei regolatori è unico in quanto è al tempo stesso un giudizio di qualità e di assoluta imparzialità.

Nel 2004, per esempio, il CEER ha fornito assistenza alle istituzioni comunitarie, prodotto rapporti e *Position Paper* contenenti raccomandazioni o *Linee guida*, commentato le proposte di legge presentate dalla Commissione europea; i suoi membri hanno attivamente partecipato a riunioni e seminari, oltre che preparato presentazioni. Le attività di *advocacy* includono la predisposizione di proposte dettagliate di natura tecnica (in sede sia CEER sia ERGEG) per l'attuazione di direttive e regolamenti nei settori del gas e dell'elettricità, nonché il monitoraggio del rispetto di regole già esistenti e di nuova applicazione. In particolare il CEER ha commentato su tre proposte legislative della Commissione europea quali: la proposta di regolamento delle condizioni di accesso alle reti di trasmissione gas (COM (2003) 741); la proposta di direttiva concernente l'adozione di misure per la sicurezza delle forniture elettriche e per gli investimenti nelle infrastrutture (COM (2003) 740); la proposta di direttiva sull'efficienza negli usi finali dell'energia e sui servizi energetici (COM (2003) 739). Attraverso ERGEG, i regolatori hanno lavorato attivamente per l'introduzione di nuove *Linee guida* per assicurare un accesso indiscriminato agli stoccaggi gas.

Tra la attività future il CEER annovera la promozione della concorrenza. A tal fine i regolatori hanno già avviato una collaborazione con le Direzioni Generali Trasporto ed Energia e Concorrenza.

Per quanto riguarda in particolare il mercato elettrico, le attività del CEER nel 2004 si sono incentrate sui seguenti argomenti:

- infrastrutture;
- standard operativi di gestione del sistema di trasmissione;
- gestione delle congestioni e trasparenza;
- mercati di bilanciamento;
- meccanismo di compensazione tra gestori di rete.

Per quanto riguarda più propriamente le infrastrutture, nel maggio 2004 il CEER ha pubblicato un documento (*Position Paper Principle 5 for Congestion Management*) che affronta quello che viene definito come uno dei maggiori ostacoli agli investimenti in nuove linee transfrontaliere, ovvero sia l'incertezza di una adeguata remunerazione. Nel documento il CEER propone l'eliminazione di tale incertezza attraverso il coordinamento tra Autorità di regolazione e la fissazione di meccanismi certi di calcolo.

Anche con riferimento alla proposta di direttiva sulla sicurezza delle forniture e

sugli investimenti nelle infrastrutture (COM(2003)740) avanzata dalla Commissione europea, il CEER ha predisposto un documento. In esso (*Position Paper*), presentato nel corso dell'undicesima riunione del Forum di Firenze, il CEER, pur concordando con i principi fondamentali contenuti nella proposta di direttiva, ha formulato osservazioni sull'approccio e sulle conseguenze della proposta, con particolare riferimento allo sviluppo delle interconnessioni.

Per quanto riguarda gli standard di gestione per gli operatori di rete, invece, il CEER ha posto l'accento sulla necessità di un maggiore coordinamento tra operatori nazionali. A seguito delle osservazioni del CEER, l'UCTE ha iniziato un lavoro di stretta collaborazione con altre organizzazioni di settore, e con il CEER stesso per lo sviluppo di un nuovo set di standard (*Operational Handbook*). Nel corso dell'undicesima riunione del Forum di Firenze il CEER ha presentato un documento sulla bozza dell'*Operational Handbook* predisposto dall'UCTE ponendo l'accento sul fatto che deve essere posta maggiore attenzione ai seguenti aspetti: la chiara definizione delle responsabilità; la natura legalmente vincolante delle regole, inclusa un'attenta definizione delle eccezioni; l'effettiva implementazione e il monitoraggio delle attività; il ruolo dei regolatori.

A seguito della riunione del Forum, l'UCTE e il CEER hanno concordato di organizzare una serie di incontri aventi per oggetto la discussione dell'*Operational Handbook*. Da settembre 2004 si sono tenuti tre incontri tecnici.

Nel corso del 2004 il CEER ha inoltre svolto un'analisi dei metodi di calcolo della capacità transfrontaliera. In particolare, sono state prese in considerazione tra le altre le questioni relative ai contratti a lungo termine, i criteri di sicurezza in uso, i *loop flow*. Intenzione del CEER era di pubblicare all'inizio del 2004 una serie di raccomandazioni in materia. Tuttavia, quest'attività è stata posticipata al 2005 in considerazione del fatto che, nel corso dell'undicesima riunione del Forum di Firenze, le *Linee guida* per la gestione delle congestioni non sono state unanimemente approvate, mentre si sono istituiti una serie di "mini-forum" per la gestione delle congestioni a livello regionale (vedi paragrafo precedente).

La trasparenza delle informazioni relative ai flussi fisici è di centrale importanza per la realizzazione di un effettivo mercato interno dell'elettricità. Il CEER si era occupato già in precedenza di tali aspetti; rileva tuttavia che, nonostante alcuni progressi, il livello di trasparenza continua a essere insufficiente.

Per quanto riguarda i mercati di bilanciamento, nel corso del 2004 il CEER ha condotto uno studio dettagliato sulla situazione nei vari paesi dell'Unione, allo scopo di formulare una serie di raccomandazioni. A livello europeo la questione è ancora aperta.

Relativamente al gas naturale le attività del CEER si sono concentrate sui seguenti aspetti:

- monitoraggio delle *Linee guida* per i gestori di rete con riferimento all'accesso dei terzi alle reti *Guidelines for Good TPA (Third Party Access) Practice for Transmission System Operators* (GGP2);
- analisi comparativa delle strutture tariffarie del servizio di bilanciamento;
- incentivi per la costruzione di nuove infrastrutture.

Nel corso del 2004 il CEER ha lavorato in stretta collaborazione con il neo costituito ERGEG su diverse questioni relative al gas. Attraverso l'ERGEG, le Autorità di regolazione forniscono assistenza alla Commissione europea. Il CEER e l'ERGEG hanno coadiuvato la Commissione nella formulazione di *Linee guida* per l'accesso al sistema di stoccaggio, il monitoraggio dell'implementazione dei meccanismi di calcolo delle tariffe *entry-exit* e lo studio delle varie opzioni per l'introduzione di meccanismi efficienti per gli scambi transfrontalieri.

Riguardo al monitoraggio delle *Linee guida* per i gestori di rete con riferimento all'accesso dei terzi alle reti, *Guidelines for Good TPA Practice for Transmission System Operators* (GGP2) approvate nel settembre 2003 al Forum di Madrid, il CEER ha predisposto, in cooperazione con il GTE, un formulario per i gestori di rete. I risultati del questionario sono stati presentati nel corso della riunione del Forum di Madrid del luglio 2004. Il rapporto rileva come nonostante vi siano stati notevoli progressi, alcune regole di primaria importanza (quali, per esempio, l'applicazione di regole adeguate per la gestione delle congestioni e il ricorso a incentivi per l'uso efficiente della capacità) continuano a essere disattese.

Per quanto riguarda la struttura del calcolo delle tariffe per il servizio di bilanciamento, il CEER sta lavorando su un'analisi comparativa. Il documento è in preparazione. Le attività del CEER non si limitano tuttavia alla sola discussione di aspetti tecnici. Il CEER è altresì attivo nella discussione di altre questioni relative al mercato interno, quali:

- interazione tra mercati elettrici;
- questioni relative alla concorrenza;
- questioni relative all'*unbundling*;
- sviluppo delle energie rinnovabili;
- paesi dell'Europa sud-orientale.

Con riferimento all'interazione tra mercati elettrici, il CEER ha predisposto una bozza di documento di lavoro *Key interactions and potential trade distortions between electricity markets*. Il documento è stato presentato al Forum di Firenze di settembre 2004. Suo scopo principale è l'analisi delle interazioni tra mercati nazionali, nonché di quelle che possono di fatto inibire gli scambi.

Il CEER ha inoltre lavorato in collaborazione con la Commissione europea per la

predisposizione del quarto rapporto di *Benchmarking* sull'implementazione del mercato interno del gas. A tale proposito il CEER ha posto l'accento sulla necessità di stabilire un meccanismo di cooperazione formale tra regolatori dell'energia e Autorità *antitrust*, a livello sia nazionale sia comunitario. L'*Energy Day* di settembre 2004, organizzato su iniziativa della Commissione europea, ha segnato l'inizio di tale cooperazione. Il CEER ha inoltre predisposto un questionario sull'*unbundling*. Con riferimento alle energie rinnovabili il CEER ha preparato un rapporto che descrive le varie esperienze in materia di impatto delle *Renewables Obligation* (obbligo d'acquisto d'energia da fonti rinnovabili) sui mercati liberalizzati dell'elettricità. Il rapporto evidenzia come uno dei problemi sia l'assenza di un sistema armonizzato a livello europeo. Per assicurare la rispondenza ai costi e, al tempo stesso, non creare disturbo alla concorrenza, il rapporto suggerisce l'introduzione di un sistema armonizzato di sostegno alle energie rinnovabili. Con riferimento all'Europa sud-orientale, il CEER è stato altresì attivo nella creazione di un mercato regionale e nella sua integrazione in quello comune europeo. Il CEER ha anche svolto un'azione sia di monitoraggio degli sviluppi istituzionali, sia di definizione di un quadro normativo per l'istituzione dell'ECSEE (*Energy Community of South-East Europe*). Inoltre, il CEER ha partecipato attivamente allo sviluppo di un programma di azione per l'implementazione dello standard *market design* per il mercato energetico dell'Europa sud-orientale (*Action Plan for the Implementation of the Standard Market Design of the South East regional energy market*) attraverso il suo *Options Paper on the Transitional Steps*. In collaborazione con USAID il CEER ha preparato il secondo *Regulatory Benchmarking Report* per i paesi della regione. Il rapporto è stato presentato al quinto Forum di Atene nell'ottobre 2004. Suo scopo è quello di valutare gli sviluppi nell'adeguamento alla normativa comunitaria. Il rapporto rileva come alcuni aspetti rimangano critici, quali l'indipendenza del regolatore e la presenza di ostacoli che possono impedire l'effettivo funzionamento delle Autorità di regolazione, come, per esempio, insufficienti risorse umane o finanziarie.

Gruppo dei regolatori europei per il gas e l'elettricità L'Autorità partecipa attivamente anche al gruppo dell'ERGEG. Il 2004 è stato il primo anno di attività dell'ERGEG, costituito l'11 novembre 2003 in base alla Decisione della Commissione europea 2003/796/EC. Esso è composto dai regolatori dei 25 Stati membri dell'Unione; la Commissione europea vi partecipa con rappresentanti ad alto livello e vi svolge la funzione di segretariato. I regolatori dei paesi candidati e dei paesi EEA prendono parte alle riunioni in qualità di osservatori. Il gruppo ha lo scopo di favorire la consultazione, il coordinamento e la cooperazione tra le Autorità di regolazione e tra queste e la Commissione europea, al fine di assicurare un'applicazione coerente della nuova normativa in tutti i paesi membri. Norme di consultazione trasparenti sono il prerequisito per una buona regolazio-

ne. A tal fine, nel corso del 2004, ERGEG ha predisposto procedure di consultazione formali con tutta l'industria e gli *stake holder*.

Per quanto riguarda l'energia elettrica, durante il 2004 ERGEG ha svolto un ruolo di consultazione e proposta sulle *Linee guida* presentate dalla Commissione europea, per la gestione delle congestioni, per il meccanismo di compensazione tra gestori di rete e per il calcolo delle tariffe di trasmissione.

Con riferimento al gas naturale tre argomenti sono stati oggetto d'analisi da parte dell'ERGEG: le *Linee guida* per lo stoccaggio, le tariffe transfrontaliere e il monitoraggio delle tariffe *entry-exit*.

Il controllo del rispetto delle regole nuove ed esistenti (a inclusione degli accordi volontari) riveste una grande importanza per valutare il grado di concorrenza nel mercato e l'effettivo accesso indiscriminato alle reti. Nell'ambito della sua attività di monitoraggio ERGEG ha predisposto un *Monitoring Report* sull'applicazione delle *Linee guida Entry-Exit System Guidelines*. Il rapporto è stato presentato nel corso dell'ottava riunione del Forum di Madrid nel luglio 2004.

Nel 2004 ERGEG ha inoltre condotto un'analisi dettagliata sulla situazione della gestione delle congestioni ai confini nazionali dei vari Stati membri dell'Unione. Dal rapporto emerge che in molti casi non sono stati posti in essere meccanismi di mercato necessari alla corretta gestione delle congestioni.

ERGEG ha altresì fornito assistenza alla Commissione europea con riferimento alla proposta di *Linee guida* sulle tariffe di trasmissione e sullo sviluppo di un modello ITC (*Inter TSO Compensation* – meccanismo di compensazione tra gestori di rete).

Ugualmente, per quanto riguarda l'armonizzazione delle tariffe di trasmissione, l'ERGEG ha inviato alla Commissione europea i suoi commenti, sulla base dei quali, insieme a quelli di altri operatori, la Commissione ha modificato la proposta. La nuova proposta è stata discussa nel corso dell'undicesima riunione del Forum di Firenze tenutasi a settembre 2004.

Nel settore del gas naturale le attività di consultazione dell'ERGEG si sono focalizzate sugli stoccaggi e sull'uso delle reti, incluse le questioni relative agli scambi transfrontalieri e alle metodologie per il calcolo delle tariffe.

Per quanto riguarda gli stoccaggi, la proposta di *Linee guida* di buona condotta per gestori di impianti di stoccaggio (*Guidelines on Good Practice for Gas Storage Operators*) è stata oggetto della prima consultazione pubblica dell'ERGEG con i rappresentanti dell'industria e delle altre parti interessate il 12 novembre 2004. Le *Linee guida* sono state approvate da ERGEG e accettate dalla associazione europea degli operatori per l'adozione su base volontaria nel marzo 2005.

Nel 2004 ERGEG ha altresì preparato un documento e un *Position Paper* sulle tariffe regolate per il trasporto transfrontaliero e per il transito. Il *Position Paper* fornisce un quadro generale della situazione nei vari mercati nazionali e regionali, includendo alcune raccomandazioni.

Rapporti con i paesi esterni

Mercato dell'energia del Sud-Est Europa

A partire dagli anni Novanta i paesi del Sud-Est Europa hanno vissuto grandi modificazioni dovute ai repentini cambiamenti politico-economici occorsi fra Europa occidentale e orientale.

In particolare il settore energetico ha subito profonde trasformazioni a causa degli eventi bellici che hanno colpito la Croazia e la Bosnia-Herzegovina; tali eventi, infatti, hanno portato alla separazione permanente della parte sud-orientale del sistema UCTE (settore elettrico) dal resto del sistema europeo.

I sistemi elettrici di Romania e Bulgaria, che sino agli anni Novanta erano interconnessi con il sistema elettrico dell'allora Unione sovietica, si sono interconnessi con il sistema elettrico dell'area balcanica.

Successivamente, la stabilizzazione socio-politica della regione, nonostante la presenza di diverse crisi a livello locale in alcuni paesi, ha portato all'aumento generalizzato della domanda di energia. Ciò ha prodotto l'avvio di progetti di ammodernamento delle centrali e di sviluppo della rete di trasporto.

La recente sincronizzazione del Sud-Est Europa con il resto del sistema UCTE, avvenuta con successo nell'ottobre 2004, ha aperto nuove prospettive, non solo per la realizzazione di un mercato elettrico regionale, ma anche per la piena integrazione con il mercato elettrico continentale. Le stesse considerazioni valgono per la creazione di un mercato regionale del gas naturale connesso con i principali corridoi di transito e fornitura verso l'Unione europea.

La Commissione europea, da anni impegnata a migliorare le condizioni politico-economiche dell'area attraverso il Patto di stabilità per i Balcani, ha promosso la creazione di un mercato regionale integrato dell'energia nell'area. Nel novembre 2002 la firma di un accordo (*Memorandum of Understanding*) fra 10 paesi balcanici¹⁶ e la Commissione europea ha dato avvio al cosiddetto Processo di Atene. Nel dicembre 2003 Italia, Austria, Grecia, Slovenia e Ungheria, in virtù della loro localizzazione geografica, hanno controfirmato l'accordo in veste di "partecipanti politici".

Il Processo di Atene ha come obiettivo principale quello di definire un piano della regione nel medio-lungo termine relativamente alle seguenti tematiche:

- riforme istituzionali e strutturali;
- sviluppo degli aspetti del mercato e degli aspetti regolatori;
- pianificazione strategica per gli investimenti infrastrutturali basati sull'analisi della domanda futura e della disponibilità di generazione.

¹⁶ Albania, Bulgaria, Bosnia Erzegovina, Croazia, Macedonia, Romania, Serbia, Montenegro, Turchia e Kosovo.

Tale processo, che ha come obiettivo quello di creare adeguate condizioni di funzionamento del mercato dell'elettricità nel Sud-Est Europa, vede come protagonisti tutti i soggetti interessati: i governi, i regolatori, i gestori della rete, le imprese, gli investitori, i cosiddetti *Donor* (USAID – *United States Agency for International Development*, CIDA – *Canadian International Development Agency*, World Bank, EBRD – *European Bank for Reconstruction and Development*, EIB – *European Investment Bank*), che hanno il compito di sostenere il processo dal punto di vista finanziario e delle risorse umane. Tutte le parti interessate si riuniscono ogni sei mesi nel Forum di Atene per discutere sugli sviluppi politici, tecnici e finanziari del mercato energetico regionale. Nel corso del 2004 si sono tenuti ad Atene il 4° e 5° Forum, ai quali ha partecipato l'Autorità, che hanno focalizzato la loro attenzione sul disegno del mercato elettrico, i progetti infrastrutturali del settore del gas e la finalizzazione del Trattato.

Alla fine del 2003 l'Unione europea ha deciso di trasformare il *Memorandum of Understanding* in un trattato giuridicamente vincolante e la Commissione europea è stata delegata dal Consiglio dei ministri a negoziare tale trattato con i paesi dell'area balcanica con l'auspicio di arrivare a una firma definitiva entro il luglio 2005. Il 22 marzo 2005 nove dei dieci paesi balcanici (la Turchia mantiene una riserva) hanno firmato assieme alla Commissione europea un trattato per la creazione della Comunità energetica dei Balcani. Le novità rilevanti rispetto al *Memorandum of Understanding* hanno riguardato innanzitutto l'estensione dello stesso al settore del gas (di grande rilevanza per l'area e per il potenziale di approvvigionamento dell'Unione europea), oltre che aspetti concernenti lo sviluppo delle reti del gas e gli oleodotti, la sicurezza dell'approvvigionamento, l'efficienza e il risparmio energetico, la promozione di energia da fonti rinnovabili.

Il Trattato prevede inoltre la costituzione di un segretariato che avrà sede a Vienna e la creazione del già menzionato *South East Europe Regional Regulatory Board*.

A esso, secondo quanto delineato, parteciperanno tutti i regolatori dell'area dei Balcani con una presidenza di turno, mentre la Commissione europea assolverà al ruolo di vicepresidente, facendosi assistere dai regolatori dei cinque paesi dell'Unione europea che aderiscono al Trattato, fra cui l'Autorità italiana, e da un rappresentante dell'ERGEG.

I compiti principali del *Regulatory Board* riguardano essenzialmente:

- suggerire al Consiglio dei ministri e al *Permanent High Level Group* (organismo cui partecipano i rappresentanti dei governi) regole tecniche relative ad aspetti di regolazione;
- proporre raccomandazioni per le dispute relative ai transiti internazionali sulle reti di trasporto;

- porre in essere misure legislative quando il Consiglio dei ministri lo consente;
- adottare atti procedurali.

Il *Regulatory Board* si riunirà ad Atene e adotterà le proprie procedure interne attraverso atti ufficiali.

Con l'estensione del Trattato al settore del gas la Commissione europea ha previsto l'istituzione di un Forum *ad hoc* da tenersi a Istanbul. Il Forum si avvarrà, secondo quanto previsto dalla Commissione, della collaborazione di tre gruppi di lavoro:

- *Gas Working Group*: presieduto dalla Commissione europea e a cui partecipano i rappresentanti dei governi della regione dei Balcani. Esso ha carattere essenzialmente politico mirato alla definizione delle strategie e degli obiettivi da perseguire;
- *Regional Infrastructure Investment Group*: presieduto dalla *World Bank*. Vi partecipano tutti i soggetti interessati ed è rivolto alla definizione di proposte per piani d'azione al fine di incrementare il consumo di gas, nonché promuovere la realizzazione di nuovi investimenti individuando eventuali barriere politiche o legislative;
- *Regional Infrastructure Regulatory Group*: la cui presidenza spetta a un'Autorità di regolazione del Sud-Est Europa e i cui compiti riguardano sia l'individuazione del quadro regolatorio regionale (per esempio, l'accesso alle reti di trasporto) sia la valutazione economico-strategica degli investimenti proposti.

Sin dalla firma del *Memorandum of Understanding* il CEER è stato invitato dalla Commissione europea a creare un gruppo di lavoro che coinvolgesse i regolatori dei paesi aderenti. Tale gruppo di lavoro, co-presieduto dall'Autorità italiana e greca, ha l'obiettivo di promuovere l'adozione dell'*aquis communautaire* nel mercato dell'energia dell'area balcanica. Sia il *Memorandum* sia il Trattato fanno riferimento ai requisiti minimi per la liberalizzazione dei due settori energetici delle Direttive (2003/54/CE per l'elettricità e 2003/55/CE per il gas) in vista della prospettata integrazione, nel medio termine, del mercato energetico dell'Unione europea con quello dell'area balcanica.

Il gruppo di lavoro del CEER per il Sud-Est Europa, che si è riunito nel 2004 tre volte, ha definito sin dalla sua creazione obiettivi funzionali allo sviluppo del mercato elettrico e del gas e una struttura articolata in cinque *task force* funzionali:

- la *Institutional compliance Task Force*: presieduta dal regolatore turco, ha competenze in materia di monitoraggio degli sviluppi istituzionali nella regione, convergenza delle prassi e degli interventi di regolazione ed elabo-

razione di proposte per la crescita delle competenze all'interno degli organismi di regolazione. La *Task Force*, con il supporto di USAID, ha prodotto il primo *Regulatory Benchmarking Report* sugli organismi di regolazione esistenti nell'area durante il 2003 e lo ha aggiornato con una seconda versione alla fine del 2004;

- la *Internal Market Task Force*: coordinata dal regolatore rumeno per l'elettricità, il cui obiettivo principale è quello di sviluppare, in cooperazione il gruppo di lavoro di ETSO per il Sud-Est Europa (SETSO), un meccanismo di *Cross Border Trade* (CBT) che si consolidi a medio termine con quello dell'Unione europea. SETSO ha adottato lo scorso luglio 2004 un meccanismo CBT in base ai principi del meccanismo ETSO applicato nell'Unione europea e tale meccanismo è operativo da quella data in quasi tutti i paesi della regione balcanica;
- la *Market and Investment Facilitation Task Force*: presieduta dal regolatore greco, il cui scopo principale è quello di sviluppare il disegno del mercato elettrico per il Sud-Est Europa. Tale attività ha richiesto e richiede una intensa collaborazione ancora in corso fra le istituzioni e gli operatori interessati, e in particolare i *Donor* e le imprese. Durante il 2005 la *Task Force* dovrà lavorare alla creazione di un *Regional Trading Centre* e all'interazione con altre istituzioni di carattere regionale;
- la *Institutional Building Task Force*: coordinata dal regolatore sloveno, che ha il compito di monitorare l'evoluzione relativa al quadro legislativo generale e in particolare relativa all'organizzazione, le attività e le competenze del *South East Europe Regulatory Board* previsto da Trattato;
- la *Gas Task Force*: presieduta dall'Autorità, il cui obiettivo è quello di monitorare il mercato del gas nell'area balcanica e di elaborare una strategia per lo sviluppo del mercato regionale con il *focus* sugli aspetti infrastrutturali e dei transiti. La *Task Force* ha pubblicato all'inizio del 2005 un rapporto analitico della situazione balcanica, *The South East Europe Natural Gas Market*.

Progetto di gemellaggio tra le Autorità di regolamentazione dei settori dell'energia elettrica e del gas di Italia e Turchia

Il progetto di gemellaggio con il regolatore del settore energetico in Turchia *Institutional Strengthening of Energy Market Regulatory Authority* (EMRA) ha una durata prevista di 20 mesi e un costo di circa 980.000 €, interamente coperto dalla Commissione europea. Ha per obiettivo l'adeguamento della regolamentazione turca dei settori dell'energia elettrica e del gas all'*acquis communautaire* – il *corpus* delle normative comunitarie in materia – e alla migliore prassi attuativa (*best practice*) utilizzata nell'Unione europea.

È articolato in tre sezioni che prevedono rispettivamente:

- il trasferimento di conoscenze tecniche specifiche necessarie alla regolazione dell'energia elettrica e del gas;
- un piano integrato di formazione da implementare in loco – particolarmente per i funzionari di nuova assunzione – o tramite visite di studio in paesi membri dell'Unione europea;
- l'assistenza alla riorganizzazione dell'EMRA.

Il progetto si avvale della collaborazione del Dipartimento per le politiche europee della Presidenza del Consiglio dei ministri, di altre Autorità di regolamentazione europee, di enti e agenzie pubbliche attive nel settore energetico, di università italiane e di altri paesi, della *Florence School of Regulation*. È coordinato da un funzionario dell'Autorità distaccato ad Ankara.

Il progetto ha avuto inizio l'1 luglio 2004. Il 10 settembre si è svolto – quale evento inaugurale – un dibattito ad alto livello con la partecipazione dei Presidenti dell'Autorità, ing. Alessandro Ortis, e dell'EMRA, dott. Yusuf Günay; dei capi progetto italiano e turco, prof. Fabio Pistella e dott. Cahit Akinci; del Ministro turco dell'energia e delle risorse minerarie, on. Hilmi Güler; dell'Ambasciatore d'Italia Carlo Marsili; del Primo Segretario della Rappresentanza della Commissione europea Ingwe Engström e del prof. Carlo Curti Gialdino, rappresentante personale del Ministro per le politiche europee, on. Rocco Buttiglione.

Fino alla fine di marzo si sono svolte 40 missioni di esperti per complessive 70 giornate di lavoro, pari al 13 per cento di quelle programmate, e sono stati predisposti due rapporti di confronto della regolamentazione turca con le norme e la migliore prassi attuativa disponibili nell'Unione europea (*Benchmark Report*), relativi rispettivamente alle tariffe elettriche e alle competenze istituzionali dell'EMRA. Analoghi rapporti sono in corso di predisposizione per altri 13 settori di attività (tariffe del gas, licenze, transito internazionale dell'energia elettrica, sviluppo delle fonti rinnovabili, sicurezza e qualità dei servizi, apertura dei mercati, monitoraggio dei mercati, Codici di rete del gas, regole del mercato elettrico, protezione dei consumatori, stoccaggio del gas, ispezioni e controlli, separazione contabile e sistema informativo).

Il progetto ha subito rallentamenti in relazione a problemi logistici, alla sostituzione del Capo progetto e a difficoltà procedurali e nel servizio di assistenza in loco in seguito a modifiche amministrative occorse sia in Italia sia in Turchia. La parte formativa ha avuto inizio nel febbraio 2005 dopo il termine di altri programmi di formazione già previsti per i funzionari di nuova assunzione. Si prevede comunque il completamento delle attività entro la fine del 2005.

Assistenza tecnica e rapporti bilaterali di collaborazione Si è conclusa nel settembre 2004 l'attività di gemellaggio amministrativo fra il Ministero dell'economia e delle finanze, Dipartimento del tesoro e l'Autorità di

regolazione energetica della Repubblica Lituana *Strenghtening the Energy Market Regulator* a cui ha collaborato l'Autorità sin dal suo avvio nell'ottobre 2003. L'Autorità ha curato in particolare le attività di assistenza tecnica e formazione nel settore della regolazione delle tariffe e della qualità del servizio per un totale di 63 missioni per 182 giornate di lavoro sul campo, con l'organizzazione di due visite di studio in Italia presso i principali operatori e le maggiori istituzioni del mercato energetico. Un particolare apprezzamento, in occasione della cerimonia di chiusura tenutasi a Vilnius il 24 settembre 2004 alla presenza dei vertici delle Autorità di regolazione dei due paesi e dei rispettivi Ministeri dell'economia, è stato rivolto dalle Autorità lituane per il supporto prestato alla introduzione nel paese del primo sistema di misurazione-regolazione della qualità del servizio elettrico.

L'Autorità inoltre, a partire dalla seconda metà del 2004, ha dato inizio a una serie di rapporti bilaterali con il regolatore rumeno dell'elettricità, quello del gas e con il regolatore albanese.

Oltre a visite dirette e reciproche, presentando le attività e approfondendo tematiche di interesse specifico, l'Autorità italiana è stata invitata a partecipare a progetti di assistenza tecnica che utilizzano misure di finanziamento comunitarie. Tali progetti consentiranno ai regolatori rumeni e albanese di beneficiare del supporto del regolatore italiano e di approfondire le relazioni istituzionali già avviate attraverso le attività del gruppo di lavoro del CEER per il Sud-Est Europa.

Anche nel 2004 l'Autorità ha accolto numerose visite di studio presso i propri Uffici di Milano e Roma da parte di regolatori e altri organismi istituzionali dei paesi extra europei (Tailandia, Cina, Giappone, Ucraina, Canada e Camerun), nonché soddisfatto le numerose richieste di informazioni sul modello di regolazione italiano.

International Energy Regulation Network

Oltre alle azioni di collaborazione e assistenza tecnica su base bilaterale l'Autorità, conformemente al mandato ricevuto dalle conclusioni del secondo *World Forum of Energy Regulation* di Roma, ha avviato nel corso del 2004 un progetto per realizzare una rete mondiale dei regolatori energetici in analogia con l'*International Competition Network* che collega in rete le Autorità *antitrust* a livello mondiale.

Il progetto di rete permanente di collegamento e scambio fra regolatori del settore energetico venne proposto per la prima volta a Montreal nel 2000, al termine del primo *World Forum on Energy Regulation*. Il rinnovato successo del secondo *World Forum* organizzato dall'Autorità a Roma nel 2003 ha favorito il consolidarsi dell'iniziativa tanto che il *network* mondiale dei regolatori dell'energia, ufficialmente denominato IERN (*International Energy Regulation Network*) viene incluso nelle raccomandazioni conclusive adottate dal *Program-*

me Committee del Forum, così come l'Autorità e il CEER quali promotori potenziali dell'iniziativa. Lo IERN sarà una rete informale e consensuale che opera su una piattaforma Internet aperta a tutti i regolatori dell'energia e alle loro associazioni regionali in una prima fase, e in un secondo tempo ad altri partecipanti del mercato energetico (*policy maker*, soggetti regolati, consumatori, ambientalisti, banche e agenzie di sviluppo, consulenti, università, centri di ricerca e stampa specializzata).

L'Autorità ha avviato nel 2005 una fase pilota del progetto, da condividere a breve termine con il CEER. In un secondo tempo, l'adesione potrà essere proposta anche ai regolatori extra europei e alle loro associazioni in modo da avviare una rete globale che verrà presentata, una volta finalizzata, al terzo *World Forum on Energy Regulation* nel 2006.

Partnership euro-mediterranea La Conferenza dei Ministri degli affari esteri tenutasi a Barcellona nel novembre 1995 ha segnato l'inizio della *partnership* euro-mediterranea (Processo di Barcellona). Essa prevede la creazione di rapporti a livello politico, economico e sociale tra i paesi membri dell'Unione europea e i paesi della fascia sud del Mediterraneo. In totale partecipano al processo 35 Stati; i 25 Stati membri dell'Unione (Malta e Cipro dal 1° maggio 2004) e i 10 paesi della sponda sud del Mediterraneo (Algeria, Egitto, Israele, Giordania, Libano, Marocco, l'Autorità palestinese, Siria, Tunisia e Turchia). La Libia ha *status* di osservatore dal 1999.

Il partenariato euro-mediterraneo si realizza su due livelli complementari: uno a carattere regionale e l'altro a carattere bilaterale, attraverso la stipula di accordi di associazione tra l'Unione europea e i paesi dell'area mediterranea. Sono state inoltre definite sei aree prioritarie: industria, ambiente, acqua, società dell'informazione, energia, trasporti.

L'assistenza finanziaria è fornita dal programma MEDA. Quest'ultimo dispone di un *budget* di 5,3 miliardi di euro per il periodo 2000-2006 e finanzia sia i programmi bilaterali sia quelli di cooperazione regionale.

Nel dicembre 2003, in occasione della Conferenza dei ministri euro-mediterranei dell'energia, il Governo italiano ha patrocinato la firma di una serie di *Memorandum* d'intesa per l'avvio del Programma di sviluppo 2003-2006. Fra le varie attività è stata concordata la creazione di una struttura di coordinamento con sede in Roma, la Piattaforma euro-mediterranea dell'energia (Remep), il cui compito principale sarà quello di collaborare con la Commissione europea nel coordinamento delle Conferenze euro-mediterranee dei Ministri dell'energia e nell'implementazione dei Forum dell'energia cui prendono parte i direttori generali responsabili per l'energia dei vari paesi partner.

Il Governo italiano, al fine di facilitarne la creazione, si è offerto di ospitare la Piattaforma per la sua prima fase di avvio (2004-2006). Il 15 ottobre 2004 sono

state presentate a Roma l'iniziativa del Governo e la bozza di statuto istitutivo di Remep alla presenza dei ministri dei paesi della *partnership* euro-mediterranea e della Commissione europea.

Da ultimo si sottolinea che alla riunione Euromed dei Ministri degli esteri degli Stati membri tenutasi all'Aia il 29 e il 30 novembre 2004 si è deciso di dare nuovo impulso e di rafforzare la collaborazione tra i paesi dell'Unione europea e i partner della fascia mediterranea. A tal fine, e per facilitare la realizzazione di azioni future, si è deciso di designare il 2005 come "Anno del Mediterraneo". Nel 2005 cade, infatti, il decimo anniversario del Processo di Barcellona. L'anno culminerà in un incontro politico e commemorativo ad alto livello, che si terrà presumibilmente in novembre.

2. QUADRO NAZIONALE

QUADRO ECONOMICO ED ENERGETICO NAZIONALE

Domanda e offerta di energia nel 2004

Il bilancio energetico del 2004, riportato nella tavola 2.1 assieme a quello relativo al 2003, non presenta cospicue novità rispetto all'andamento della domanda e dell'offerta di energia negli anni precedenti. Esso rappresenta le tendenze attese in funzione dell'evoluzione della domanda nei settori di utilizzo finale dell'energia e dei programmi di riconversione degli impianti di generazione elettrica in atto ormai da tempo. Il consumo di energia primaria è aumentato, secondo i dati provvisori del Ministero delle attività produttive, di 1,5 Mtep rispetto al 2003, raggiungendo 195,5 Mtep. Di questi, 59,3 Mtep sono stati trasformati in energia elettrica, rispetto a 58,3 Mtep nel 2003. I consumi finali di energia sono saliti dai 141,9 Mtep dell'anno precedente a 143,4 Mtep. La quota dei consumi finali coperta dall'energia elettrica è cresciuta marginalmente da 25,1 a 25,2 Mtep.

Approvvigionamento

Il leggero rialzo (0,2 Mtep) nella produzione complessiva di energia primaria rispetto al 2003 è il risultato sia di un significativo calo nella produzione di fonti fossili (-1,2 Mtep) sia di un consistente aumento nella produzione di fonti rinnovabili (1,4 Mtep). Alla diminuzione nella produzione di fonti fossili degli ultimi anni ha contribuito, più che l'esaurimento delle risorse, la pluriennale carenza di investimenti in esplorazione e sviluppo. Le aggiunte alle riserve sono infatti drammaticamente scese a partire dal 2000 in parallelo al crollo degli investimenti in esplorazione e sviluppo. I tempi tecnici sono tali che anche una subitanea ripresa degli investimenti ai livelli degli anni Novanta (quasi 5 volte maggiori degli attuali) non potrebbe comunque incidere sui livelli produttivi fin verso la fine del decennio, soprattutto nel settore del gas. Invece, il forte aumento nella produzione di energia rinnovabile è dovuto essenzialmente al ritorno a un buon livello di producibilità idroelettrica rispetto ai valori minimi raggiunti nel 2003, inferiori di circa il 10 per cento alla media storica. Hanno tuttavia contribuito al rialzo anche le altre fonti rinnovabili con circa 0,3 Mtep, in aumento del 9 per cento rispetto al 2003 (25 per cento per l'energia eolica e fotovoltaica).

La copertura della crescita nella domanda di energia primaria ha richiesto un incremento delle importazioni lorde complessive pari a 4,3 Mtep, risultante da un aumento di 4,2 Mtep di gas naturale e di 2,4 Mtep di carbone, a fronte di un calo di 1,2 Mtep di petrolio e semilavorati e di 1,1 Mtep di elettricità. Oltre alla flessione delle importazioni di greggio e semilavorati, il 2004 evidenzia anche un aumento nelle esportazioni di derivati del petrolio, spinte dai forti margini

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 2.1 BILANCIO ENERGETICO ITALIANO NEL 2003 E NEL 2004

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE
Anno 2004						
1) Produzione	0,4	10,7	5,4	13,5	0,0	30,0
2) Importazione	17,1	55,5	107,6	0,6	10,2	191,0
3) Esportazione	0,1	0,1	24,7	0,0	0,2	25,1
4) Variazione scorte ^(B)	0,3	-0,1	0,3	0,0	0,0	0,5
5) Disponibilità per il consumo (1+2-3-4)	17,1	66,2	88,0	14,1	10,0	195,5
6) Consumi e perdite del settore energetico	-1,0	-0,8	-6,2	0,0	-44,1	-52,1
7) Trasformazione in energia elettrica	-11,9	-23,1	-11,8	-12,4	59,3	0,0
8) Totale impieghi finali (5+6+7)	4,2	42,3	70,0	1,7	25,2	143,4
- industria	4,0	17,6	7,6	0,2	12,0	41,4
- trasporti	0,0	0,4	43,0	0,2	0,8	44,4
- usi civili	0,0	23,3	6,8	1,2	11,9	43,3
- agricoltura	0,0	0,1	2,6	0,1	0,4	3,3
- usi energetici	0,1	0,9	6,6	0,0	0,0	7,6
- bunkeraggi	0,0	0,0	3,4	0,0	0,0	3,4
Anno 2003						
1) Produzione	0,6	11,5	5,6	12,1	0,0	29,8
2) Importazione	14,7	51,3	108,8	0,7	11,3	186,7
3) Esportazione	0,1	0,0	23,3	0,0	0,1	23,6
4) Variazione scorte ^(B)	-0,2	-1,1	0,3	0,0	0,0	-1,0
5) Disponibilità per il consumo (1+2-3-4)	15,3	63,8	90,8	12,8	11,2	193,9
6) Consumi e perdite del settore energetico	-0,8	-0,6	-6,1	-0,1	-44,4	-52,0
7) Trasformazione in energia elettrica	-10,4	-21,2	-15,6	-11,0	58,3	0,0
8) Totale impieghi finali (5+6+7)	4,1	41,9	69,0	1,7	25,1	141,9
- industria	4,0	17,0	7,7	0,2	11,9	40,8
- trasporti	0,0	0,4	42,3	0,2	0,8	43,7
- usi civili	0,0	23,5	6,9	1,1	11,9	43,5
- agricoltura	0,0	0,1	2,6	0,1	0,4	3,4
- usi energetici	0,1	0,9	6,1	0,0	0,0	7,2
- bunkeraggi	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	3,2

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico) e importazioni/esportazioni dall'estero valutate a *input* termoelettrico, convenzionale e costante, di 2.200 kcal per kWh.

(B) Immissioni e prelievi dalle scorte vengono indicati rispettivamente con un segno positivo e negativo.

Fonte: Ministero delle attività produttive; dati provvisori.

possibili grazie alla crescente carenza di capacità di raffinazione nel bacino del Mediterraneo, con il risultato che in termini netti le importazioni di greggio e derivati sono calate di 2,6 Mtep. La variazione delle scorte evidenzia una sostanziale stabilità per i prodotti petroliferi, mentre per il gas naturale hanno prevalso i prelievi sulle immissioni con le conseguenze sulla disponibilità di punta che si sono manifestate in concomitanza dell'“emergenza gas” causata dai rigori climatici della primavera 2005.

Complessivamente, raggruppando tutti i termini, risulta che all'aumento di 1,5 Mtep nel consumo interno lordo di energia verificatosi tra il 2003 e il 2004 ha contribuito in misura maggiore il gas naturale (2,4 Mtep), seguito dal carbone (1,8 Mtep), dall'energia idroelettrica e da altre fonti rinnovabili (1,2 Mtep), mentre petrolio e derivati hanno accelerato il calo degli anni precedenti (-2,8 Mtep). A quest'ultimo ha partecipato anche la diminuzione delle importazioni di energia elettrica (-1,2 Mtep) che si è tuttavia riflessa in un aumento nella generazione termoelettrica e pertanto nei consumi di fonti fossili, soprattutto di gas naturale e di carbone.

Trasformazione

A fronte di un quasi impercettibile aumento nella domanda di elettricità, appena lo 0,5 per cento, il 2004 ha evidenziato una accelerazione nella ristrutturazione del settore elettrico. Il progressivo abbandono della generazione a base di olio combustibile, l'avvio a regime di diverse centrali a ciclo combinato, nonché la riduzione nelle importazioni di elettricità, operata a partire dall'autunno del 2003 per motivi di sicurezza, hanno richiesto un consistente incremento della generazione elettrica da gas naturale e da carbone, solo parzialmente compensato dall'aumento nella generazione idroelettrica e da altre fonti rinnovabili. In particolare, i dati evidenziano che il calo di 3,8 Mtep di *input* energetico primario di petrolio accompagnato dalla riduzione di 1,0 Mtep di importazioni elettriche è stato coperto da 1,4 Mtep di energia idroelettrica equivalente, da 1,8 Mtep di carbone e da 1,9 Mtep di gas naturale. Particolarmente significativa è la continua forte crescita del carbone il cui *input* è aumentato dal 2000 di 4,7 Mtep, contro i 4,3 Mtep del gas naturale, con un incremento, rispettivamente, del 66 e del 23 per cento. La produzione netta di 287 TWh ha avuto un consumo specifico medio pari a 2.107 kcal/kWh, in leggero calo rispetto al valore di 2.116 kcal/kWh del 2003, in corrispondenza con un lieve miglioramento nel rendimento netto (da 40,6 a 40,8 per cento).

Per completare il quadro della trasformazione, pare opportuno rimarcare la pressoché totale saturazione della capacità di raffinazione in Italia (come del resto in quasi tutte le aree del mondo) che contribuisce non poco a sostenere i prezzi dei prodotti petroliferi e, per riflesso, anche quelli del gas naturale e dell'elettricità. In Italia il tasso di utilizzo è aumentato da poco meno del 96 per cento nel 2002

al 97 per cento nel 2003 e ha raggiunto il 99 per cento nel 2004. Contemporaneamente, come ulteriore riflesso della scarsità sul mercato internazionale continuano a calare le importazioni di prodotti finiti: da 19,0 e 17,1 milioni di tonnellate nel 2002 e 2003, fino a 15,5 milioni di tonnellate nel 2004.

Consumi finali

I consumi finali sono cresciuti complessivamente di 1,5 Mtep (1,0 per cento) rispetto al 2003. Oltre due terzi dell'aumento è rappresentato dai prodotti petroliferi (1,0 Mtep), seguiti dal gas naturale (0,4 Mtep) e, a distanza, dall'energia elettrica (0,1 Mtep). L'incremento più forte si è avuto nei settori del trasporto e dell'industria (rispettivamente 0,7 e 0,6 Mtep) seguiti dagli usi non energetici (0,4 Mtep). Sono cresciuti leggermente anche i consumi per bunkeraggi, mentre sono calati significativamente quelli dei settori civile (-0,3 Mtep) e agricolo.

Incrociando i settori e le fonti si evidenzia come la più forte crescita sia avvenuta per i consumi di benzina e gasolio nel settore dei trasporti (0,7 Mtep), seguiti da gas naturale nell'industria e da *virgin* nafta e altri prodotti leggeri del petrolio per usi di sintesi chimica. È stato anche apprezzabile l'aumento dei consumi di energia rinnovabile nel settore civile, con un rialzo simile a quello dell'energia elettrica nell'industria (0,1 Mtep). Con l'eccezione dei bunkeraggi petroliferi (0,2 Mtep), gli altri settori e fonti hanno manifestato una sostanziale stabilità o discesa rispetto al 2003.

Significativi ma non sorprendenti il calo dei consumi di gas naturale (-0,2 Mtep) e la costanza dei consumi elettrici nel settore civile. Il confronto con il 2003 è infatti falsato dal particolare andamento climatico del 2003, caratterizzato da un inverno rigido e da una estate torrida. I corrispondenti aumenti medi annui, rispetto ad anni climaticamente più normali come il 2000 e il 2001 (rispettivamente 2,6 e 3,0 per cento), possono considerarsi nella norma.

Fondamentali della domanda di energia in Italia

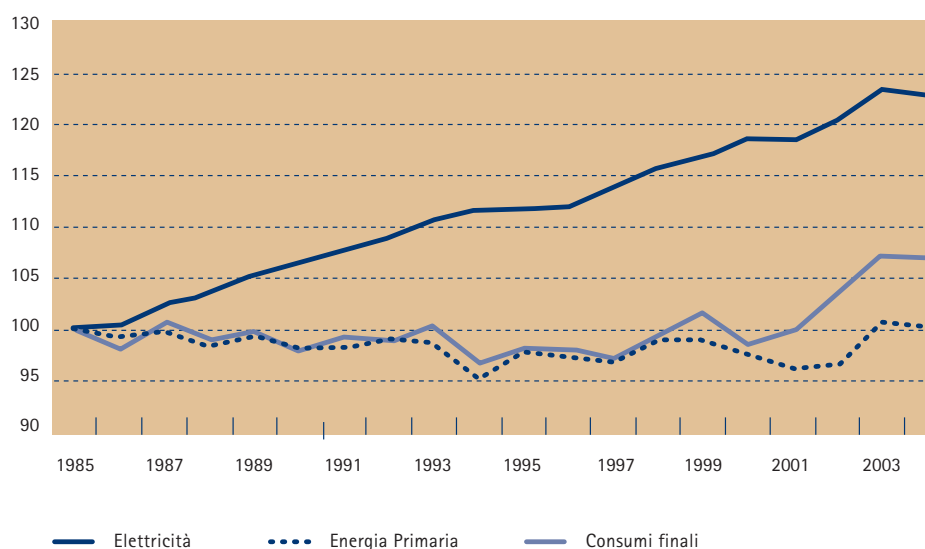
Il forte aumento del prezzo del petrolio, vale a dire l'elemento più distintivo che ha dominato la scena energetica nazionale e mondiale nel 2004, sembra avere avuto solo una parziale influenza sulla domanda di energia in Italia. Il sistema energetico nazionale, soprattutto nel settore degli usi finali, pare muoversi in modo relativamente disgiunto dai fondamentali della domanda, procedendo anche in base a logiche scarsamente sensibili all'andamento dei prezzi e delle variabili macroeconomiche.

Il 2004 ha evidenziato ancora una volta un sorprendente potenziale di crescita della domanda di energia in Italia largamente svincolato dalle condizioni al contorno e, pertanto, preoccupante. Non si tratta tanto dell'aumento assoluto dei consumi, legato soprattutto alla crescita economica e a variabili climatiche, ma della apparente immobilità dei consumi specifici rispetto alle principali variabili

economiche determinanti, fatto spesso in controtendenza in confronto a quanto accade in altri paesi in analoghe condizioni di sviluppo. A tale riguardo è significativo l'esame dell'intensità energetica del PIL, calcolata semplicemente come rapporto tra consumo energetico e PIL stesso. La figura 2.1 evidenzia la stabilità dell'intensità energetica primaria del PIL che dura dal 1985 con piccole oscillazioni inferiori al 2 per cento attorno a un valore medio di 152 tep/M€. L'intensità energetica dei consumi finali, dopo una storia di stabilità attorno a un valore medio di 108 tep/M€, ha ripreso a crescere dal 2000, aumentando negli ultimi anni dell'8 per cento. L'intensità elettrica, invece, ha continuato a salire in modo praticamente lineare lungo tutto il periodo preso in esame, aumentando del 15

FIG. 2.1 INTENSITÀ ENERGETICA DELL'ECONOMIA ITALIANA 1985-2004

Numeri indice 1985=100



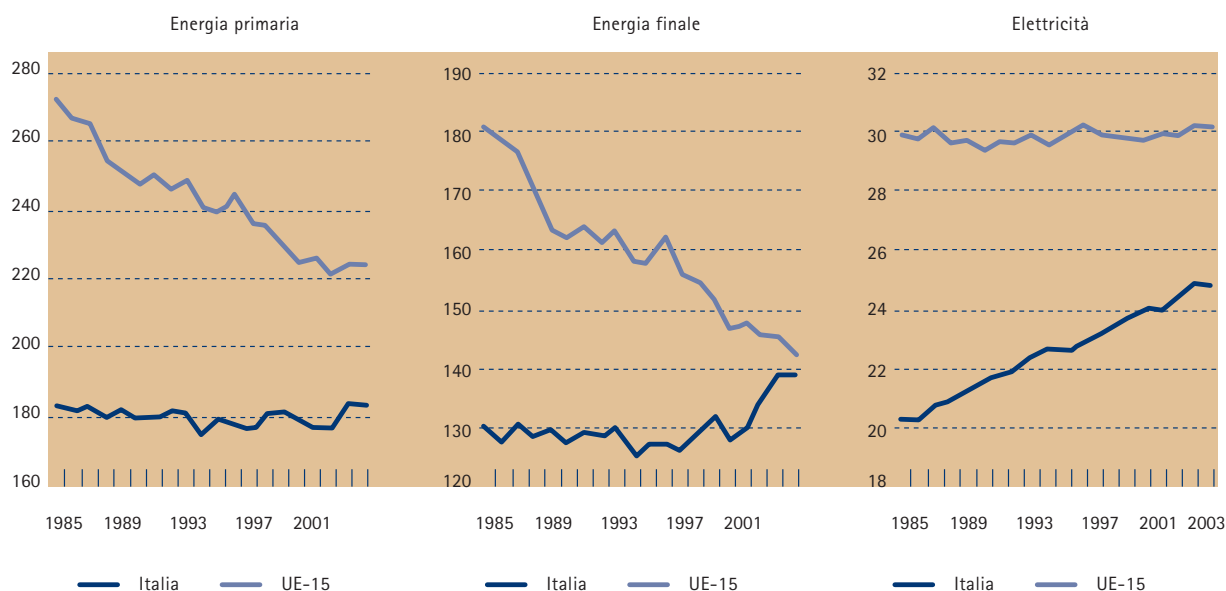
per cento rispetto al 1990 e di quasi il 25 per cento rispetto al 1985.

Il confronto con i valori medi a livello dell'Unione europea (UE-15), riportato nella figura 2.2 per il periodo 1985-2004, evidenzia una notevole asimmetria dell'Italia rispetto all'Unione europea nel suo complesso, di quasi tutti gli indici di intensità energetica.

Rispetto alla persistente stabilità già vista per l'Italia, l'intensità energetica primaria dell'UE-15 è diminuita poco meno del 18 per cento, pur rimanendo ancora molto superiore a quella italiana. Il calo nell'intensità energetica finale dell'UE-15 è stato ancora più forte (oltre il 22 per cento) e tale da colmare il forte divario con l'Italia che si evidenziava all'inizio del periodo, soprattutto dopo gli aumenti avvenuti negli ultimi anni. La continua crescita nell'intensità elettrica italiana ri-

FIG. 2.2 INTENSITÀ ENERGETICA DELL'ITALIA RISPETTO ALL'EUROPA (UE-15)
NEL PERIODO 1985-2004

tep/milioni di €



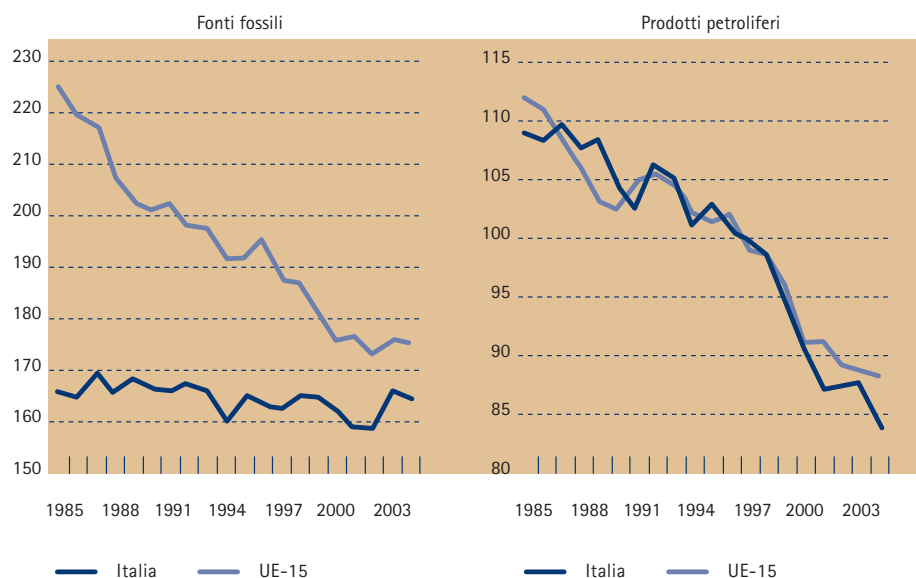
petto alla relativa stabilità nell'UE-15 ha notevolmente ridotto il distacco del nostro paese, lasciando tuttavia ancora spazio per un aumento ai livelli medi europei. L'asimmetria dell'Italia rispetto al resto dell'Europa rimane evidente anche per l'aggregato delle fonti fossili nel loro complesso ed è solo per il petrolio che si riscontra un allineamento del paese all'aggregato dell'UE-15 (Fig. 2.3).

I motivi sottesi all'alquanto anomalo andamento dell'Italia rispetto ai principali paesi dell'Unione europea sono riassumibili in due principali fattori: natura dello sviluppo industriale e inadeguato impegno in termini di programmazione e di risorse, in particolare per il risparmio energetico.

Il più tardivo sviluppo industriale ha fatto sì che a metà degli anni Ottanta il sistema produttivo del nostro paese potesse contare su tecnologie e processi produttivi relativamente nuovi ed efficienti rispetto a quelli diffusi nelle economie industriali più antiche, che pertanto partivano in quegli anni da una più elevata intensità dei consumi industriali. In Italia, il forte calo dell'intensità energetica conseguente alle crisi petrolifere, si è praticamente esaurito con la ristrutturazione della base produttiva, mentre nei paesi membri di più vecchia industrializzazione, anche dopo il crollo del prezzo del petrolio, continuavano l'ammodernamento degli impianti produttivi, la sostituzione delle più vecchie tecnologie. In Italia ha inoltre prevalso un modello di sviluppo industriale basato sulle piccole e medie imprese, laddove nei maggiori paesi europei si realizzavano processi di

FIG. 2.3 INTENSITÀ DELLE FONTI FOSSILI E DEL PETROLIO DELL'ECONOMIA ITALIANA RISPETTO ALL'EUROPA (UE-15) NEL PERIODO 1985-2004

tep/milioni di €



concentrazione industriale con notevole effetto di scala sui consumi di energia. A rendere l'Italia diversa hanno contribuito anche il ritardo decennale nell'attuazione di programmi di risparmio e razionalizzazione degli usi energetici, il loro limitato rilievo e la loro scarsa efficacia applicativa. Analogamente, non hanno inciso favorevolmente sull'intensità degli usi energetici nazionali il ridotto impegno nello sviluppo delle energie rinnovabili e il mancato coinvolgimento dell'industria attraverso sia opportuni stimoli sia progetti di ricerca e sviluppo di portata nazionale.

Cambiamenti strutturali nell'industria dell'elettricità e del gas

Il percorso di privatizzazione avviato in Italia negli anni Novanta e la spinta decisiva verso liberalizzazione e concorrenza apportata dai decreti legislativi 16 marzo 1999, n. 79 e 23 maggio 2000, n. 164, hanno innescato un processo di trasformazione dell'industria elettrica e del gas che, considerato il poco tempo trascorso, può ritenersi straordinario e radicale. La breve riflessione sulle modifiche strutturali dell'industria svolta nel seguito fissa l'attenzione sugli aspetti della concentrazione e della proprietà delle imprese, evidenziando come questi siano cambiati con riferimento alle tre fasi della filiera scaturite dal riassetto dei settori e maggiormente rappresentativi delle trasformazioni in atto: l'ap-

provvigionamento, la compravendita e la distribuzione.

I dati riportati separatamente per l'energia elettrica e per il gas nelle tavole 2.2 e 2.3 sono strutturati per categorie principali di operatori, definite in termini di dimensione fisica delle attività svolte. Essi provengono soprattutto dalle indagini sugli operatori effettuate periodicamente dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nel corso degli anni (l'ultima ha riguardato il 2004). Le tabelle riportano anche un confronto con la struttura esistente nel 1998, ma solo per gli operatori nel loro complesso.

Il grado di concentrazione viene quantificato con riferimento al numero di imprese e alla quantità di energia approvvigionata, venduta o distribuita a seconda della fase di attività. La struttura della proprietà, relativa a ognuna delle categorie, è determinata come valore medio delle quote di partecipazione al capitale sociale degli operatori appartenenti alla categoria, ponderato con la quantità di energia trattata. Essa fa riferimento al controllo implicito dell'operatore, determinato dalla sua struttura proprietaria; per esempio, se un operatore appartiene a una *holding* classificabile come impresa energetica, la sua struttura proprietaria riflette quella della *holding*. La residua presenza di imprese energetiche nel capitale sociale evidenziata nelle tabelle in genere riflette situazioni di partecipazione minoritaria e comunque non di controllo.

TAV. 2.2 CONCENTRAZIONE E STRUTTURA DELLE PROPRIETÀ
DELL'INDUSTRIA NAZIONALE DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL 2004

	Società con:				Totale	Totale nel 1998
	> 30 TWh	10-30 TWh	1-10 TWh	< 1 TWh		
A) APPROVVIGIONAMENTO						
Concentrazione						
Numero di imprese	1	4	22	1.237	1.264	1.233
Energia generata e/o importata (GWh) ^(A)	121.679	86.315	60.972	53.008	321.974	279.317
Generazione media per impresa (GWh)	121.679	21.579	2.771	43	255	227
Struttura della proprietà (%)^(B)						
Enti locali	0	0	13	9	3	4
Borsa valori	58	16	19	3	33	3
Imprese energetiche estere	0	28	15	7	12	1
Imprese energetiche locali	0	12	4	2	5	0
Imprese energetiche nazionali	0	12	16	25	9	2
Istituti finanziari	3	23	5	5	10	2
Persone fisiche	0	0	8	5	2	1
Società diverse	0	5	12	43	7	7
Stato	39	4	7	1	19	79
Totale	100	100	100	100	100	100

continua

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 2.2 CONCENTRAZIONE E STRUTTURA DELLE PROPRIETÀ
 SEGUE DELL'INDUSTRIA NAZIONALE DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL 2004

	Società con:					Totale nel 1998
	> 30 TWh	10-30 TWh	1-10 TWh	< 1 TWh	Totale	
B) COMPRAVENDITA^(C)						
Concentrazione						
Numero di imprese	1	4	43	107	155	198
Energia venduta (GWh)	125.806	195.911	133.662	25.508	480.887	255.335
Vendita media per impresa (GWh)	125.806	48.978	3.108	238	3.102	1.290
Struttura della proprietà (%)^(A)						
Enti locali	0	0	11	11	5	10
Borsa valori	0	27	15	2	11	1
Imprese energetiche estere	0	37	24	10	17	0
Imprese energetiche locali	0	3	7	15	4	0
Imprese energetiche nazionali	0	0	1	9	1	0
Istituti finanziari	0	14	5	1	5	0
Persone fisiche	0	0	6	5	3	0
Società diverse	0	3	27	47	13	0
Stato	100	16	4	0	42	89
Totale	100	100	100	100	100	100
C) DISTRIBUZIONE^(D)						
Concentrazione						
Numero di imprese	1	0	7	163	171	197
Energia distribuita (GWh)	242.396	0	28.739	8.612	279.747	236.185
Distribuzione media per impresa (GWh)	242.396	0	4.106	53	1.636	1.199
Struttura della proprietà (%)^(B)						
Enti locali	0	51	67	64	8	12
Borsa valori	58	35	26	8	54	2
Imprese energetiche estere	0	2	2	0	0	0
Imprese energetiche locali	0	0	0	0	0	0
Imprese energetiche nazionali	0	0	2	7	0	0
Istituti finanziari	3	12	3	9	4	0
Persone fisiche	0	0	0	2	0	0
Società diverse	0	0	0	10	0	0
Stato	39	0	0	0	33	86
Totale	100	100	100	100	100	100

(A) Generazione netta.

(B) I dati sulla proprietà si riferiscono al 31 dicembre 2004.

(C) Nel 2004 sono incluse le vendite ai distributori per il mercato vincolato, le vendite dei grossisti ad altri grossisti, all'Acquirente Unico e sul mercato libero.

(D) Esclude i consumi propri degli autoproduttori.

Approvvigionamento

Sia nel settore elettrico sia in quello del gas la liberalizzazione ha indotto una deconcentrazione dei settori.

Nel settore elettrico la forte diminuzione della concentrazione è dovuta in buona parte all'alienazione di capacità di Enel S.p.A., determinata dal decreto legislativo n. 79/99. Quest'ultimo ha anche esteso agli autoproduttori la facoltà di vendere l'energia prodotta liberamente sul mercato, mentre in precedenza essi potevano vendere solo le eccedenze a prezzi amministrati. Un parallelo forte contributo è senza dubbio venuto dall'incremento del numero di impianti di generazione determinato dall'evoluzione e dal completamento del programma CIP6. Diversamente dal settore del gas, non è evidente una significativa tendenza all'aggregazione di società minori attraverso processi di acquisizione e fusione. Ciò è determinato anche dal fatto che la maggior parte dei medi e piccoli produttori sono autoproduttori industriali che operano prevalentemente in settori manifatturieri e per i quali la generazione elettrica è una attività secondaria.

La trasformazione del settore elettrico dal 1998 in poi si è tradotta soprattutto in una forte diminuzione del controllo dello Stato, oramai proprietario di meno del 20 per cento delle imprese di generazione, e nell'ascesa della quotazione in borsa che per il comparto nel suo complesso ha raggiunto il 33 per cento. Con la privatizzazione delle maggiori aziende municipali a partire dal 1996, si è invece alquanto ridotta l'incidenza della proprietà degli enti locali, passata dal 4 al 3 per cento. Il fortissimo incremento della proprietà estera nelle imprese di generazione operanti in Italia, che da valori praticamente nulli nel 1998 ha raggiunto il 12 per cento nel 2004, è conseguente sia alla vendita delle tre GenCo, soprattutto la prima acquistata con il contributo determinante di Endesa, sia all'entrata di EdF nel capitale di Edison S.p.A. In precedenza, capitale estero era arrivato con la privatizzazione di alcune aziende degli enti locali, come nel caso di Atel in Aem Milano, ma con effetti pressoché trascurabili nel complesso. Con la prevista Offerta pubblica di acquisto (OPA) su Edison il peso del capitale estero dovrebbe aumentare dall'attuale 12 per cento al 15 per cento. L'incremento sarebbe invece molto più forte per la categoria degli enti locali che raddoppierebbero la loro quota dal 3 per cento al 7 per cento circa.

Nel settore del gas è stata l'apertura del mercato finale con l'attuazione del decreto legislativo n. 164/00 a creare le condizioni per l'immediata nascita di una dozzina di imprese di *trading* legate spesso alle società di distribuzione (Pluri-gas S.p.A., Blu Gas S.p.A. ecc.). Se si è trattato di un'attività di importazione in larga misura virtuale, dato che il gas importato veniva acquistato oltre frontiera dall'Eni S.p.A., è anche vero che queste imprese hanno sfruttato le nuove circostanze per acquisire le capacità imprenditoriali necessarie ad affrontare la concorrenza sui mercati. Nel tempo il numero di imprese che importano gas è praticamente triplicato, anche se la maggior parte importa quantità esigue.

Nel settore del gas la proprietà delle imprese è stata dominata dai movimenti della Borsa valori in tutto il periodo. Nel 1998 il titolo Eni era quotato già da diversi anni (circa il 65 per cento del capitale in quell'anno), mentre il titolo Edison lo era da tempi ancor più remoti. Il calo nell'incidenza della borsa negli ultimi anni, nonostante la successiva quotazione di Enel (attualmente il secondo importatore nazionale), è dovuto alla crescita delle altre forme di proprietà, soprattutto quelle delle imprese energetiche estere e degli enti locali, ma anche degli istituti finanziari e delle società diverse, la cui rilevanza nell'insieme è passata dal 5 al 22 per cento. I dati si riferiscono al 31 dicembre 2004 e pertanto non includono l'effetto della prevista OPA sul capitale di Edison che potrebbe aumentare la quota delle società estere dall'attuale 6 a oltre il 9 per cento, nonché degli enti locali che, con l'acquisto di Edison, potrebbero giungere a controllare il 7-8 per cento del comparto nel suo complesso (partendo da un'incidenza praticamente nulla nel 1998 e del 4 per cento nel 2004).

Compravendita

Uno degli sviluppi più emblematici del processo di liberalizzazione in entrambi i settori è la nascita, seguita da rapida crescita, della fase di compravendita. Nel precedente sistema la vendita era integrata nella fase dell'approvvigionamento e/o della distribuzione e basata su prezzi amministrati e contratti collettivi. Pertanto i dati relativi al 1998 si riferiscono all'operatore dominante e ai distributori integrati.

Nel settore elettrico, sono oggi attive poco meno di 250 società di vendita di cui solo una minima parte (appena 4) create a seguito della scissione tra attività di vendita e distribuzione imposta dal decreto legislativo n. 79/99 a Enel e alle aziende municipali con oltre 300.000 clienti. La struttura proprietaria caratterizzata da un forte contributo statale è determinata dalla società Acquirente Unico S.p.A. È tuttavia molto significativa la presenza di imprese energetiche estere in tutte le categorie e di società diverse che esprimono la presenza di consorzi e società consortili, nonché di numerosi autoproduttori soprattutto nelle fasce minori.

Anche nel settore del gas il numero molto elevato di società di vendita è prevalentemente conseguenza dell'attuazione del decreto legislativo n. 164/00 che ha imposto la separazione tra attività di vendita e di distribuzione. Tuttavia, anche in questo caso la liberalizzazione del settore ha indotto una rapida ascesa di società di compravendita indipendenti da quelle di distribuzione, oppure frutto di accordi tra due o più società di distribuzione. Diverse società di compravendita sono poi nate attraverso la fusione e il consolidamento di più società di vendita; emblematico a questo riguardo è il caso di Enel Gas S.p.A. che ha aggregato le attività della Camuzzi S.p.A. e di un'altra ventina tra società medie e piccole. Infine, in molti casi, con l'attuazione del decreto legislativo n. 164/00, preesistenti società di

TAV. 2.3 CONCENTRAZIONE E STRUTTURA DELLE PROPRIETÀ
DELL'INDUSTRIA NAZIONALE DEL GAS NEL 2004

	Società con:					Totale	Totale nel 1998
	> 10.000 M(m ³)	1.000- 10.000 M(m ³)	100- 1.000 M(m ³)	10- 100 M(m ³)	< 10 M(m ³)		
A) APPROVVIGIONAMENTO							
Concentrazione							
Numero di imprese	1	4	19	13	5	42	5
Energia prodotta e/o importata M(m ³)	52.374	22.731	4.690	341	11	80.147	61.559
Produzione e/ import media per impresa M(m ³)	52.374	5.683	247	26	2	1.908	12.312
Struttura della proprietà (%)^(A)							
Enti locali	0	9	13	17	4	4	0
Borsa valori	70	35	5	0	0	54	60
Imprese energetiche estere	0	8	42	32	0	6	0
Imprese energetiche locali	0	0	6	19	4	1	0
Imprese energetiche nazionali	0	0	2	0	34	0	0
Istituti finanziari	3	21	3	0	0	8	4
Persone fisiche	0	0	5	2	2	1	0
Società diverse	0	10	23	30	56	5	1
Stato	27	16	0	0	0	22	35
Totale	100	100	100	100	100	100	100
B) COMPRAVENDITA^(B)							
Concentrazione							
Numero di imprese	2	10	56	163	163	394	778
Energia venduta M(m ³)	69.900	32.926	19.151	4.705	686	127.369	81.914
Vendita media per impresa	34.950	3.293	342	29	4	323	105
Struttura della proprietà (%)^(A)							
Enti locali	0	22	21	19	21	9	13
Borsa valori	67	28	5	0	0	46	48
Imprese energetiche estere	0	8	22	7	0	6	2
Imprese energetiche locali	0	1	15	44	12	4	1
Imprese energetiche nazionali	0	2	5	8	10	2	1
Istituti finanziari	3	22	6	0	0	7	4
Persone fisiche	0	0	2	8	19	1	2
Società diverse	0	10	22	14	38	6	6
Stato	30	7	1	0	0	19	23
Totale	100	100	100	100	100	100	100

continua →

TAV. 2.3 **CONCENTRAZIONE E STRUTTURA DELLE PROPRIETÀ
DELL'INDUSTRIA NAZIONALE DEL GAS NEL 2004**

SEGUE

	Società con:					Totale	Totale nel 1998
	> 10.000 M(m ³)	1.000- 10.000 M(m ³)	100- 1.000 M(m ³)	10- 100 M(m ³)	< 10 M(m ³)		
C. DISTRIBUZIONE^(C)							
Concentrazione							
Numero di imprese	-	4	36	139	301	480	774
Energia distribuita M(m ³)	-	14.170	13.548	4.680	823	33.222	30.004
Distribuzione media per impresa	-	3.543	376	34	3	69	39
Struttura della proprietà (%)^(A)							
Enti locali	-	15	54	43	52	33	39
Borsa valori	-	57	11	2	0	32	13
Imprese energetiche estere	-	1	10	8	1	5	0
Imprese energetiche locali	-	0	3	7	13	2	6
Imprese energetiche nazionali	-	0	1	9	3	2	3
Istituti finanziari	-	4	4	1	0	3	10
Persone fisiche	-	0	4	12	15	3	17
Società diverse	-	0	11	18	16	7	2
Stato	-	23	3	1	0	12	10
Totale	-	100	100	100	100	100	100

(A) I dati sulla proprietà si riferiscono al 31 dicembre 2004.

(B) Nel 2004 sono incluse le vendite ai grossisti e sul mercato libero.

(C) A mezzo reti locali.

compravendita dell'energia elettrica si sono diversificate nel settore del gas.

La struttura della proprietà del settore è determinata dal ruolo preminente svolto soprattutto dall'Eni ma anche dalle maggiori aziende locali quotate in borsa. Nelle categorie minori aumenta invece il peso degli enti locali e delle loro imprese, nonché delle persone fisiche e di società diverse la cui importanza nella proprietà delle più piccole imprese locali è rimasta tuttora significativa.

Distribuzione

In termini di concentrazione il settore della distribuzione elettrica è certamente quello che è cambiato di meno. Le principali modifiche sono infatti dovute all'acquisizione delle reti dell'Enel da parte di aziende municipali determinata dal decreto legislativo n. 79/99, che si riflette essenzialmente nella seconda e nella terza delle categorie riportate (società con 10-30 TWh e con 1-10 TWh di distribuzione annua). Anche la struttura proprietaria è abbastanza statica fatta eccezione per l'effetto della trasformazione dell'Enel e delle maggiori aziende degli enti locali. La quotazione in borsa ha infatti riguardato le aziende degli

enti locali di tutte le categorie riportate inclusa quella minore con meno di 1 TWh di distribuzione annua.

Nel settore della distribuzione del gas è sintomo della forte ristrutturazione in atto l'aumento della quantità di gas mediamente distribuita per società che è quasi raddoppiata, passando da 39 milioni di metri cubi nel 1998 a poco meno di 70 milioni di metri cubi nel 2004. Tale incremento è conseguente all'acquisizione di numerose piccole e medie aziende con attività di distribuzione inferiore a 10 milioni di metri cubi operata specialmente da Enel, ma anche da altri operatori come Thuega e ultimamente Gas Natural. Altre come Gaz de France si sono invece focalizzate su poche società di dimensione più consistente. Il parallelo processo di fusione tra aziende locali, avvenuto o in atto soprattutto nel Settentrione, ha anch'esso portato a una maggiore concentrazione del settore. Un analogo effetto ha avuto l'accorpamento di numerosi piccoli distributori, spesso di dimensioni comunali, in entità locali maggiori come nel caso di Hera S.p.A. Ulteriori dettagli sul processo di aggregazione in atto negli ultimi anni sono forniti nel Capitolo 4.

Il processo di aggregazione nel settore del gas si riflette anche in un forte dinamismo in termini di proprietà delle imprese. Il settore è caratterizzato da un'importante crescita del ruolo della borsa la cui quota nel capitale sociale delle imprese è cresciuta dal 13 per cento del 1998 al 31 per cento alla fine del 2004. L'incidenza dello Stato è tuttavia rimasta quasi invariata per via delle acquisizioni da parte dell'Enel di molteplici imprese locali di proprietà essenzialmente privata. È invece crollata negli ultimi anni l'incidenza della proprietà delle persone fisiche che precedentemente era una caratteristica di molte società del settore. Si è poi ridotto il peso degli istituti finanziari, anche in relazione al diminuito ruolo delle persone fisiche. Risulta molto palese la crescita dell'incidenza delle imprese estere nella proprietà dei distributori; essenzialmente pari a zero nel 1998, è aumentata al 5 per cento nel 2004. Il rialzo è dovuto soprattutto a Eni attraverso Thuega e a Gaz de France.

Infatti, nel settore del gas come in quello elettrico, in alternativa all'esportazione di energia tramite infrastrutture di trasporto essenzialmente sature, si è mostrato più conveniente sfruttare le occasioni offerte dalla liberalizzazione, acquistando attività in Italia per avere un accesso diretto agli utenti finali nella prospettiva di nuove possibilità di importazione.

INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA DEL GOVERNO E DEL PARLAMENTO

Modifiche legislative nel settore dell'energia

Documento di programmazione economica e finanziaria

Il Documento di programmazione economica e finanziaria (Dpef), come previsto dalla legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, rappresenta il principale strumento di indirizzo dell'attività dell'Autorità da parte di Parlamento e Governo. Deliberato dal Consiglio dei ministri il 29 luglio 2004, il Dpef per il periodo 2005-2008 affronta brevemente il tema dell'energia nel più generale ambito delle riforme economiche e sociali, quale fattore in grado di incidere sull'aumento della competitività del paese, in coerenza con gli obiettivi fissati dall'Unione europea a Lisbona.

Il Dpef sottolinea come il settore energetico necessiti di un'incisiva azione a favore della concorrenza allo scopo di ridurre i prezzi e i costi per le imprese e i cittadini. La politica per la concorrenza risulta, infatti, determinante per promuovere lo sviluppo, contrastare l'inflazione e difendere il potere d'acquisto. In particolare, il Governo considera prioritaria la promozione della sicurezza e dell'efficienza del sistema energetico, da attuarsi anche attraverso provvedimenti dell'Autorità. Essenziale a tali fini risulta dunque essere il completamento del processo di liberalizzazione nell'ambito di un quadro regolatorio certo.

Nel Dpef il Governo si impegna altresì a favorire la diversificazione delle fonti, lo sviluppo delle reti e la razionalizzazione dei soggetti operanti in attività di pubblico interesse.

Riordino del settore energetico e delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia

Una delle novità più rilevanti nell'ambito della legislazione energetica tra quelle realizzate nello scorso anno è rappresentata dall'emanazione, a oltre due anni dall'inizio dell'*iter* parlamentare, della legge 23 agosto 2004, n. 239, *Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*.

Il provvedimento, del cui *iter* si è già dato conto nelle *Relazioni Annuali* degli scorsi anni, dedica una prima parte sia all'individuazione dei principi fondamentali in materia energetica, che contribuiscono a garantire la tutela della concorrenza, dei livelli essenziali delle prestazioni, dell'incolumità e della sicurezza pubblica, sia alla disciplina delle attività del settore energetico. Tali disposizioni normative specificano, altresì, gli obiettivi generali e le linee di politica energetica nazionale, insieme ai criteri generali per la sua attivazione a livello territoriale, affidati allo Stato che si avvale di meccanismi di raccordo-cooperazione con le autonomie regionali. Segue l'indicazione dei compiti e delle funzioni amministrative esercitate dallo Stato, anche avvalendosi dell'Autorità; altre norme invece riguardano specificamente la stessa Autorità.

In particolare, il comma 11 stabilisce che il Governo, nell'ambito del Dpef, indichi all'Autorità il quadro delle esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità dei settori dell'energia elettrica e del gas, corrispondenti agli interessi generali nazionali. Il Consiglio dei ministri può definire indirizzi di politica generale per l'esercizio delle funzioni attribuite all'Autorità. Il comma 12 fissa il termine per la presentazione al Parlamento e al Presidente del Consiglio dei ministri della *Relazione Annuale* sull'attività svolta dall'Autorità entro il 30 giugno di ogni anno.

All'Autorità è confermata la funzione consultiva su atti o provvedimenti, con la precisazione che qualora essa non si esprimesse entro 60 giorni dal ricevimento dei medesimi, questi possono comunque essere adottati. Analogamente, nel caso in cui l'Autorità non adotti atti o provvedimenti di sua competenza ai sensi delle leggi vigenti, il Governo potrà, comunque, adottare i relativi provvedimenti. Il numero dei componenti dell'Autorità, con l'entrata in vigore della legge, passa da tre a cinque. Stante la scadenza naturale dei componenti in carica, i nuovi membri, non ancora nominati al momento della stesura della presente *Relazione Annuale*, saranno individuati secondo la procedura fissata dalla legge n. 481/95.

La parte successiva delle disposizioni che qui si analizzano riguarda la tematica della liberalizzazione dei mercati. In particolare, è prevista un'esenzione, secondo principi e criteri fissati con decreto dal Ministero delle attività produttive, dalla disciplina che stabilisce il diritto di accesso dei terzi, per minimo 20 anni e per una quota pari almeno all'80 per cento, a favore dei soggetti che investono nella realizzazione di nuove infrastrutture di interconnessione tra le reti nazionali di trasporto di gas degli Stati membri dell'Unione europea e la rete di trasporto italiana.

Si riconosce, inoltre, il diritto all'allocazione prioritaria di nuova capacità ai punti di ingresso della rete nazionale del gas ai soggetti che investono nella realizzazione di nuove infrastrutture internazionali di interconnessione con Stati non appartenenti all'Unione europea.

Si evidenzia, tra gli altri, il comma 29 che attribuisce al Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministero delle attività produttive, il potere di definire condizioni e vincoli cui devono conformarsi imprese o enti degli Stati membri dell'Unione europea, nel caso di operazioni di concentrazione di imprese operanti nei mercati dell'energia, ove non sussistano adeguate garanzie di reciprocità nei rispettivi paesi di appartenenza.

I commi successivi sono dedicati allo sviluppo della concorrenza. Nello specifico, vengono fissate le nuove soglie di apertura del mercato elettrico già previste dalla direttiva europea: a decorrere dal 1° luglio 2004 è cliente idoneo ogni cliente non domestico e dal 1° luglio 2007 cliente idoneo sarà ogni cliente finale. Ai clienti divenuti idonei è riconosciuto il diritto di recedere dal precedente

contratto di fornitura con modalità stabilite dall'Autorità; qualora tale diritto non venga esercitato la fornitura a questi clienti continua a essere garantita dall'Acquirente Unico.

Nell'ambito del mercato del gas, l'Autorità, al fine di assicurare la fornitura di gas naturale ai clienti finali allacciati alla rete con consumi inferiori o pari a 200.000 m³ annui che, temporaneamente, sono privi di fornitore o che risiedono in aree geografiche nelle quali non si è ancora sviluppato un mercato concorrenziale, è tenuta a individuare le imprese di vendita del gas che svolgano la funzione di "fornitore di ultima istanza".

Rete nazionale di trasmissione dell'energia elettrica

Il decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito nella legge 27 ottobre 2003, n. 290, in materia di sicurezza del sistema elettrico nazionale, disponeva la definizione, mediante decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, dei criteri e delle modalità per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione. Lo stesso decreto legge aveva altresì stabilito che nessuna società operante nel settore della produzione, importazione, distribuzione e vendita di energia elettrica potesse detenere, a decorrere dal 1° luglio 2007, quote superiori al 20 per cento del capitale delle società che sono proprietarie o che gestiscono reti nazionali di trasporto di energia elettrica e di gas. In attuazione del citato decreto legge n. 239/03, è stato emanato, l'11 maggio 2004, il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri recante *Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione*.

In vista della promulgazione del suddetto decreto, l'Autorità ha inviato al Governo, il 20 aprile 2004, una segnalazione, affinché le misure in via di adozione fossero tali da garantire l'indipendenza e l'imparzialità del soggetto investito della gestione della rete di trasmissione nazionale. L'Autorità ha quindi segnalato la necessità di definire disposizioni volte a escludere che singoli operatori settoriali possano influenzare le decisioni che il soggetto risultante dall'unificazione adotterà nell'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento.

Con tale provvedimento si è inteso dunque unificare in capo a un unico soggetto la proprietà e la gestione dell'intera rete elettrica nazionale di trasmissione, al fine sia di favorire lo sviluppo della capacità di trasporto della stessa rete, sia di migliorare la sicurezza e l'economicità del sistema elettrico nazionale. Perseguendo tale finalità, il decreto in esame ha disposto il trasferimento in capo a Terna S.p.A. delle attività, delle funzioni, dei beni e dei rapporti giuridici attivi e passivi facenti capo alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A., a eccezione di alcune funzioni e partecipazioni tra cui quelle detenute nelle società Gestore del mercato elettrico S.p.A. e Acquirente Unico, da attuarsi entro il 31 ottobre 2005; lo stesso decreto ha inoltre stabilito la privatizzazione

del soggetto risultante dall'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione.

**Piano d'azione per
lo sviluppo economico,
sociale e territoriale**

Gli altri sviluppi della legislazione energetica realizzati nel corso dell'ultimo anno sono rappresentati dall'approvazione del decreto del Ministero delle attività produttive 17 dicembre 2004, riguardante *Modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2005* e dal decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, recante *Disposizioni urgenti nell'ambito del Piano di azione per lo sviluppo economico, sociale e territoriale*.

Quest'ultimo rappresenta uno dei due provvedimenti (un decreto legge, appunto, e un disegno di legge) di cui si compone il Piano d'azione per lo sviluppo economico, sociale e territoriale approvato dal Governo l'11 marzo 2004. Il decreto legge contiene disposizioni eterogenee volte a conferire nuovo slancio e competitività all'economia nazionale. In particolare, le misure inserite in esso riguardanti il mercato dell'energia si riferiscono al potenziamento della rete infrastrutturale (terminali di rigassificazione) e a interventi a sostegno dell'attività produttiva (estensione di condizioni tariffarie elettriche favorevoli alle forniture di energia elettrica destinata alle produzioni e lavorazioni di alluminio, piombo, argento, zinco e al ciclo cloro-soda).

Tale decreto ha iniziato l'*iter* parlamentare per la sua conversione in legge ed è, al momento della stesura della presente *Relazione Annuale*, all'esame della V Commissione del Senato della Repubblica (AS 3344).

Il disegno di legge (AC 5736), invece, è stato presentato al Parlamento il 22 marzo 2005, iniziando così il suo *iter* parlamentare con l'assegnazione in prima lettura presso le Commissioni riunite I, affari costituzionali, e V, bilancio, della Camera dei deputati.

Tra le disposizioni poste a sostegno del mercato, talune riguardano specificamente il settore energetico, quali quelle che contemplano le misure per la produzione razionale e la distribuzione energetica, nonché per la previsione del divieto di oblazione, ossia del pagamento in misura ridotta delle sanzioni amministrative pecuniarie comminate dall'Autorità a seguito dell'accertata violazione dei propri provvedimenti.

Altri interventi normativi

Nel corso dell'anno 2004 hanno visto la luce i due decreti ministeriali 20 luglio 2004 in materia di promozione del risparmio e dell'efficienza negli usi finali di energia elettrica e gas naturale, la cui attuazione è demandata all'Autorità, Tali decreti si pongono come obiettivo quello di conseguire, entro il 2009, un risparmio di energia pari all'incremento annuo dei consumi complessivi nazionali di energia registrato nel periodo 1999-2001. La prevista riduzione dei consumi nazionali concorre, quindi, al conseguimento degli obiettivi di riduzione

dei gas serra, in conformità con gli impegni assunti dall'Italia nell'ambito del Protocollo di Kyoto.

Al fine di dare attuazione alle previsioni contenute nei due decreti, è stato delineato un meccanismo che si fonda sull'imposizione di obblighi quantitativi di risparmio di energia primaria, posti a carico dei distributori di energia elettrica e di gas naturale, da raggiungere attraverso lo sviluppo di progetti a favore dei consumatori finali di energia o mediante l'acquisto da terzi di certificati (denominati "Titoli di efficienza energetica" o "certificati bianchi") attestanti il conseguimento di risparmi energetici da parte di altri soggetti.

Tra gli interventi normativi dell'anno trascorso si segnalano inoltre: il decreto del Ministero delle attività produttive 6 agosto 2004, relativo alla determinazione dei costi non recuperabili del settore dell'energia elettrica (*stranded cost*); il decreto legge 12 novembre 2004, n. 273, convertito nella legge 30 dicembre 2004, n. 316, recante *Disposizioni urgenti per l'applicazione della Direttiva 2003/87/CE in materia di scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra nella Comunità europea*.

In vista dell'emanazione di quest'ultimo provvedimento, l'Autorità ha inviato al Governo una segnalazione per sostenere l'approvazione, da parte della Commissione europea, del Piano nazionale di allocazione elaborato dal Ministero dell'ambiente e dal Ministero delle attività produttive, con cui dare attuazione alla menzionata Direttiva 2003/87/CE. Tale direttiva prevede, infatti, che gli Stati membri attribuiscono, attraverso il citato piano di assegnazione nazionale, un numero di permessi di emissione di gas a effetto serra per ciascun impianto. I permessi vengono assegnati, per il primo triennio (2005-2007), a titolo gratuito ai singoli impianti produttivi in proporzione alle emissioni previste. Successivamente, nel caso in cui un impianto ecceda il quantitativo di emissioni assegnatogli, l'operatore dovrà acquistare sul mercato europeo crediti sufficienti a coprire tale eccedenza.

Il citato decreto legge n. 273/04, in attesa del recepimento da parte dell'Italia della Direttiva comunitaria 2003/87/CE, consente all'Autorità nazionale competente di richiedere ai produttori elettrici, rientranti nell'ambito di applicazione della stessa direttiva, le informazioni necessarie ai fini dell'assegnazione delle quote di emissione per il periodo 2005-2007, per completare così il Piano nazionale di allocazione.

Interventi normativi in corso di definizione

È proseguito, nel 2005, l'iter del disegno di legge costituzionale AS 2544, *Modifiche alla II Parte della Costituzione*, che, presentato il 18 ottobre 2004 e approvato in seconda lettura il 23 marzo 2005 dal Senato, è tornato, al momento della stesura del presente capitolo, all'altro ramo del Parlamento. Tale disegno di legge interessa direttamente le Autorità amministrative indipen-

denti. Infatti, l'art. 35 del testo licenziato dal Senato prevede che, per lo svolgimento di attività di garanzia o di vigilanza in materia di diritti di libertà garantiti dalla Costituzione e su materie di competenza dello Stato, la legge può istituire apposite Autorità indipendenti, stabilendone la durata del mandato, i requisiti di eleggibilità e le condizioni di indipendenza. È previsto altresì che le Autorità debbano riferire alle Camere sui risultati delle attività svolte.

Il Consiglio dei ministri, nella seduta del 18 febbraio 2005, ha approvato lo Schema di decreto del Presidente del Consiglio dei ministri recante *Definizione dei criteri di privatizzazione e delle modalità di dismissione della partecipazione detenuta da Eni S.p.A. nel capitale di Snam Rete Gas S.p.A.*

Tale provvedimento è ora all'esame della Camera e del Senato per la formulazione dei pareri delle commissioni competenti.

La privatizzazione di Snam Rete Gas, società che, come noto, svolge le attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale, assume 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. Tale provvedimento legislativo prevede infatti all'art. 1, comma 2, che per la privatizzazione delle imprese operanti nei settori di pubblica utilità il Governo individui i criteri e le modalità di dismissione, e li trasmetta al Parlamento per l'espressione del parere. Il provvedimento in esame richiama, nel preambolo e nella relazione di accompagnamento, alcune considerazioni contenute sia nel documento conclusivo dell'*Istruttoria congiunta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato sullo stato della liberalizzazione del settore del gas*, sia nella segnalazione 27 gennaio 2005 dell'Autorità; in entrambi si sottolinea come solo l'esistenza di un soggetto separato in termini proprietari e societari, terzo quindi rispetto alle fasi della filiera diverse dal trasporto, assicurerebbe la totale trasparenza e la non discriminazione dei comportamenti dell'impresa di trasporto del gas naturale.

Lo schema di deliberazione in esame intende dunque conciliare l'obbligo legislativo di riduzione della quota di proprietà dell'Eni nel capitale di Snam Rete Gas (ai sensi dell'art. 1-ter, comma 4, del decreto legge n. 239/03, convertito nella legge n. 290/03, poi novellato dall'art. 1, comma 24, lettera b), della legge n. 239/04) con l'esigenza di consentire al contempo all'Eni stessa di effettuare le scelte di disimpegno dal capitale secondo la tempistica che risulterà più opportuna.

EVOLUZIONE DELLA NORMATIVA AMBIENTALE

Obiettivi di Kyoto ed *Emission Trading*

Con la ratifica da parte della Federazione Russa, il Protocollo di Kyoto e i suoi *target* di riduzione dei gas a effetto serra sono diventati vincolanti. L'Unione europea si è impegnata a ridurre le emissioni nel periodo 2008-2012 dell'8 per cento circa rispetto a quelle registrate nel 1990. Per effetto di un accordo tra i paesi membri dell'Unione l'Italia è chiamata a limitare le proprie emissioni del 6,5 per cento.

Per conseguire le riduzioni richieste uno Stato può proporre misure nazionali di contenimento o ricorrere a meccanismi flessibili, quali il *Clean Development Mechanism*, la *Joint Implementation* e l'*Emission Trading* con paesi terzi che offrano costi di abbattimento delle emissioni più favorevoli.

La Direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra nella Comunità, definita anche Direttiva *Emission Trading*, introduce all'interno dell'Unione europea e per determinati settori uno strumento di mercato per il controllo delle emissioni. In quanto tale, la direttiva fonda un meccanismo di scambio che non deve essere confuso con quello flessibile dell'*Emission Trading* del Protocollo di Kyoto. Essa stabilisce che dal 1° gennaio 2005 nessun impianto compreso nei settori regolamentati possa continuare a operare senza un'apposita autorizzazione a emettere gas a effetto serra. È inoltre previsto che ciascun Stato membro assegni a ogni impianto, in relazione al *target* nazionale di contenimento, un numero di quote di emissione di CO₂. Queste, che rappresentano i diritti a emettere CO₂, divengono titoli scambiabili in tutto il circuito dell'Unione. Gli Stati, attraverso un Piano nazionale di assegnazione approvato dalla Commissione europea, rendono pubblici la modalità di gestione delle quote e il loro numero, da assegnare ai singoli impianti per il primo periodo 2005-2007, identificato dalla direttiva.

Il decreto legge n. 273/04 invita gli operatori a presentare la richiesta di autorizzazione a emettere gas serra e a fornire i dati necessari alla quantificazione delle quote nel triennio 2005-2007. Le autorizzazioni a emettere CO₂ sono state conseguentemente rilasciate con decreti congiunti del Ministero dell'ambiente e del Ministero delle attività produttive, che istituiscono sia disposizioni in materia di monitoraggio delle emissioni sia l'obbligo per i gestori a restituire le quote a fronte delle emissioni registrate.

Il Piano nazionale di assegnazione non è ancora stato approvato dalla Commissione europea. I problemi sorti riguardano il totale delle quote che l'Italia vorrebbe assegnare agli impianti e l'introduzione, per il settore elettrico, di un meccanismo di gestione delle quote che preveda una correzione *ex-post* dei cre-

TAV. 2.4 QUANTIFICAZIONE DELLE EMISSIONI PER SETTORE 1990-2000

Milioni di tonnellate equivalenti di CO₂

	1990	2000
Da usi di fonti energetiche	412,4	444,5
- termoelettrico	110,5	134,2
- raffinazione	17,1	17,4
- trasporti	104,4	124,4
- altre attività energetiche	90,8	90,5
Da altre fonti non energetiche	95,6	99,4
Totale emissioni di gas serra	508,0	543,9
Emissioni di gas serra dei settori compresi nella Direttiva 2003/87/CE	258,1	275,0
Emissioni di CO ₂ dei settori compresi nella Direttiva 2003/87/CE	210,2	224,0

Fonte: Ministeri dell'ambiente e delle attività produttive, Piano nazionale di assegnazione.

TAV. 2.5 QUANTIFICAZIONE DELLE QUOTE ASSEGNATE AI SETTORI OGGETTO DELLA DIRETTIVA

Milioni di tonnellate equivalenti di CO₂

	2005	2006	2007
Attività energetiche	178,2	179,1	184,6
- termoelettrico	135,9	136,7	141,9
- altri impianti di combustione	16,2	16,4	16,6
- teleriscaldamento	1,5	1,6	1,7
Emissioni da gas residui	8,2	8,2	8,2
Produzione trasformazione metalli ferrosi	20,2	20,4	20,6
Altri settori industriali	45,3	46,3	47,1
Totale	251,9	254,0	260,5

Fonte: Ministeri dell'ambiente e delle attività produttive, Piano nazionale di assegnazione.

diti. Quest'ultima consentirebbe di ridurre il rischio di un'erronea allocazione iniziale rispetto all'effettivo funzionamento degli impianti di generazione.

Nelle tavole 2.4 e 2.5 è offerta una sintesi quantitativa delle emissioni totali di gas climalteranti del nostro paese e delle quote proposte nell'ultima versione del Piano di assegnazione.

Per l'assegnazione delle quote al settore termoelettrico i Ministeri dell'ambiente e delle attività produttive hanno proceduto riconoscendo le emissioni storiche degli ultimi tre anni per gli impianti di cogenerazione e quelle previste, sulla base della generazione attesa nel triennio 2005-2007, per gli altri impianti. Per la stima della generazione attesa i ministeri si sono avvalsi della collaborazione tecnica dell'Autorità anche se non è possibile avere un riscontro tra le quote di generazione previste e l'allocazione proposta.

Le quote spettanti per soddisfare la domanda di energia elettrica sono date dalla somma di quelle riportate nel settore termoelettrico e nel caso dell'autoproduzione nei rispettivi settori industriali.

Sezione 2

**CONCORRENZA E REGOLAZIONE
NEI SETTORI ENERGETICI**

**STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE
DEL SETTORE ELETTRICO**

**STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE
DEL SETTORE DEL GAS NATURALE**

**OBBLIGHI DI SERVIZIO PUBBLICO,
QUALITÀ E TUTELA DEI CONSUMATORI**

**INDAGINI, VIGILANZA, CONTROLLI
E SANZIONI NEI SETTORI REGOLATI**

3. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO

EVOLUZIONE DEL SETTORE

Con l'avvio della borsa elettrica nell'aprile 2004 è stato compiuto un passo fondamentale verso la realizzazione del mercato come previsto dall'art. 5 del decreto 16 marzo 1999, n. 79.

Con l'1 gennaio 2005 la borsa elettrica è stata completata con la partecipazione attiva della domanda, vale a dire con l'espressione da parte dei consumatori o di loro delegati delle quantità e dei prezzi d'acquisto dell'energia elettrica.

La transizione a un modello di dispacciamento basato sull'ordine di merito economico, e dunque il ricorso a un criterio di mercato per selezionare gli impianti per la generazione dell'energia elettrica, ha determinato, nel corso del 2004, una maggiore focalizzazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sull'attività di sorveglianza. Infatti, l'avvio del mercato organizzato ha fatto emergere in modo trasparente i nodi strutturali del settore. Al contempo si è reso necessario tutelare le categorie più deboli dei consumatori dall'esposizione a una eccessiva volatilità del costo di approvvigionamento dell'energia elettrica. Le principali aree di intervento dell'Autorità sono riconducibili a due percorsi che appaiono oggi ancora distinti ma che dovranno trovare la loro sintesi nella realizzazione di un mercato concorrenziale.

Da un lato ritroviamo l'attività di regolazione *ex ante*, con l'introduzione di misure per la promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta di energia elettrica, e l'attività di monitoraggio *ex post* del mercato stesso. Gli elementi "visibili" di dette attività continuative dell'Autorità si sono concretizzati nell'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore, condotta congiuntamente con l'Antitrust, nonché nell'apertura di due istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi in borsa nel giugno 2004 e nel gennaio 2005.

Dall'altro, le azioni dell'Autorità sono riconducibili a interventi di regolazione mirati a trasferire in tariffa, nel rispetto delle regole del mercato, gli impatti conseguenti a un'allarmante dinamica dei prezzi internazionali dei combustibili – il prezzo del petrolio ha registrato un valore medio nel 2004 di 38,2 \$/barile, poi salito a 47,6 \$/barile nel primo trimestre 2005 – in presenza di un ancora limitato livello di concorrenzialità sul lato dell'offerta.

Queste ultime azioni sono state indirizzate prevalentemente alla regolazione del mercato vincolato dove i provvedimenti adottati dall'Autorità e dal Ministero delle attività produttive hanno permesso alla società Acquirente Unico S.p.A. di differenziare i propri approvvigionamenti tramite una molteplicità di contratti, bilaterali fisici, per differenza, CIP6 e *import*, che hanno ridotto a poco meno del 20 per cento, nel periodo aprile-dicembre 2004, gli acquisti allo scoperto nella borsa elettrica.

Le suddette misure, congiuntamente al riconoscimento in tariffa di un costo di approvvigionamento stimato su base annua, hanno permesso di tutelare le fasce più deboli della clientela dal rischio di volatilità dei prezzi di borsa.

Per quanto riguarda il segmento dei clienti idonei, l'Autorità ha introdotto una serie di misure finalizzate alla copertura del rischio di congestione nell'utilizzo della rete di trasmissione nazionale e delle interconnessioni con l'estero. Questi strumenti consentono di "sterilizzare" parzialmente gli effetti sul prezzo finale del rischio prezzo associato alle congestioni di rete.

I provvedimenti di copertura si accompagnano alla regolazione delle cessioni di energia CIP6, per il 2005 interamente realizzata dal Ministero delle attività produttive, che vede l'assegnazione di bande CIP6 con criterio pro-quota a un costo fisso pari a 50€/MWh.

Le azioni sopra descritte, tuttavia, devono essere ricondotte a un quadro compatibile con il processo di completamento del mercato elettrico e non a una risoluzione amministrativa dei difetti dovuti alle criticità strutturali. Giova a tale proposito ricordare che i gestori di reti confinanti con l'Italia hanno adottato approcci diversi nell'allocazione della capacità di interconnessione mentre sarebbe auspicabile uno sforzo maggiore per la condivisione a livello comunitario di un criterio armonizzato di gestione delle interconnessioni, quale prerequisito per la transizione a un mercato europeo dell'energia elettrica.

Sul fronte della generazione di energia elettrica, il 2004 ha visto un incremento della capacità produttiva sia grazie al completamento dei lavori di riconversione di centrali esistenti, sia per la messa in esercizio di nuovi impianti.

La disponibilità per gli operatori elettrici di ulteriore capacità produttiva è un passaggio indispensabile per garantire una maggiore concorrenza nell'offerta soprattutto una volta constatato che il processo di dismissione di impianti di produzione, attivato dal decreto di liberalizzazione n. 79/99, non ha portato a risultati soddisfacenti nello sviluppo di una concorrenza effettiva nel mercato.

Il processo di rinnovamento del parco impianti nazionale, che interesserà nel periodo 2005-2007 circa 15.000 MW, prevalentemente localizzati al Nord e pari al 21 per cento dell'attuale capacità disponibile, sarà solo parzialmente in grado di controbilanciare il potere di mercato dell'operatore dominante nella fissazione del prezzo dell'energia elettrica. L'attuale struttura di produzione vede l'ex monopolista con una quota di potenza efficiente netta produttiva superiore al 55 per cento del parco nazionale e con la quasi totalità degli impianti di punta nonché di una rilevante quota degli impianti di *mid merit*. Una simile struttura dell'offerta, pur differente nelle diverse zone del paese, garantisce all'operatore dominante un notevole vantaggio competitivo per la copertura di gran parte del fabbisogno orario. Nel febbraio 2005 è stata pubblicata l'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, condotta congiuntamente con

l'Autorità garante della concorrenza e del mercato. L'indagine si è concentrata sul mercato all'ingrosso nel 2004. In particolare, nel segmento dell'offerta di energia elettrica, sono state confermate le gravi criticità riconducibili all'esistenza di un operatore dominante in grado di esercitare un elevato potere di mercato e dunque una forte influenza nella determinazione dei prezzi, sostanzialmente in tutto il paese.

Le principali linee d'intervento proposte nelle conclusioni dell'indagine sono finalizzate a disciplinare le offerte di vendita in modo da ripristinare condizioni di mercato competitive, e a disincentivare strategie di sottrazione della capacità produttiva dal mercato al fine di condizionarne il prezzo.

Accanto a queste soluzioni di tipo regolatorio sono stati auspicati interventi orientati all'insediamento, da parte di soggetti diversi dall'operatore dominante, di nuovi impianti di produzione, soprattutto in zone a oggi deficitarie d'offerta, e tali da sviluppare la rete di trasmissione nazionale, riducendo al minimo i rischi di congestione interzonale e favorendo lo sviluppo delle linee di interconnessione con l'estero, anche tramite la realizzazione di "linee dirette".

Proprio sul fronte della trasmissione nel 2004 si è completato il quadro normativo già delineato dalla legge del 27 ottobre 2003, n. 290, volto all'unificazione proprietaria e gestionale della rete di trasmissione.

Tale proposta consente il riaccorpamento, entro il 31 ottobre 2005, della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale in capo a un unico soggetto, con esclusione delle attività commerciali e delle partecipazioni che l'attuale società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (GRTN) detiene nella società Gestore del mercato elettrico S.p.A. (GME) e nell'Acquirente Unico.

Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri dell'11 maggio 2004 ha introdotto tetti proprietari per limitare le quote di partecipazione delle società elettriche nella nuova società di trasmissione in modo che l'unificazione rappresenti un'operazione di razionalizzazione della rete di trasmissione e non un ostacolo all'ingresso di nuovi operatori. Questa operazione è motivata da un'aspettativa di maggior efficacia nelle attività di programmazione dello sviluppo della rete, nel finanziamento delle nuove infrastrutture e nella conseguente realizzazione dei lavori.

Sul versante della vendita dell'energia elettrica, con il 1° luglio 2004 per effetto della Direttiva europea 2003/54/CE si possono avvalere dell'idoneità tutti i consumatori non domestici.

L'apertura del mercato nel settore della vendita che, sempre per effetto della normativa europea, riguarderà anche i clienti domestici a partire dal 2007, rappresenta un passo altrettanto importante quanto l'apertura del mercato sul lato dell'offerta nel processo di liberalizzazione del settore elettrico. Tuttavia l'apertura quasi completa della domanda ha sofferto, nel 2004, di una limitata con-

correnza sul fronte della generazione.

A fronte di una domanda potenziale del settore idoneo pari a circa l'80 per cento dei consumi nazionali (al netto degli autoconsumi), al 31 dicembre 2004 i clienti idonei risultavano aver esercitato il diritto all'idoneità per una quota inferiore al 50 per cento, ovvero per 127,8 TWh. Tale dato evidenzia che i piccoli consumatori hanno aderito al mercato libero per una quota pari a circa il 60 per cento del potenziale.

Accanto a ciò si è assistito a una rivitalizzazione del mercato vincolato grazie all'introduzione da parte di alcuni operatori di una pluralità di opzioni tariffarie ritagliate per adeguare i consumi dei clienti finali ai segnali di prezzo orario del mercato elettrico attraverso tariffe bi-orarie, per piccoli consumatori e per seconde case.

Domanda e offerta nel 2004

Il bilancio degli operatori elettrici, riportato nella tavola 3.1, riassume il ruolo svolto dalle principali categorie di operatori nella determinazione dei flussi di energia elettrica dalle fasi della generazione e dell'importazione, fino a quelle della vendita e del consumo finale. Esso ha la funzione di permettere una visione d'insieme dell'intero mercato dell'energia elettrica, visione che viene persa nell'analisi dettagliata sviluppata nel seguito del presente capitolo con riferimento alle varie parti del sistema.

I cambiamenti intercorsi nell'organizzazione del mercato, nella struttura e nella proprietà delle imprese hanno suggerito una sostanziale revisione della struttura del bilancio. La radicale trasformazione dell'industria elettrica europea avvenuta negli ultimi anni, nonché i mutamenti in corso e previsti nel prossimo futuro sia in Italia sia nel resto dell'Unione europea, richiedono di dare risalto alla dimensione delle imprese più che alla loro proprietà e origine nazionale. Inoltre, con la avvio della borsa elettrica nel 2004 è diventato operativo l'Acquirente Unico.

Come per gli anni passati, per operatore si intende l'insieme delle società di generazione e *trading* appartenenti allo stesso gruppo di controllo. Pertanto, l'operatore Enel S.p.A. raggruppa i grossisti Enel Trade S.p.A. ed Enel Energia S.p.A. assieme ai produttori Enel Produzione S.p.A. ed Enel Green Power S.p.A. Analogamente, i produttori con generazione maggiore di 10 TWh includono, oltre alle varie società di produzione (Edison S.p.A., Endesa Italia S.p.A. ed Edipower S.p.A.), anche i grossisti associati a queste imprese. I grossisti indipendenti non hanno legami societari diretti con le imprese di produzione nazionale ma in molti casi risultano collegati con produttori esteri; tra questi si distin-

guono EGL Italia S.p.A., Atel Energia S.r.L. ed EdF Energia Italia S.r.L.

Con l'avvio della borsa elettrica è necessariamente cambiata la struttura per attività esercitata. La principale novità nel bilancio riguarda l'introduzione della struttura delle attività di compravendita tra operatori nazionali. Oltre agli acquisti da produttori e grossisti in base a contratti bilaterali e quelli dalla borsa elettrica, il bilancio evidenzia le assegnazioni di energia CIP6 assieme ad altre partite gestite dal GRTN e i trasferimenti in *tolling*. I principali beneficiari di questi ultimi sono società azioniste di Edipower (principalmente Aem Milano S.p.A., Aem Torino S.p.A. e Atel) che figurano tra i produttori e i grossisti di media grandezza (1-10 TWh). Più in basso, oltre alle importazioni distinte tra assegnazioni del GRTN e dei gestori esteri, viene evidenziata la distribuzione tra operatori delle vendite all'Acquirente Unico e in borsa e le cessioni di produzione incentivata (CIP6, miniidro ed eccedenze) al GRTN nonché le vendite ad altri grossisti e produttori in base a contratti bilaterali.

Il bilancio cerca di rappresentare il più fedelmente possibile anche l'andamento dei consumi finali nel corso del 2004, differenziando tra autoconsumi degli autoproduttori, mercato vincolato e mercato libero, distinto per principali classi di consumo. Come noto, nei primi tre mesi dell'anno ha continuato a funzionare il meccanismo dello STOVE che ha coinvolto la produzione dell'Enel e delle tre ex GenCo. Per semplicità il bilancio evidenzia le forniture al mercato vincolato come se venissero effettuate direttamente da queste società e dall'Acquirente Unico, mentre notoriamente tale funzione è svolta dai gestori delle reti.

Il bilancio permette di apprezzare il diverso peso delle varie tipologie di acquisto e vendita; per esempio, con riferimento al ruolo della borsa elettrica rispetto ai contratti bilaterali o alle cessioni e assegnazioni di energia incentivata tra le varie categorie di operatori. Tuttavia, data la specificazione per categorie che aggregano più produttori e grossisti, occorre molta cautela nella lettura e interpretazione del bilancio. I dati riportati includono, oltre alle transazioni tra diverse categorie di operatori, anche quelle tra operatori compresi all'interno della stessa categoria con il risultato di ingigantire le quantità complessive che risultano dalle semplici sommatorie. È evidente, per esempio, che i totali degli acquisti e delle cessioni includono anche le rivendite, mentre i trasferimenti netti prima delle perdite non possono essere calcolati in via diretta dalle voci precedenti, ma richiedono di entrare nel dettaglio delle transazioni tra singoli operatori.

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 3.1 BILANCIO DEGLI OPERATORI ELETTRICI NEL 2004

TWh

	PRODUTTORI				ACQUIRENTE UNICO	GROSSISTI INDIPENDENTI			TOTALE
	ENEL	> 10 TWH	1-10 TWH	< 1 TWH		> 10 TWH	1-10 TWH	< 1 TWH	
Produzione nazionale netta^(A)	125,9	81,6	56,7	22,5	0,0	0,0	0,0	0,0	286,6
Acquisti da operatori nazionali	36,7	31,0	56,3	17,6	110,2	13,5	62,0	13,8	341,2
Da produttori	21,6	10,7	18,0	6,0	29,2	1,6	10,0	1,1	98,3
Da grossisti	9,1	18,1	14,1	9,4	1,1	5,9	28,9	8,9	95,5
Dalla Borsa elettrica	1,4	0,0	1,5	0,6	62,6	0,1	2,0	1,0	69,2
Dal GRTN ^(B)	4,4	2,2	8,7	0,8	17,3	5,9	14,8	2,7	56,7
Tolling/mandato e altro	0,1	0,0	14,1	0,7	0,0	0,0	6,3	0,2	21,4
Importazioni nette^(C)	4,5	1,0	4,9	1,8	15,6	1,8	13,6	2,3	45,6
Assegnate dal GRTN	4,2	0,9	3,4	1,0	15,6	1,2	6,9	1,3	34,5
Assegnate dai Gestori esteri	0,3	0,2	1,6	0,7	0,0	0,6	6,7	1,0	11,1
Cessioni ad altri operatori	123,6	94,1	66,6	11,8	125,8	0,1	31,5	5,3	458,8
Acquirente unico	22,3	2,7	2,6	0,4	0,0	0,0	2,0	0,3	30,3
Borsa elettrica	47,6	7,0	10,1	0,5	0,0	0,1	1,6	0,3	67,3
GRTN	18,5	21,3	20,6	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	65,6
Grossisti e produttori	35,4	63,1	33,2	5,6	0,0	0,0	27,8	4,7	169,8
Distributori ^(D)	18,3	6,7	0,9	0,0	125,8	0,0	0,0	0,0	151,7
Energia destinata ai pompaggi	10,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,3
Generata in proprio	2,7	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8
Acquistata sul mercato	7,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5
Trasferimenti netti	-91,7	-60,9	-16,5	-8,0	136,1	11,1	23,7	6,3	0,0
Perdite^(E)	8,9	5,7	4,2	1,7	1,1	0,1	0,9	0,2	22,7
Vendite e consumi finali	19,6	16,0	40,8	14,6	150,7	12,7	36,4	8,5	299,3
Autoconsumi per usi finali	0,0	0,7	10,1	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	19,5
Vendite a clienti finali	19,6	15,3	30,7	6,0	150,7	12,7	36,4	8,5	279,8
Mercato vincolato ^(F)	0,0	0,0	0,0	0,0	150,7	0,0	0,0	0,0	150,7
Mercato libero	19,6	15,3	30,7	6,0	0,0	12,7	36,4	8,5	129,1
< 50 Mwh	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	1,5	0,3	2,2
50-500 MWh	0,6	0,3	1,3	0,7	0,0	0,1	3,2	0,6	6,7
500-5.000 MWh	2,6	4,3	7,9	2,1	0,0	0,6	9,4	2,2	29,0
5.000-50.000 MWh	4,1	5,3	12,3	2,3	0,0	2,9	11,5	3,8	42,1
> 50.000 MWh	12,2	5,4	9,2	0,7	0,0	9,2	10,8	1,6	49,2

(A) Include i pompaggi.

(B) Acquisti dal GRTN di energia incentivata da parte di clienti idonei finali inclusa negli acquisti dei grossisti.

(C) Le importazioni dirette dei clienti finali incluse nella categoria dei produttori con < 1 TWh in quanto praticamente tutti autoproduttori.

(D) Le vendite dai produttori ai distributori riguardano i primi 3 mesi dell'anno in cui ha continuato a funzionare il meccanismo dello STOVE.

(E) Le perdite vengono attribuite agli operatori in funzione dell'entità della produzione e delle importazioni.

(F) Le vendite finali al mercato vincolato sono attribuite all'Acquirente unico anche se effettuate attraverso i gestori delle reti di distribuzione.

Fonte: Elaborazione di AEEG delle dichiarazioni degli operatori e sulla Banca dati dei clienti idonei. La produzione nazionale netta include i pompaggi. I trasferimenti comprendono: l'energia da impianti CIP 6; le cessioni delle bande di capacità di importazione e gli scambi. I dati riportati possono differire da quelli presentati in altre tabelle per via della diversa origine.

APPROVVIGIONAMENTO: PRODUZIONE NAZIONALE E IMPORTAZIONI

Struttura della produzione nazionale

Nel 2004 la domanda di energia elettrica è aumentata dello 0,4 per cento riassorbendo, pertanto, parte del marcato incremento del fabbisogno che si era registrato nel 2003. Nonostante una sostanziale stabilità della domanda, nel 2004 si sono registrate interessanti novità sul lato offerta, sia nella composizione delle fonti di generazione, sia nell'evoluzione del parco impianti per tecnologia e per operatore. La tavola 3.2, pur su dati provvisori, indica un incremento della generazione nazionale del 2,2 per cento, giustificabile con la diminuzione del ricorso alle importazioni che, lo scorso anno, hanno fatto registrare una contrazione di oltre il 10 per cento a seguito di interventi sulla rete di interconnessione da parte del GRTN. L'incremento della produzione nazionale è stato in gran parte soddisfatto da una maggiore generazione di energia idroelettrica i cui volumi di produzione, dopo due anni di siccità, sono ritornati su valori allineati alla media del decennio, da un maggior contributo dell'energia da biomasse e rifiuti, ancorché poco significativo in termini assoluti, e da un forte incremento della generazione eolica. Il contributo di queste ultime fonti è maggiormente evidente se osservato su un periodo più lungo.

Per quanto concerne la generazione termoelettrica, al netto della produzione imputabile a biomasse e rifiuti, si è assistito a una marcata redistribuzione dei contributi per fonti.

Il gas, grazie all'entrata in esercizio di nuovi impianti e al completamento dei lavori di conversione di altri, ha incrementato il proprio contributo percentuale che nel 2004 ha raggiunto il 43,1 per cento della produzione lorda (nel 1997 era pari al 24 per cento). La generazione da carbone è aumentata del 16,5 per cento nel 2004 rispetto al 2003, per effetto di un maggiore impiego dei combustibili solidi in centrali termoelettriche policombustibili. In forte calo, di conseguenza, e come del resto preannunciato da diverso tempo, è stato l'utilizzo di prodotti petroliferi. Il parco impianti nazionale ha prodotto, nel 2004, per la prima volta meno energia elettrica ricorrendo a olio combustibile anziché a carbone. È aumentato il ricorso ad altri combustibili mentre sostanzialmente stabile è stato l'utilizzo degli impianti idroelettrici a pompaggio, stando a significare che i prezzi che si formano sul mercato elettrico a seguito dell'apertura della borsa mantengono un differenziale tra ore di basso e di alto carico sufficiente a permetterne la convenienza economica all'esercizio.

Qualche importante novità è riscontrabile anche nei contributi alla produzione nazionale delle maggiori società di generazione elettrica. Nella figura 3.1, vengono riportate le quote di generazione nel 2004 confrontate con quelle del 2003.

TAV. 3.2 PRODUZIONE LORDA PER FONTE 1997-2004

GWh

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Solidi	20.518	23.311	23.812	26.272	31.730	35.446	38.813	45.209
Gas naturale	60.649	70.213	86.217	97.607	95.906	99.413	117.301	129.340
Prodotti petroliferi ^(A)	113.282	107.237	91.286	85.878	75.009	76.997	65.771	44.885
Altri ^(B)	5.600	5.900	5.900	8.800	14.147	15.789	16.406	19.741
Totale termoelettrico	200.049	206.661	207.215	218.557	216.792	227.645	238.291	239.175
Totale pompaggi	4.965	6.232	6.451	6.688	7.117	7.744	7.603	7.493
Idroelettrico	41.599	41.213	45.358	44.204	46.810	39.519	36.674	41.237
Eolico	118	232	402	563	1.178	1.404	1.458	1.832
Fotovoltaico	6	6	6	6	5	4	5	5
Geotermico	3.905	4.214	4.403	4.705	4.506	4.662	5.341	5.430
Biomassa e rifiuti	820	1.228	1.822	1.906	2.587	3.422	4.493	5.200
Totale rinnovabili	46.448	46.893	51.991	51.384	55.086	49.012	47.971	53.704
Totale	251.462	259.786	265.657	276.629	278.995	284.401	293.865	300.370

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

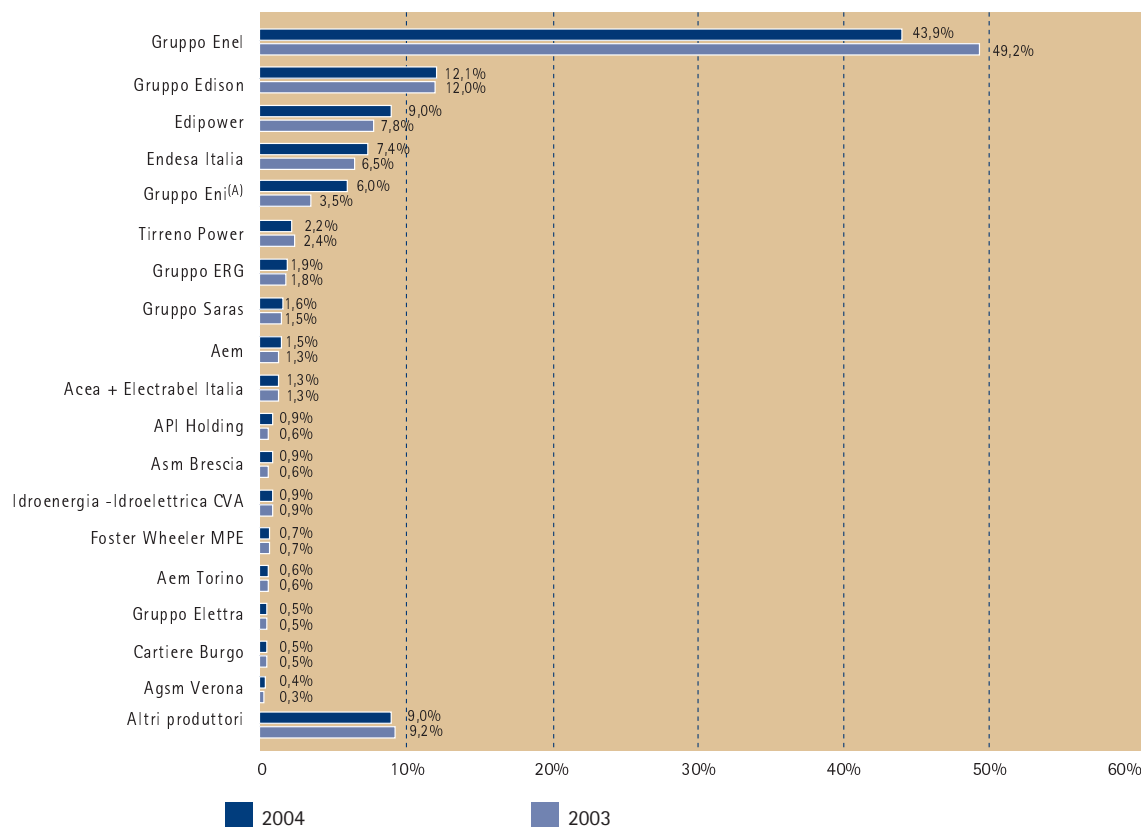
(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore ed espansione del gas compresso.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRN; per l'anno 2004 stime su dati degli operatori.

Emerge, in maniera abbastanza evidente, una diminuzione della produzione del gruppo Enel (Enel Produzione ed Enel Green Power) a fronte di un generalizzato incremento degli altri principali produttori, in termini sia assoluti, sia percentuali. Le mutate quote di generazione per società, rispetto allo scorso anno, sono da attribuirsi a una serie di fattori tra i quali vale la pena ricordare: il completamento dei lavori di rifacimento e conversione degli impianti nell'ex perimetro Enel, che avevano limitato la generazione nel corso del 2003, la realizzazione di nuovi impianti e il loro posizionamento nell'ordine di merito economico del mercato elettrico, la possibile strategia di prezzo e quantità da parte di Enel, a seguito dell'entrata in operatività della borsa elettrica.

In particolare, per quanto riguarda le società nate dalla dismissione degli impianti Enel, sono da evidenziare gli incrementi alla generazione nazionale di Edipower e di Endesa Italia, il cui parco termoelettrico si sta oramai avviando al completo rinnovamento, mentre per Tirreno Power S.p.A., la cui cessione da Enel è stata finalizzata nel gennaio 2003, si dovrà attendere ancora l'anno prossimo per osservarne il posizionamento in relazione agli altri maggiori operatori nazionali.

FIG. 3.1 **CONTRIBUTO DEI PRINCIPALI OPERATORI ALLA PRODUZIONE NAZIONALE LORDA**
Confronto 2003-2004, dati in percentuale



(A) Esclusa la divisione Exploration & Production

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

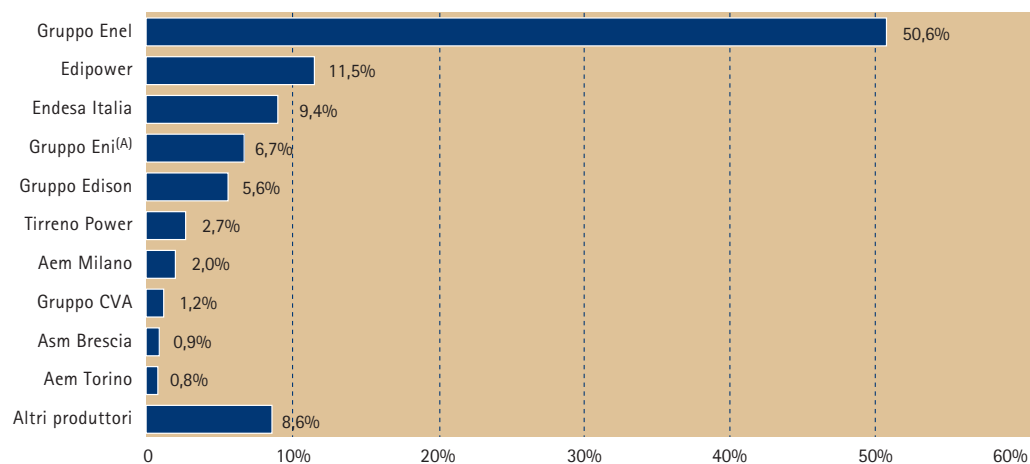
Il gruppo Eni è cresciuto sensibilmente grazie alla realizzazione da parte di Eni Power S.p.A. di nuove centrali elettriche cogenerative. Anche le società municipalizzate hanno incrementato il loro contributo alla generazione nazionale. Sostanzialmente stabile è stato invece l'apporto degli operatori la cui generazione è ceduta, per la maggior parte, tramite convenzioni in CIP6 al GRTN.

La figura 3.2 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 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 nel 2004.

I primi sei gruppi di rilevanza nazionale coprono oltre l'80 per cento della generazione termoelettrica. La tavola 3.3 ne riporta il contributo percentuale nazionale nel dettaglio del combustibile. Le somme per colonna evidenziano come i

FIG. 3.2 **CONTRIBUTO DEI PRINCIPALI OPERATORI ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DESTINATA AL CONSUMO**

Dati in percentuale, anno 2004



(A) Esclusa la divisione Exploration & Production

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 3.3 **CONTRIBUTO DEI PRIMI OPERATORI NAZIONALI ALLA GENERAZIONE TERMOELETTRICA PER FONTE**

Dati in percentuale, anno 2004

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS	ALTRE FONTI ^(B)
Enel	71,4	51,5	32,5	0,0
Edipower	4,4	19,6	10,8	0,0
Endesa Italia	13,6	9,2	7,3	0,0
Eni ^(C)	0,0	8,9	9,1	11,2
Edison	0,0	0,0	21,5	24,2
Tirreno Power	9,6	2,4	0,8	0,0
Totale su stima nazionale	99,1	91,5	81,9	35,4

(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.

(C) Esclusa la divisione Exploration & Production

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

primi sei operatori coprono la quasi totalità della generazione a carbone e la maggior parte della generazione da prodotti petroliferi; la quota di ricorso a gas naturale è pari invece al loro peso nella generazione termoelettrica nazionale mentre l'impiego di altre fonti appare decisamente limitato. La tavola della generazione per fonte rispecchia la struttura del parco impianti che vede i produt-

tori minori e gli autoproduttori maggiormente orientati all'impiego di gas naturale. Infine è possibile notare come l'utilizzo delle cosiddette altre fonti di generazione sia attribuibile in larga parte a numerosi produttori riconducibili a impianti legati ai processi produttivi, spesso accompagnati da convenzioni CIP6 o dedicati all'autoproduzione.

Nel settore delle energie rinnovabili si assiste a una maggiore differenziazione societaria anche se emerge una concentrazione proprietaria per fonte. Il gruppo Enel risulta contribuire alla generazione idroelettrica per oltre il 50 per cento del totale nazionale e detenere la totalità della generazione geotermoelettrica. Nel settore eolico, in forte crescita negli ultimi anni per effetto delle politiche di incentivazione, oltre il 90 per cento della generazione nazionale è concentrato in tre gruppi. Diverso il caso delle biomasse e dei rifiuti il cui utilizzo è maggiormente legato a società di piccole dimensioni o a municipalizzate.

TAV. 3.4 **CONTRIBUTO DEI PRIMI OPERATORI NAZIONALI ALLA GENERAZIONE PER FONTE RINNOVABILE**

Dati in percentuale, anno 2004

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	BIOMASSA
Enel Produzione ed Enel Green Power	51,7	100,0	12,9	0,1
Edison	8,3	0,0	22,3	0,6
Gruppo CVA	6,4	0,0	0,0	0,0
Endesa Italia	5,9	0,0	0,9	1,7
Edipower	5,5	0,0	0,0	0,0
Aem Milano	4,0	0,0	0,0	0,0
Aem Torino	2,0	0,0	0,0	0,0
Tirreno	0,5	0,0	0,0	0,0
Asm Brescia	0,1	0,0	0,0	11,0
Gruppo Api	0,0	0,0	0,0	9,0
Eni	0,0	0,0	0,0	2,0
IVPC	0,0	0,0	57,9	0,0
Totale su stima nazionale	84,4	100,0	94,1	24,4

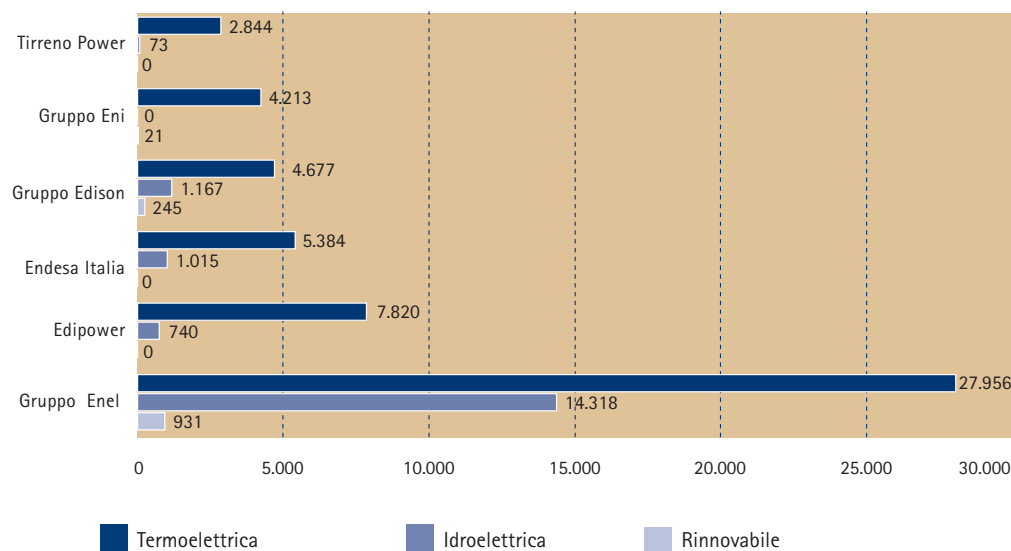
Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Composizione del parco elettrico

A metà del 2004 la potenza efficiente netta operativa degli impianti di generazione, elencati nel *Registro delle unità di produzione* (RUP) gestito dal GRTN, era pari a circa 70.000 MW, ovvero circa il 90 per cento della capacità installata nel nostro paese. Per gli impianti termoelettrici la potenza operativa censita era pari a 48.631 MW (70 per cento della capacità totale).

Per gli impianti idroelettrici la capacità netta installata era pari a circa 20.000 MW (28,5 per cento della dotazione totale), mentre il parco eolico e geotermico pesava per meno del 2 per cento della potenza complessiva.

FIG. 3.3 **DISPONIBILITÀ DI CAPACITÀ LORDA PER I MAGGIORI GRUPPI**
MW; anno 2004



Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La figura 3.3 illustra la capacità lorda per i maggiori operatori. Enel conserva ancora nel 2004, a conclusione del processo di dismissione, più del 50 per cento della capacità di generazione nazionale.

Evoluzione del parco elettrico Il 2004 ha confermato la tendenza a una redistribuzione dei consumi nell'arco dell'anno con una concentrazione delle ore di alto carico non più solo nel periodo invernale ma anche, pur in presenza di un'estate con temperature miti, nel periodo estivo. Il luglio del 2004 ha fatto registrare il nuovo record di domanda (53.500 MW) rispetto al dicembre 2003 e nuovamente, nel dicembre 2004, la domanda di energia elettrica in Italia ha raggiunto il suo massimo storico con 53.600 MW. Una maggiore domanda nel periodo estivo rispetto al 2003 non ha tuttavia determinato la necessità di interruzioni del servizio. L'entrata in esercizio di nuovi impianti, la maggiore disponibilità degli impianti termoelettrici e la migliore idraulicità degli impianti idroelettrici hanno permesso di soddisfare la domanda di energia elettrica pur a fronte di una minore capacità di importazione e un più alto carico.

Il Ministero della attività produttive, nel periodo 2002-2004, ha rilasciato autorizzazioni per la realizzazione di nuovi impianti per una capacità complessiva pari a circa 20.000 MW. Il 40 per cento delle nuove autorizzazioni si concentra al Nord dove è già installato il 53 per cento circa della potenza efficiente netta esistente.

TAV. 3.5 LOCALIZZAZIONE DELLE AUTORIZZAZIONI PER NUOVE CENTRALI TERMOELETTRICHE RILASCIATE NEL PERIODO 2002-2004

ZONE	MW	% SU TOTALE
Nord	7.957	40,3%
Centro-Nord	790	4,0%
Centro-Sud	1.580	8,0%
Sud	5.430	27,5%
Calabria	4.000	20,2%
Totale Italia	19.757	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive, aggiornamento 21 dicembre 2004.

TAV. 3.6 CRESCITA DELLA CAPACITÀ INSTALLATA NEL BIENNIO 2004-2005

MW

ANNO	POTENZA INSTALLATA A FINE ANNO	NUOVI IMPIANTI ENTRATI IN FUNZIONE ENTRO LA FINE DELL'ANNO	INCREMENTO CAPACITÀ PRODUTTIVA PER REPOWERING, RICONVERSIONI, AMBIETALIZZAZIONI	DISMISSIONI	ENTRATE NETTE
2003	78.250				
2004	80.092	1.390	1.058	- 606	1.842
2005	84.993	4.190	1.312	- 601	4.901
2004-2005		5.580	2.370	- 1.207	6.743

Fonte: Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica AEEG, AGCM.

Secondo i dati del GRTN nel biennio 2004-2005 la capacità installata, al netto delle dismissioni, dovrebbe aumentare di poco meno di 7.000 MW.

Nel più ampio periodo 2004-2007 si prevede un incremento della potenza efficiente netta operativa pari a circa 14.800 MW, per oltre il 60 per cento localizzata nella zona nord.

Un terzo dell'aumento di capacità disponibile è ascrivibile a impianti appartenenti all'ex perimetro Enel, ovvero sia gli impianti confluiti in Edipower, Endesa Italia e Tirreno Power e gli impianti di Enel Produzione, un altro terzo è relativo agli impianti di EniPower.

L'incremento della capacità installata e, soprattutto, della capacità disponibile dovrebbe tuttavia garantire un adeguato margine di riserva operativa nei prossimi anni anche nell'ipotesi di una crescita della domanda superiore al tasso medio annuo ipotizzato dal GRTN pari al 2,7 per cento.

TAV. 3.7 CRESCITA DELLA POTENZA EFFICIENTE NETTA OPERATIVA NEL PERIODO 2004-2007

MW

ANNO	POTENZA DISPONIBILE A FINE ANNO	NUOVI IMPIANTI ENTRATI IN FUNZIONE ENTRO LA FINE DELL'ANNO	ENTRATE IMPIANTI DOPO REPOWERING, RICONVERSIONI, AMBIENTALIZZAZIONI	USCITE PER DISMISSIONI, REPOWERING, RICONVERSIONI, AMBIENTALIZZAZIONI	ENTRATE NETTE
2003	68.456				
2004	69.520	1.390	2.556	2.882	1.064
2005	73.722	4.921	2.680	3.399	4.202
2006	79.566	2.430	3.700	286	5.844
2007	83.195	1.135	2.724	230	3.629
2004-2007		9.876	11.660	6.797	14.739

Fonte: Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica AEEG, AGCM.

TAV. 3.8 AUMENTO NETTO DELLA POTENZA EFFICIENTE NETTA OPERATIVA PER OPERATORE NEL PERIODO 2004-2007

MW

OPERATORE	POTENZA
SET	380
Aem MI	380
Aem TO	380
Asm BS	380
Atel ACTV	50
Edipower	2.244
Edison	2.640
Electrabel Italia	375
Endesa Italia	1.095
Enel Produzione	443
EniPower	4.430
Energy Molise	750
Tirreno Power	1.191
Totale operatori	14.739

Fonte: Elaborazioni e stime AEEG su dati GR TN.

Cogenerazione

La legislazione vigente definisce la cogenerazione 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 per la cogenerazione sono:

- 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);
- precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto all'energia elettrica prodotta da fonti convenzionali (art. 11, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99).

L'Autorità, con la deliberazione 19 marzo 2002, n. 42, ha definito le condizioni che la produzione combinata di energia elettrica e calore deve soddisfare per poter ottenere i benefici previsti dalla legislazione vigente. Affinché un impianto sia di cogenerazione, deve innanzitutto 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).

Poiché la deliberazione n. 42/02 ha avuto effetti a partire dall'1 aprile 2002, il primo anno per il quale si dispone di dati a consuntivo riferiti all'intero anno solare è il 2003.

Con riferimento ai dati di esercizio dell'anno 2003, su una produzione netta di circa 69,5 TWh di energia elettrica da impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, circa il 53 per cento (36,5 TWh) è stato qualificato come cogenerativo. Di questo il 64 per cento è riferito a impianti in convenzione CIP6.

Tale dato (36,5 TWh) non è tuttavia rappresentativo di tutta la produzione combinata che soddisfa la definizione di cogenerazione: non comprende infatti parte de-

TAV. 3.9 **ENERGIA ELETTRICA QUALIFICATA COME COGENERATIVA AI SENSI DELLA DELIBERA N. 42/02**

GWh

	PRODUZIONE ELETTRICA
Totale energia cogenerata riportata nei dati statistici del GRTN 2003	69.472
Totale energia qualificata come cogenerativa ai sensi della delibera n. 42/02, nel 2003	36.529
Di cui in impianti CIP6	23.541
Differenza tra il totale di energia cogenerata ed energia qualificata come cogenerativa ai sensi della delibera n. 42/02	32.943

Fonte: GRTN.

TAV. 3.10 RITIRI OBBLIGATI DEL GRTN

GWh

	2001	2002	2003	2004 ^(A)
CIP6	47.153	49.751	50.351	52.382
<i>di cui assimilata</i>	38.789	41.177	40.722	42.227
<i>di cui rinnovabile</i>	8.365	8.574	9.629	10.155
Minidro delibera n. 62/02	2.769	2.899	2.395	3.064
Eccedenze delibera n. 108/97	3.603	1.450	1.136	1.218
Totale ritiri	53.525	54.100	53.882	56.664

(A) Preconsuntivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

TAV. 3.11 DETTAGLIO DEI RITIRI DI ENERGIA DA FONTI ASSIMILATE NEGLI ANNI 2001-2004

GWh

	2001	2002	2003	2004 ^(A)
Combustibili di processo, residui o recuperi di energia	15.902	17.100	16.530	17.773
Combustibili fossili	20.054	18.200	17.433	16.408
Totale impianti nuovi	35.956	35.300	33.963	34.181
Impianti esistenti	2.833	5.877	6.759	8.045
Totale	38.789	41.177	40.722	42.226

(A) Preconsuntivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

gli 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 nemmeno presentato domanda al GRTN ai sensi della delibera n. 42/02.

Struttura della produzione incentivata

Il totale della produzione ritirata dal GRTN ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 per il 2004 è ammontato a 56.664 GWh, pari al 19,8 per cento della produzione nazionale.

I ritiri obbligati, che riguardano quasi interamente energia prodotta in impianti in convenzione CIP6, sono cresciuti del 5,1 per cento rispetto all'anno scorso incrementando, se pur lievemente, il proprio contributo alla generazione nazionale.

TAV. 3.12 DETTAGLIO DEGLI IMPIANTI RINNOVABILI NUOVI IN CONVENZIONE CIP6 PER GLI ANNI 2001-2004

GWh

	2001	2002	2003	2004 ^(A)
Impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente > 3 MW	640	1 362	1 450	1.397
Impianti ad acqua fluente < 3 MW	550	486	394	334
Impianti eolici e geotermici	2.880	3.111	3.847	3.415
Impianti fotovoltaici, a biomasse, RSU	2.023	2.735	3.656	4.631
Impianti idroelettrici potenziati	735	203	199	234
Totale impianti nuovi	6.828	7.897	9.546	9.219
Impianti esistenti	1 537	677	83	144
Totale ritiri rinnovabili CIP6	8.365	8.574	9.629	10.155

(A) Preconsuntivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

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

L'aumento più consistente si è avuto nella generazione assimilata, in particolare negli impianti cosiddetti esistenti, ovvero quelli per i quali è scaduto il periodo di incentivazione specifico ma rimane ancora in essere la convenzione di cessione dell'energia elettrica al GRTN.

Gli aumenti del CIP6 rinnovabile sono, al contrario, imputabili a un forte incremento della produzione per la voce impianti a biomasse e a rifiuti, riconducibile all'entrata in esercizio di nuovi impianti; per le altre voci le differenze rispetto ai livelli di generazione dello scorso anno sono dovute allo scadere delle convenzioni e, nello specifico degli impianti idroelettrici, a una diversa idraulicità del periodo.

I costi totali del CIP6 sono stimabili, pur su dati non ancora a consuntivo, in 2.271 milioni di euro quale risultato della differenza tra i costi di ritiro e i ricavi derivati dalla vendita dell'energia al mercato libero e all'Acquirente Unico (si veda anche il paragrafo sulle opzioni di approvvigionamento del mercato libero), nonché dei ricavi originati 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 ingloberanno 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 e quelli del miniidro.

I forti incrementi dei costi del programma CIP6 nel 2004 rispetto all'anno pre-

TAV. 3.13 COSTI TOTALI DEI RITIRI OBBLIGATI NEL 2004 (2003)

Milioni di euro

	TOTALE REMUNERAZIONE AGLI IMPIANTI	TOTALE RICAVI DA CESSIONE		TOTALE COSTO DA RECUPERARE IN TARIFFA
		ENERGIA	CERTIFICATI VERDI	
Impianti assimilati	3.511,4 (3.281,4)	2.145,1 (2.248,3)		1.366,3 (1.033,1)
Impianti rinnovabili	1.510,9 (1.341,9)	515,9 (531,6)	90,3 (163,6)	904,7 (614,0)
Totale CIP6	5.022,3 (4.623,2)	2.661,0 (2.779,9)	90,3 (163,6)	2.271,0 (1.647,0)
Miniidro	194,7	155,6		39,1
Eccedenze	86,3	61,9		24,4
Totale costi/ricavi	5.303,3	2.878,5	90,3	2.334,5

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati GRTN.

cedente sono riconducibili a una molteplicità di fattori: la maggiore generazione da impianti in convenzione, la rilevante diminuzione del prezzo medio di cessione dell'energia sul mercato, l'aggiornamento annuale delle tariffe CIP6 che prevedono un incremento delle varie componenti, e la diminuzione dei ricavi dalla vendita di certificati. Infatti, nonostante il forte aumento del prezzo di vendita dei certificati verdi del GRTN da 8,51 c€/kWh nel 2003 a 9,73 c€/kWh nel 2004, la loro domanda, ovvero la differenza tra la quota d'obbligo e i volumi di certificati rilasciati a operatori "privati", è diminuita dai 1.973 GWh del 2003 ai 927 GWh del 2004.

L'energia assimilata in CIP6 ha rappresentato nel 2004 il 17,7 per cento della produzione termoelettrica nazionale. Su 42.226 GWh di ritiri da fonti assimilate, 34.181 GWh si riferiscono a impianti "nuovi" che percepiscono una tariffa media di ritiro di 88,17 €/MWh; la quota rimanente, a capo di impianti "esistenti" e dunque non comprensiva della componente incentivante, è stata valorizzata con una tariffa media di 61,85 €/MWh. Tali costi di ritiro devono essere paragonati, come riportato nella tavola 3.14, al prezzo medio di vendita dell'energia CIP6 da parte del GRTN all'Acquirente Unico e al mercato libero pari a 50,80 €/MWh.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili le convenzioni CIP6 ricoprono il 18,9 per cento della generazione rinnovabile. L'incremento dei costi di incentivazione è determinato sia dall'aggiornamento annuale delle tariffe, sia dalla distribuzione per fonte che, per effetto dell'avvicinarsi delle convenzioni, si sta progressivamente spostando a favore degli impianti a biomasse, rifiuti e biogas che percepiscono l'incentivo più elevato.

TAV. 3.14 DETTAGLIO COSTI E QUANTITÀ INCENTIVATE IN CIP6 PER FONTE

	QUANTITÀ (GWh)	REMUNERAZIONE DEGLI IMPIANTI (€/MWh)
Fonti assimilate nuove	34.181,3	88,17
<i>Di cui impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia</i>	17.773,0	100,67
<i>Di cui impianti che utilizzano combustibili fossili</i>	16.408,2	74,64
Fonti assimilate esistenti	8.045,4	61,85
Fonti rinnovabili nuove	10.011,4	149,96
<i>Di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente > 3 MW</i>	1.397,4	125,98
<i>Di cui impianti ad acqua fluente < 3 MW</i>	334,2	100,81
<i>Di cui impianti eolici e geotermici</i>	3.415,0	124,86
<i>Di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, RSU</i>	4.630,8	182,29
<i>Di cui impianti idroelettrici potenziati</i>	234,0	90,11
Fonti rinnovabili esistenti	143,9	66,45
Totale impianti CIP6	52.382,0	95,88

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

Delibera n. 34/05

La struttura dei ritiri obbligati vede alcune importanti novità nel 2005 per effetto dell'art.13 del decreto 29 dicembre 2003, n. 387 e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239. L'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03, 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 alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA, a eccezione di quella ceduta al GRTN nell'ambito di convenzioni di cessione destinate in essere, fino alla loro scadenza;
- 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, a eccezione di quella ceduta nell'ambito delle convenzioni di cessione pluriennali già richiamate al precedente alinea, fino alla loro scadenza.

Il comma 41 della legge n. 239/04, oltre a quanto già previsto dal decreto legislativo n. 387/03, dispone che l'Autorità determini, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato, le modalità di ritiro, da parte del gestore di rete alla quale l'impianto è collegato, anche dell'energia elettrica prodotta:

- da impianti di potenza inferiore a 10 MVA;
- ai sensi dell'art. 3, comma 12, secondo periodo, del decreto legislativo n. 79/99 (eccedenze fa fonti rinnovabili e assimilate).

L'opzione di ritiro dell'energia elettrica secondo dette modalità è facoltativa rispetto ad altre opzioni di mercato, quali la cessione in borsa o la stipula di un contratto bilaterale, ed è stata prevista dal legislatore per gli impianti di dimensioni minori (< 10 MVA) o non programmabili non in grado di partecipare al mercato. A oggi non è ancora possibile stimare i volumi di energia che si avvarranno di questa possibilità.

La delibera dell'Autorità del 23 febbraio 2005, n. 34, ha definito le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e al comma 41 della legge n. 239/04.

In particolare per gli impianti rinnovabili e per gli impianti di cogenerazione che soddisfano l'indice di risparmio energetico come definito nella deliberazione n. 42/02, è previsto un riconoscimento pari a quello di cessione dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici (si veda il paragrafo dedicato all'approvvigionamento dell'Acquirente Unico), mentre per gli altri impianti di taglia inferiore ai 10 MVA non rinnovabili né cogenerativi e per le eccedenze da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate nella titolarità di autoproduttori è previsto un prezzo equivalente al parametro Ct, ovvero il costo riconosciuto per i combustibili nella vecchia tariffa amministrata. Per gli impianti non in grado di modulare o programmare la loro produzione, la delibera n. 34/05 ha previsto la possibilità, per i produttori che ne facciano richiesta, di avvalersi di un prezzo di cessione dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici medio e non differenziato per fasce orarie.

Infine per i soli impianti rinnovabili di microgenerazione, e al netto delle centrali ibride, di taglia fino a 1 MW è stato previsto un sistema di prezzi minimi garantiti per scaglioni progressivi di produzione, allo scopo di assicurare a tali impianti che permettono lo sviluppo di risorse rinnovabili marginali a fronte di elevate diseconomie di scala, la copertura dei costi di produzione in condizioni di economicità e redditività. Per i primi 500.000 kWh prodotti verrà riconosciuta una remunerazione pari a 95 €/MWh, da 500.000 a un milione di kWh 80 €/MWh, da un milione a due milioni di kWh 70 €/MWh, mentre per la generazione eccedente si applicheranno le stesse modalità di ritiro degli altri impianti rinnovabili. La delibera sostituisce il sistema di remunerazione previsto per gli impianti idroelettrici di piccola taglia, ancora in vigore nel 2004, ma non modifica gli altri regimi di incentivazione che rimangono inalterati.

La delibera n. 34/05 ha anche introdotto una serie di semplificazioni ed esenzioni, soprattutto per gli impianti di microgenerazione e alimentati a fonti rin-

novabili. 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 programmi di immissione;
- all'energia elettrica di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e al comma 41 della legge n. 239/04 non si applicano gli oneri di sbilanciamento;
- è prevista l'esenzione dalla applicazione dei corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (CCT), totale 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.

Struttura delle importazioni

Il saldo estero per il 2004 è ammontato a 45.635 GWh quale differenza tra le importazioni pari a 46.426 GWh e le esportazioni pari a 791 GWh. Rispetto al 2003 il saldo estero è diminuito di oltre il 10 per cento a seguito di una riduzione temporanea della disponibilità delle linee richiesta dal GRTN in attesa della realizzazione di interventi di miglioramento sulle linee di interconnessione. È il secondo anno consecutivo in cui si verifica una riduzione dell'*import* dopo diversi anni di crescita continua.

Le importazioni hanno garantito nel 2004 la copertura del 14,4 per cento del fabbisogno nazionale di energia elettrica contro il 16,1 per cento dell'anno precedente.

Nel marzo 2005, è entrata in funzione la linea di interconnessione San Fiorano-Robbia, che ha determinato un incremento di circa 1.000 MW della potenza disponibile sulla frontiera con la Svizzera. Rimane ancora non pienamente utilizzabile, e limitato a 100 MW, per la mancata ultimazione di infrastrutture in territorio italiano, il cavo di interconnessione con la Grecia ultimato nel 2002.

Nei primi mesi del 2005, sia per effetto dell'entrata in esercizio della nuova linea di interconnessione sia per il completamento dei lavori di miglioramento delle linee, le importazioni sono incrementate di circa il 10 per cento rispetto ai primi mesi del 2004. Tuttavia, come esposto di seguito nel capitolo, la rete di interconnessione non appare ancora ottimizzata nel suo potenziale, anche per effetto delle differenti modalità di allocazione della capacità disponibile esercitate disgiuntamente dai sei gestori di rete che amministrano le importazioni con l'Italia.

Il decreto del Ministero delle attività produttive del 17 dicembre 2004 stabilisce le modalità e le condizioni per la regolazione delle importazioni di energia elettrica nel 2005. Rientrano infatti, ai sensi della legge n. 239/04, concernente il

riordino del settore energetico, nelle funzioni attribuite allo stato, le determinazioni inerenti l'importazione e l'esportazione di energia elettrica.

Il decreto, innanzitutto, conferma l'attribuzione separata da parte dei gestori esteri e del GRTN del 50 per cento 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.

La diversità dei metodi per la gestione delle congestioni sull'interconnessione con l'Italia adottati dai paesi confinanti, discusse nel paragrafo dedicato alla vendita finale sul mercato libero, non ha infatti consentito l'adozione di procedure congiunte di assegnazione come era avvenuto nel 2003 con il gestore di rete francese. Della quota spettante al GRTN, il decreto identifica:

- un'ulteriore quota non inferiore al 26 per cento da destinare all'Acquirente Unico;
- 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.

Quindi, in ottemperanza ad accordi internazionali, si impegna a riservare:

- fino a un massimo di 42 MW e 50 MW, rispettivamente alla Repubblica di S. Marino e alla Città del Vaticano, limitatamente alle necessità di uso specifico;
- fino a un massimo di 55 MW per garantire il transito verso la Corsica;
- sino a un massimo di 40 MW a favore di Edison per garantire il reingresso

TAV. 3.15 **RIPARTIZIONE DELLA CAPACITÀ D'IMPORTAZIONE 2005**
(inclusa linea S. Fiorano-Robbia)

MW

	FRANCIA	SVIZZERA	AUSTRIA	SLOVENIA	GRECIA	TOTALE
Contratti pluriennali destinati al mercato vincolato	1.400	600				2.000
Capacità assegnata ai gestori esteri	598	1.550	110	215	50	2.523
Transito per la Corsica	55					55
Assegnata a San Marino, Città del Vaticano, società Raetia Energie	94	190				284
Totale capacità disponibile al GRTN	503	1.510	110	215	50	2.388
<i>di cui assegnata al mercato vincolato (26%)</i>						621
<i>di cui assegnata al mercato libero (74%)</i>						1.767
Capacità complessiva	2.650	3.850	220	430	100	7.250

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Ministero delle attività produttive, decreto 17 dicembre 2004, GRTN.

in territorio italiano dell'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Interferrera.

La tavola 3.15 riassume le disponibilità della capacità di interconnessione per l'anno 2005.

Diversamente dagli scorsi anni in cui all'identificazione della capacità disponibile venivano assegnati con un criterio pro-quota i diritti di transito dell'energia sulle linee di interconnessione, quest'anno, anche in ottemperanza del regolamento 1228/2003/CE, l'assegnazione delle quote deve avvenire con un criterio competitivo.

Nei paragrafi successivi verranno indicate le modalità di accesso agli approvvigionamenti oltre frontiera.

MERCATO ALL'INGROSSO

Borsa elettrica

Negoziazioni di energia elettrica

Il decreto legislativo n. 79/99 prevede che gli operatori possano esercitare le attività di acquisto e di vendita di energia elettrica all'ingrosso tramite contratti conclusi:

- nel sistema delle offerte di cui all'art. 5, comma 1, del medesimo decreto legislativo n. 79/99, organizzato dal GME;
- al di fuori del sistema delle offerte, ai sensi dell'art. 6 del medesimo decreto legislativo n. 79/99 (come modificato dalla legge n. 290/03, che ha abrogato la previa autorizzazione di questa tipologia di contratti da parte dell'Autorità).

L'organizzazione degli scambi all'ingrosso di energia elettrica in Italia è quindi basata sulla contestuale presenza di un mercato regolamentato ad accesso facoltativo, in cui gli operatori negoziano contratti standard con il GME quale controparte centrale (contratti di compravendita conclusi nel sistema delle offerte) e di mercati OTC (*Over The Counter*), in cui gli operatori negoziano fra loro contratti bilaterali non standardizzati (contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte). In tale situazione, la scelta della modalità di approvvigionamento è affidata alla libera valutazione dei singoli operatori, che la effettuano sulla base delle convenienze relative.

La compravendita di energia elettrica sui suddetti mercati deve intendersi “a

termine”, nel senso che si riferisce a energia elettrica da consegnare (ricevere) in un momento successivo a quello della negoziazione.

Poiché la programmazione degli impegni di immissione/prelievo di energia elettrica in esecuzione di contratti di compravendita è un elemento fondamentale per consentire che possa essere garantita la sicurezza del sistema, i programmi stessi, sia che siano in esecuzione di contratti di compravendita conclusi nel sistema delle offerte, sia che siano in esecuzione di contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte, devono essere comunicati al GRTN ai fini del dispacciamento, previa registrazione dei predetti contratti di compravendita presso il medesimo GRTN. Il mancato rispetto di detti programmi dà luogo alla applicazione dei relativi corrispettivi di sbilanciamento e all'azione di coordinamento da parte del medesimo GRTN.

Il mercato regolamentato ad accesso facoltativo si articola in due sotto mercati: un mercato del giorno prima (MGP) e un mercato di aggiustamento (MA), collocato temporalmente subito dopo il MGP.

Mercato del giorno prima

Il MGP è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo a quello di negoziazione. Tale mercato è gestito dal GME, che è controparte centrale degli operatori di mercato nella compravendita di energia elettrica.

Possono chiedere l'ammissione al MGP tutti i soggetti in possesso dei requisiti di capacità e di onorabilità indicati nella Disciplina del mercato elettrico. Gli operatori ammessi possono presentare offerte di acquisto o di vendita solo con riferimento ai punti di dispacciamento di cui sono responsabili nell'ambito del contratto per il servizio di dispacciamento, cioè per i quali hanno la qualifica di utente del dispacciamento. Nel caso non sia utente del dispacciamento, l'operatore può acquisire il titolo a presentare offerte con riferimento a un dato punto attraverso la presentazione di una delega, resa dall'utente del dispacciamento del medesimo punto, attestante che l'operatore richiedente ha titolo a presentare offerte.

Nell'anno 2004, transitoriamente, la partecipazione al MGP è stata limitata. Per il primo anno di avvio del mercato si è infatti consentita solo la presentazione di offerte di vendita con riferimento a punti di dispacciamento per unità di produzione con una capacità produttiva superiore a 10 MVA. Non è stata quindi consentita la partecipazione diretta da parte della domanda, la cui determinazione aggregata sul mercato è stata definita dal GRTN, e nemmeno da parte di punti di dispacciamento corrispondenti a impianti di piccole dimensioni (unità di produzione con capacità inferiore a 10 MVA).

Dall'1 gennaio 2005, invece, la domanda partecipa direttamente alle negoziazioni sul MGP con 40 soggetti attivi. Per il 2005, inoltre, coerentemente con

quanto previsto dal regolamento 1228/2003/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, in particolare agli artt. 5 e 6, è stato previsto che l'assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione per l'esecuzione di scambi transfrontalieri di energia elettrica, per la quota della capacità di trasporto pertinente l'Italia, sia effettuata mediante il MGP. Ciò implica che la gestione delle congestioni sulle interconnessioni avvenga in modo del tutto analogo a quanto previsto per le congestioni sulla capacità di trasporto tra le diverse zone del mercato. I diritti di utilizzo della capacità di interconnessione sono dunque allocati attraverso un metodo di asta implicita sulla base delle offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica presentate nel MGP.

Il MGP è organizzato come un'asta non discriminatoria in cui a tutti gli operatori di mercato cedenti viene riconosciuto il prezzo marginale di sistema. Il meccanismo d'asta non discriminatoria prevede che il GME riceva le offerte di acquisto e di vendita, costruisca una curva di offerta aggregata e una curva di domanda aggregata ordinando le offerte di vendita e di acquisto in base al merito economico, e individui il prezzo e la quantità di equilibrio del mercato nel punto di incontro tra tali curve.

L'algoritmo per la risoluzione del mercato tiene conto dei limiti massimi di transito sulle zone. Conseguentemente, se i flussi di rete derivanti dai programmi non violano alcun limite di transito, il prezzo di equilibrio che si forma sul mercato è unico mentre se almeno un limite risulta violato, il mercato si separa in zone e, per ciascuna zona, viene costruita una curva di offerta aggregata e una curva di domanda aggregata e, conseguentemente, un prezzo di equilibrio zonale.

Nel MGP il prezzo zonale è il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato riferite alla zona in cui avviene la corrispondente immissione dell'energia elettrica in rete. Le offerte di acquisto accettate nel mercato sono invece valorizzate, indipendentemente dalla zona in cui avvengono i prelievi, al Prezzo unico nazionale (PUN) determinato come media dei prezzi zionali, ponderata sulla base dei consumi zionali. Ai fini della determinazione dell'esito del mercato, le offerte di vendita e di acquisto comprendono anche l'energia elettrica oggetto di contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. Il motivo della loro inclusione è che tale energia concorre a impegnare una quota di capacità di trasmissione disponibile sui transiti e contribuisce a determinare i consumi in base ai quali è effettuata la ponderazione del PUN.

Relativamente alle transazioni concluse attraverso contratti bilaterali, gli operatori di mercato sono inoltre tenuti a versare (o a ricevere) al (dal) GRTN un corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto. L'ammontare unitario di tale corrispettivo è pari alla differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica oggetto dei programmi di prelievo (PUN) e la valorizzazione dell'energia elettrica oggetto dei programmi di immissione (prezzo

zonale della zona di immissione). La corresponsione del CCT è prevista al fine di non creare arbitraggi tra la contrattazione bilaterale e la partecipazione al MGP (in cui il corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto è implicitamente compreso nel prezzo zonale ricevuto dalle offerte accettate sul mercato). Per effetto di questo corrispettivo, il ricavo netto da cessione di energia introitato dal produttore che avesse venduto energia elettrica attraverso un contratto bilaterale a un prezzo pari al PUN è, in ciascuna ora, pari al prezzo zonale registrato nel MGP nelle zone in cui il produttore immette l'energia elettrica destinata a onorare il contratto bilaterale. Diversamente i produttori delle zone con prezzo sistematicamente inferiore al PUN sarebbero incentivati a sottoscrivere contratti bilaterali, spartendosi la rendita dovuta al differenziale di prezzo tra il PUN e il prezzo zonale con il consumatore controparte del contratto. L'effetto di tale incentivo sarebbe quello di mantenere sul mercato organizzato le sole transazioni delle zone ad alto costo con effetti negativi sulla valorizzazione dell'energia, in quanto ciò determinerebbe un incremento del PUN che si rifletterebbe anche sul valore dell'energia in tutte le negoziazioni bilaterali (anche quelle realizzate nella zona a basso costo in virtù della descritta opportunità di arbitraggio).

Mercato di aggiustamento

Il MA è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita per l'aggiustamento dei programmi di immissione e di prelievo risultanti dopo la chiusura del MGP. Tale mercato è gestito dal GME che è controparte centrale degli operatori di mercato nella compravendita di energia elettrica.

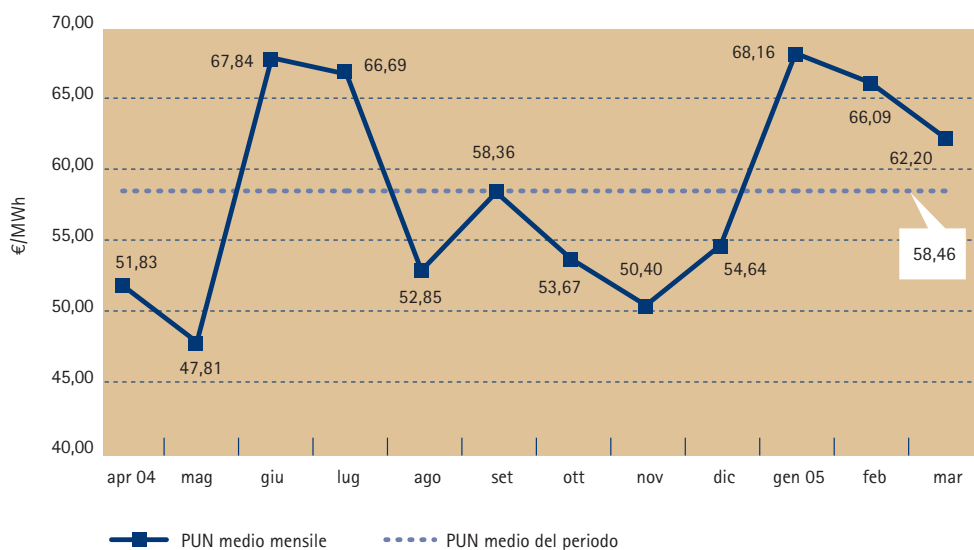
Possono partecipare al MA tutti i soggetti che hanno registrato contratti di compravendita di energia elettrica presso il GRTN e che hanno acquisito il titolo di operatore presso il GME.

Così come il MGP, anche il MA è organizzato come un'asta non discriminatoria con possibile separazione del mercato in zone qualora almeno un limite risulti violato. Il processo di accettazione delle offerte nel MA è analogo a quello del MGP. Sul MA, tuttavia, la valorizzazione delle offerte sia di vendita sia di acquisto avviene al prezzo di equilibrio zonale. In tale contesto le unità di consumo potrebbero fare arbitraggio fra il PUN applicato sul MGP e il prezzo zonale applicato sul MA. Al fine di evitare tali arbitraggi, che distorcerebbero il funzionamento del sistema, è previsto per le unità di consumo un corrispettivo di non arbitraggio che renda non profittevole tale comportamento.

Risultati sui mercati dell'energia

L'andamento dei prezzi di mercato nel primo anno di funzionamento del sistema delle offerte (aprile 2004 – marzo 2005) sembra testimoniare che le criticità strutturali individuate nell'Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore elettrico (si veda il paragrafo "Vigilanza del mercato elettrico") si sono effettivamente tradotte in prezzi di mercato elevati.

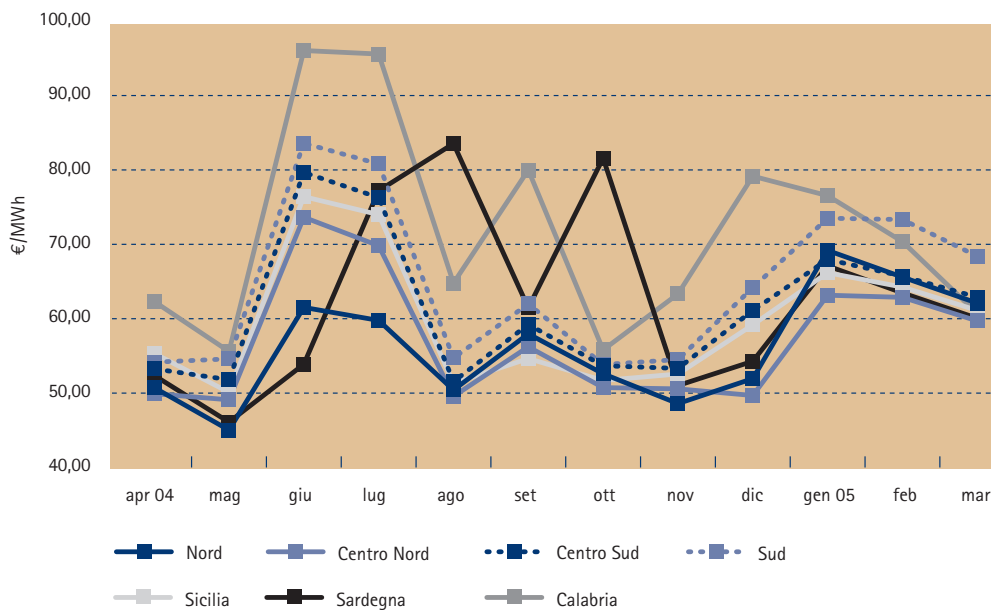
FIG. 3.4 ANDAMENTO DEL PREZZO UNICO NAZIONALE



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

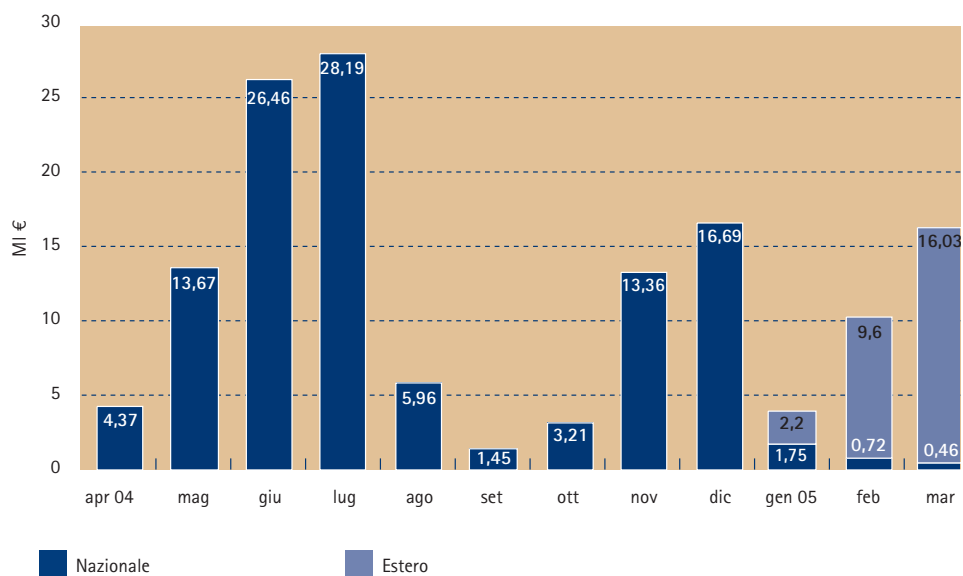
Nei primi dodici mesi di funzionamento dei mercati dell'energia il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica sul MGP (PUN, pari alla media dei prezzi zonali ponderata per il fabbisogno) è stato di 58,46 €/MWh. Questa media sottende un andamento irregolare con un massimo di 68,16 €/MWh relativo al mese di gennaio e un minimo di 47,81 €/MWh relativo al mese di maggio.

FIG. 3.5 ANDAMENTO DEI PREZZI DI VENDITA ZONALI



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

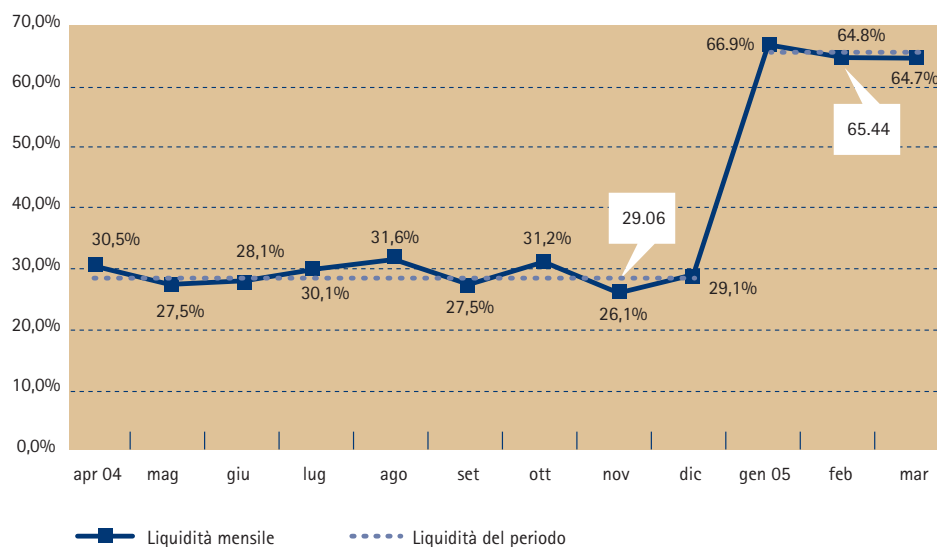
FIG. 3.6 RENDITA DA CONGESTIONE



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Nel medesimo periodo si è osservata una notevole volatilità dei prezzi zonalì nonché dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto. Osservando la dinamica dei prezzi zonalì si evidenzia un forte incremento del CCT nei mesi di giugno e luglio e una sua progressiva riduzione sin quasi all'azzeramento nei primi mesi del 2005.

FIG. 3.7 LIQUIDITÀ DEL MERCATO DEL GIORNO PRIMA

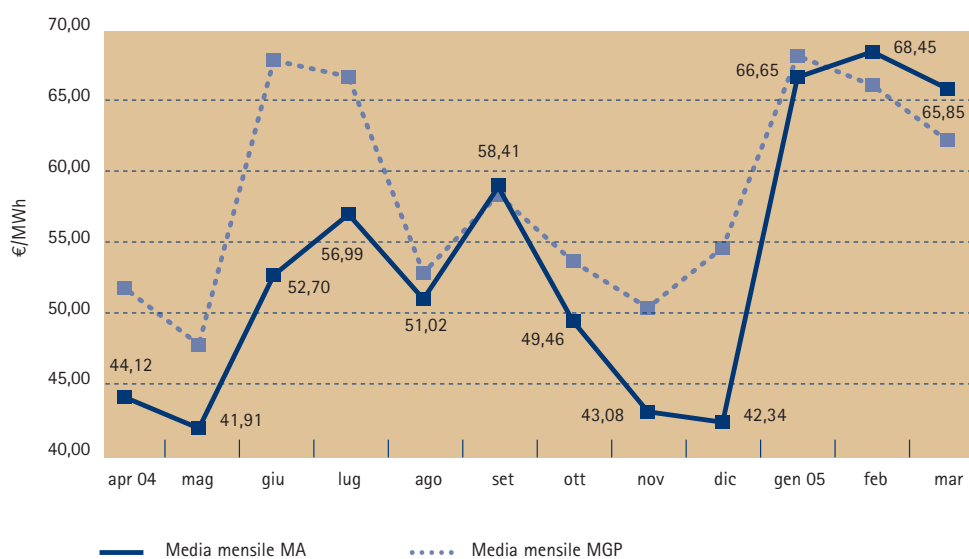


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Relativamente ai volumi scambiati in borsa la liquidità media del 2004 è stata pari al 29,06 per cento, valore che è salito al 65,44 per cento nei primi tre mesi del 2005 per effetto dell'incremento dei contratti finanziari relativi agli acquisti dell'Acquirente Unico e alle modalità di assegnazione dell'energia CIP6. Tali modalità di approvvigionamento hanno l'effetto di incrementare le quantità scambiate su MGP anche se i soggetti venditori e acquirenti, per i volumi interessati dai contratti finanziari sottoscritti, non sono di fatto soggetti alla volatilità di prezzo registrata sul mercato.

Per quanto riguarda il MA, si evidenzia come l'andamento dei prezzi su questo registrati mostri una scarsa correlazione con le quantità scambiate e con i corrispondenti prezzi sul MGP, il che dimostrerebbe come la natura delle transazioni sia dettata da necessità contingenti più che da considerazioni di costo/opportunità, come del resto è nella natura dei mercati di aggiustamento.

FIG. 3.8 ANDAMENTO DEI PREZZI SUL MERCATO DI AGGIUSTAMENTO



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Negoziazioni delle risorse per il servizio di dispacciamento

Il decreto legislativo n. 79/99 ha individuato nel GRTN il soggetto responsabile della sicurezza del sistema elettrico, nonché dell'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, e ha assegnato all'Autorità il compito di determinare le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità dei servizi di trasmissione e di dispacciamento.

Il decreto legislativo n. 79/99 ha inoltre stabilito, che, ove possibile, il GRTN,

nella sua qualità di garante della sicurezza del sistema, si approvvigioni delle risorse necessarie al dispacciamento dell'energia elettrica in un apposito mercato regolamentato sulla base delle condizioni definite dall'Autorità. Conseguentemente, l'Autorità ha fissato le condizioni del dispacciamento di merito economico dell'energia elettrica, per l'anno 2004, con la deliberazione 27 marzo 2004, n. 48 e, per l'anno 2005, con la deliberazione 30 dicembre 2003, n. 168, come modificata dalla deliberazione 24 dicembre 2004, n. 237.

Il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) consente la realizzazione, in sicurezza, dell'equilibrio "fisico" tra energia offerta e domandata, facendo fronte agli sbilanciamenti tra i flussi programmati e quelli reali, e quindi determinando la valorizzazione dell'energia elettrica in tempo reale.

Il GRTN compra e vende energia elettrica nel MSD al fine di garantire l'equilibrio fra immissioni e prelievi di energia nella rete. Tale esigenza di riequilibrio del sistema può originare da due possibili cause:

- assicurare la compatibilità dei prelievi e delle immissioni con i reali vincoli del sistema, come per esempio in caso di congestioni intrazonali;
- bilanciare gli scostamenti nel comportamento degli operatori rispetto ai programmi di prelievo o di immissione comunicati in esecuzione dei contratti di compravendita conclusi sul MGP, sul MA o al di fuori del sistema delle offerte.

Gli sbilanciamenti degli utenti del dispacciamento possono essere connotati come vere e proprie transazioni di acquisto (vendita) di energia elettrica dal (al) GRTN. Pertanto, gli operatori che intendano dare esecuzione fisica a un contratto di compravendita di energia elettrica devono concludere con il GRTN, direttamente o tramite terzi (il grossista che li rifornisce di energia), un contratto per la fornitura del cosiddetto "servizio di dispacciamento".

Mercato per il servizio di dispacciamento

Il MSD è l'unico mercato che funziona lungo un orizzonte temporale prossimo al tempo reale (*spot*).

Vi partecipano gli utenti del dispacciamento titolari delle unità di produzione o di consumo abilitate alla fornitura delle risorse negoziate nel mercato stesso. L'abilitazione delle predette unità prevede in ogni caso che queste siano:

- di taglia superiore a una soglia prefissata;
- in grado di controllare le proprie immissioni o prelievi;
- integrate nel sistema di controllo del GRTN.

Le offerte presentate nel MSD esprimono la disponibilità a variare le immissioni o i prelievi rispetto a quanto definito nel programma preliminare risultante dai

mercati precedenti. Tali offerte si distinguono in offerte a salire e offerte a scendere. Le prime esprimono la disponibilità delle unità di produzione o di consumo abilitate rispettivamente ad aumentare l'immissione o diminuire il prelievo. Le seconde esprimono la disponibilità delle unità di produzione o di consumo rispettivamente a diminuire l'immissione o aumentare il prelievo.

Essendo tali offerte accettate tenendo conto dei parametri tecnici delle unità di produzione o di consumo, che possono essere modificati in qualsiasi momento dagli utenti del dispacciamento, esse esprimono, di fatto, risorse differenti. La disponibilità di una unità a variare la propria produzione, entro una banda di potenza predefinita ai fini della regolazione secondaria, con tempi di risposta dell'ordine di pochi secondi, è infatti materialmente differente dalla disponibilità di un'altra unità di produzione a variare la propria produzione, entro una banda di potenza predefinita ai fini della regolazione terziaria, con un tempo di risposta dell'ordine di un'ora.

Le offerte sono presentate dagli utenti del dispacciamento entro una certa ora del giorno prima. La controparte degli utenti del dispacciamento è il GRTN che si pone come unico acquirente/venditore rispetto alle offerte presentate dagli stessi.

Il processo di accettazione delle offerte si svolge in due tempi:

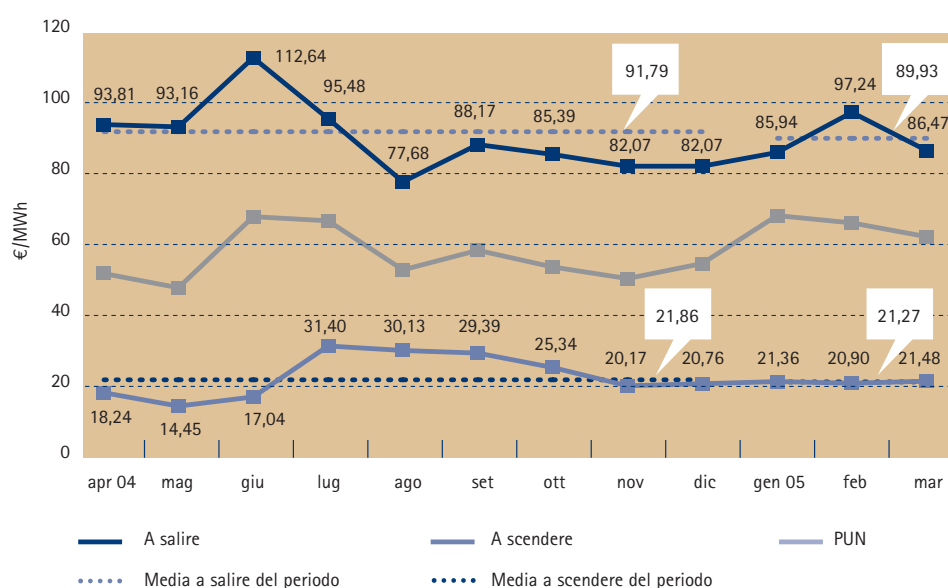
- a programma, il giorno prima, quando le offerte sono accettate per modificare i programmi di immissione e prelievo determinati in esito ai mercati dell'energia (MGP e MA), onde risolvere eventuali congestioni residue non risolte su tali mercati, costituire i margini di riserva necessari alla sicurezza del sistema e bilanciare il sistema a programma;
- in tempo reale, quando le offerte sono accettate per bilanciare il sistema in tempo reale (cioè nel giorno stesso degli scambi fisici).

Diversamente da quanto ha luogo su MGP e MA le offerte non sono remunerate al prezzo di equilibrio, ma al prezzo della singola offerta (asta discriminatoria o *pay as bid*). L'adozione di una remunerazione al prezzo di equilibrio (asta non discriminatoria o *uniform price*) renderebbe necessaria l'iterazione a una frequenza assai elevata del meccanismo di equilibrio di domanda e offerta di energia elettrica in tempo reale basato sul prezzo marginale. Ciò comporterebbe significativi costi amministrativi, senza alcun evidente guadagno di efficienza, nella misura in cui, su orizzonti temporali ristretti come quelli rilevanti per i servizi di regolazione, le caratteristiche dinamiche degli impianti possono costituire le determinanti principali nella selezione delle unità.

Per quanto riguarda i risultati registrati su MSD nel primo anno di funzionamento del sistema delle offerte (aprile 2004 – marzo 2005), essi 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 relativamente più stabili e 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 risultano inferiori, come riflesso della diversa struttura di questo mercato e della differente natura delle risorse in esso contrattate.

FIG. 3.9 PREZZO MEDIO SUL MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO EX ANTE



Fonte: GME.

Contratti al di fuori del sistema delle offerte

I contratti conclusi al di fuori del sistema delle offerte relativi all'anno 2004 coinvolgono sia il mercato libero sia quello vincolato, come riscontrabile dal portafoglio di approvvigionamento dell'Acquirente Unico, descritto nel paragrafo a esso dedicato.

Relativamente a questa tipologia di scambi si possono considerare due diversi livelli di contrattazione. Il primo riguarda i contratti attraverso i quali i soggetti che dispongono di fonti di produzione (società di produzione nazionali ed estere, toller/mandatari di società di produzione, GRTN) cedono energia ad altri soggetti (tipicamente grossisti o consumatori finali). A questo livello la somma dei volumi di vendita, contrattati con diverse forme, corrispondono alla genera-

zione destinata al consumo nazionale al netto dei quantitativi autoconsumati. Agli scambi effettuati in borsa si aggiungono quindi quelli relativi alle importazioni (si veda il paragrafo dedicato alle opzioni di approvvigionamento del mercato libero), alle assegnazioni di energia CIP6, all'energia scambiata sullo STOVE precedentemente alla partenza del sistema delle offerte e alla contrattazione bilaterale fisica tra soggetti che dispongono dell'energia degli impianti di produzione nazionali con altri soggetti del mercato libero e con l'Acquirente Unico, come riportato nella tavola 3.16. Tutte le forme di approvvigionamento sopra indicate riguardano i contratti che prevedono la consegna fisica del bene in oggetto, escludendo quindi l'attività di contrattazione di tipo puramente finanziario trattata sia nei paragrafi sugli strumenti predisposti dall'Autorità per la copertura del rischio temporale e spaziale sopportato dagli operatori, sia nel paragrafo dedicato alle modalità di approvvigionamento dell'Acquirente Unico.

TAV. 3.16 **STRUTTURA DELL'APPROVVIGIONAMENTO DI ENERGIA ELETTRICA PER L'ANNO 2004**

	GWh
Fabbisogno (inclusi pompaggi)	332.282
Autoconsumi	19.500
Borsa elettrica	67.285
Importazioni nette	45.635
CIP6 e altri ritiri obbligati GRN	56.664
STOVE	50.353
Bilaterali fisici	92.845

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati GRN, GME e dichiarazioni degli operatori.

Il secondo livello della contrattazione al di fuori del sistema delle offerte si colloca a valle di quello descritto sopra e coinvolge tutta l'attività di *trading* effettuata tra operatori grossisti e tra questi e i clienti finali del mercato libero. La struttura degli approvvigionamenti e quella della vendita dei principali operatori grossisti sono riportate rispettivamente nelle tavole 3.17 e 3.18.

Remunerazione della capacità produttiva

L'introduzione di un regime di remunerazione della capacità produttiva è espressamente previsto dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, con lo scopo di incentivare gli investimenti di lungo periodo necessari a garantire l'adeguatezza della capacità produttiva rispetto al fabbisogno di energia elettrica.

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 3.17 STRUTTURA DELL'APPROVVIGIONAMENTO DI ENERGIA ELETTRICA DEI PRINCIPALI GROSSISTI PER L'ANNO 2004

GWh

SOGGETTO	CIP6	BORSA ELETTRICA	TOLLING - MANDATO	ACQUISTI DA GROSSISTI	ACQUISTI DA PRODUTTORI NAZIONALI	IMPORTA- ZIONI	TOTALE
Enel Trade	2.572	1.419	-	980	21.645	884	27.498
Edison Trading	-	-	-	696	15.244	443	16.383
Edison Energia	1.580	-	-	13.853	-	213	15.646
EGL Italia	3.806	84	-	5.904	1.639	1.785	13.218
Endesa Italia Power & Fuel	611	-	-	527	10.625	371	12.134
AEM Trading	334	227	9.447	0	22	166	10.196
EniPower Trading	1.502	81	-	103	7.157	1.097	9.940
ATEL Energia	894	603	5.437	1.402	53	338	8.727
Enel Energia	-	20	-	8.112	-	-	8.132
Energia	2.099	414	-	140	2.592	2.150	7.395
SIET	1.061	558	2.506	387	1.332	404	6.248
NET	356	75	-	210	2.505	2.862	6.007
EDF Energia Italia	722	116	-	4.590	336	72	5.836
Eneco Trade	874	-	-	174	2.152	1.323	4.523
Dalmine Energie	947	-	-	1.581	634	490	3.652
Energia e Territorio	986	340	-	626	1.336	294	3.582
AceaElectrabel Trading	479	98	778	269	1.580	193	3.396
Ergon Energia	-	-	-	3.043	-	-	3.043
Modula Servizi ed Energia per le Imprese	-	331	-	2.124	-	269	2.724
Azienda Energetica Trading	628	62	-	1.235	292	297	2.514
Energetic Source	645	85	-	1.132	70	623	2.555
Telenergia	494	15	-	1.622	-	215	2.347
TGE	-	-	-	1.881	-	321	2.201
AceaElectrabel Energia	46	-	-	2.144	-	42	2.232
Hera Comm	448	523	-	523	397	306	2.197
Dynameeting	619	109	-	892	63	454	2.138
AEM Energia	4	-	-	1.954	-	-	1.958
Esperia	312	385	-	895	18	213	1.823
Electra Italia	690	-	-	440	169	594	1.893
ICD - Inter Commercial Dialogue	-	-	-	-	-	1.736	1.736
MPE Merloni Progetto Energia	288	-	-	167	1.244	-	1.699
TecnoEnergia	28	336	-	1.305	2	96	1.766
Assoenergia	815	34	-	491	1	310	1.650
ASSM Alpengie	-	-	-	-	-	1.601	1.601
Centomilacandele	389	216	-	829	-	208	1.642
Multiutility	246	16	-	1.303	-	-	1.564
C.V.A. Trading	936	-	-	18	107	420	1.480

continua



TAV. 3.17 **STRUTTURA DELL'APPROVVIGIONAMENTO DI ENERGIA ELETTRICA DEI PRINCIPALI GROSSISTI PER L'ANNO 2004**

SEGUE

GWh

SOGGETTO	CIP6	BORSA ELETTRICA	TOLLING - MANDATO	ACQUISTI DA GROSSISTI	ACQUISTI DA PRODUTTORI NAZIONALI	IMPORTAZIONI	TOTALE
Espansione Soluzioni per l'energia	-	-	-	1.389	-	-	1.389
ERG Power & Gas	-	-	986	407	-	-	1.392
ASM Energy	501	0	-	505	331	71	1.408
ASM Energia e Ambiente	-	3	-	430	911	86	1.430
E.ON Sales & Trading	-	-	-	1.119	229	-	1.347
Amps Energie	-	-	-	1.346	-	-	1.346
Air Liquide Italia	189	-	-	1.029	-	103	1.321
AlpEnergie Italia	599	-	-	35	319	364	1.316
Globe Trade AG	-	-	-	-	-	1.278	1.278
E.ON Italia SpA	167	-	-	951	-	105	1.223
Exergia	-	-	-	1.147	56	-	1.202
EOS - Energie Ouest Suisse	-	-	-	-	-	1.192	1.192
Trafigura Electricity Italia	296	29	-	420	110	248	1.103
LumEnergia	145	-	-	852	-	65	1.062

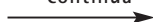
Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.18 **STRUTTURA DELLE VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA DEI PRINCIPALI GROSSISTI PER L'ANNO 2004**

GWh

SOGGETTO	VENDITA A CLIENTI IDONEI FINALI	VENDITA ALL'INGROSSO				TOTALE ^(A)
		ACQUIRENTE UNICO	BORSA ELETTRICA	SERVIZI DI DISPACCIA-MENTO	GROSSISTI E DISTRIBUTORI IDONEI	
Enel Trade	13.123	-	-	-	13.682	26.805
Edison Trading	-	1.122	396	0	14.865	16.383
Edison Energia	8.846	-	-	-	6.334	15.180
EGL Italia	13.095	-	123	-	-	13.218
Endesa Italia Power & Fuel	439	-	-	-	11.076	11.515
AEM Trading	-	3.188	2.462	237	4.522	9.935
EniPower Trading	7.723	257	509	-	904	9.394
ATEL Energia	1.683	1.878	545	-	4.621	8.727
Enel Energia	7.017	-	-	-	734	7.751
Energia	7.175	-	-	-	221	7.395
SIET	2.315	396	871	111	2.400	6.093
NET	1.397	-	-	-	4.591	5.988
EDF Energia Italia	2.854	-	146	-	2.743	5.743
Eneco Trade	2.977	-	-	-	1.252	4.230
Dalmine Energie	3.652	-	-	-	16	3.668
Energia e Territorio	3.420	-	-	-	162	3.582

continua



XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 3.18 **STRUTTURA DELLE VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA DEI PRINCIPALI GROSSISTI
PER L'ANNO 2004**

SEGUE

GWh

SOGGETTO	VENDITA A CLIENTI IDONEI FINALI	VENDITA ALL'INGROSSO				TOTALE ^(A)
		ACQUIRENTE UNICO	BORSA ELETTRICA	SERVIZI DI DISPACCIA- MENTO	GROSSISTI E DISTRIBUTORI IDONEI	
AceaElectrabel Trading	-	-	767	12	2.620	3.398
Ergon Energia	2.661	-	-	-	382	3.043
Modula Servizi ed Energia per le Imprese	1.507	-	316	-	901	2.724
Azienda Energetica Trading	1.179	220	-	-	1.115	2.514
Energetic Source	1.044	-	48	-	1.399	2.491
Telenergia	2.070	-	-	-	277	2.347
TGE	-	-	-	-	2.201	2.201
AceaElectrabel Energia	2.080	-	44	-	47	2.171
Hera Comm	1.980	-	-	-	42	2.022
Dynameeting	961	-	155	-	960	2.076
AEM Energia	1.842	-	-	-	-	1.842
Esperia	1.242	-	59	-	522	1.823
Electra Italia	1.723	-	-	-	78	1.801
ICD - Inter Commercial Dialogue	-	-	-	-	1.736	1.736
MPE Merloni Progetto Energia	1.143	-	450	-	106	1.699
TecnoEnergia	1.699	-	0	-	-	1.699
Assoenergia	1.564	-	44	-	-	1.608
ASSM Alpengenie	575	-	-	-	1.021	1.596
Centomilacandele	1.564	-	-	-	-	1.564
Multiutility	951	-	329	-	217	1.497
C.V.A. Trading	1.171	-	-	-	266	1.436
Espansione Soluzioni per l'energia	1.389	-	-	-	-	1.389
ERG Power Et Gas	1.348	-	-	-	17	1.365
ASM Energy	593	-	-	-	769	1.362
ASM Energia e Ambiente	1.298	-	-	-	55	1.353
E.ON Sales Et Trading	-	98	-	-	1.250	1.347
Amps Energie	1.328	-	-	-	-	1.328
Air Liquide Italia	1.321	-	-	-	-	1.321
AlpEnergie Italia	1.035	-	123	-	147	1.305
Globe Trade AG	-	-	-	-	1.278	1.278
E.ON Italia SpA	364	66	0	-	787	1.217
Exergia	1.010	-	-	-	192	1.202
EOS - Energie Ouest Suisse	-	-	-	-	1.192	1.192
Trafigura Electricity Italia	44	-	450	-	607	1.101
LumEnergia	561	-	209	-	292	1.062

(A) Eventuali differenze tra il valore degli acquisti e quello delle vendite sono da attribuire alle perdite di rete

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Per adeguatezza si intende la capacità strutturale del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel rispetto di prefissati livelli di sicurezza e di qualità: la distinzione rispetto al concetto di sicurezza attiene proprio alla dimensione temporale, con l'adeguatezza rivolta maggiormente a un'ottica di lungo periodo e la sicurezza, intesa come idoneità del sistema ad affrontare squilibri improvvisi tra domanda e offerta di energia elettrica, a un'ottica di breve.

L'art. 2, comma 1, del decreto legislativo n. 379/03, dispone che l'Autorità definisca i criteri e le condizioni sulla base dei quali il GRTN dovrà elaborare una proposta per disciplinare il sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica.

Il comma 2, dell'art. 1, del decreto legislativo n. 379/03, stabilisce che, a regime, il sistema di remunerazione istituito a tal fine dovrà risultare:

- basato su meccanismi concorrenziali, trasparenti, non discriminatori e non distorsivi per il mercato, orientati a minimizzare gli oneri per i consumatori;
- volto a remunerare le unità di produzione di nuova realizzazione, nonché a mantenere in esercizio efficiente la capacità esistente;
- fondato su obiettivi di capacità produttiva del sistema elettrico indicati dal GRTN;
- in grado di remunerare altresì i consumatori di energia elettrica dotati di caratteristiche tecniche idonee a fornire il servizio di riserva e che non beneficino di altre agevolazioni;
- tale da subordinare la remunerazione alla presenza di un'apposita garanzia prestata dai soggetti beneficiari.

Non essendo stati definiti termini precisi per l'introduzione di tale sistema per la remunerazione della capacità produttiva, lo stesso decreto legislativo n. 379/03 prevede l'introduzione di un regime transitorio; tale disciplina transitoria, basata su criteri in parte differenti da quanto previsto per il sistema a regime, è al momento in vigore ed è disciplinata congiuntamente dal decreto citato e dalla deliberazione n. 48/04 dell'Autorità.

Sistema attuale

Per quanto riguarda i soggetti beneficiari dell'attuale regime transitorio, la deliberazione n. 48/04 prevede che sia il GRTN a definire, insieme alle altre modalità procedurali e alla lista dei giorni critici, i criteri per l'ammissione alla remunerazione della capacità produttiva. In maniera sintetica, si possono considerare ammessi a tale sistema le unità produttive ubicate in Italia, che siano spacciabili sulla base delle regole fornite dal GRTN e che si rendano disponibili nei giorni critici previsti. In aggiunta il decreto legislativo n. 379/03 preve-

de che siano esclusi da tale sistema di remunerazione le fonti che godono di altre forme di incentivazione e quelle non programmabili.

Il meccanismo transitorio prende a riferimento i parametri del precedente regime regolato, in cui il prezzo corrisposto all'energia conteneva una componente a remunerazione della capacità. Data la natura di questa remunerazione è stato quindi stabilito di suddividere il pagamento per la capacità in due corrispettivi: uno specifico che riflette quanto previsto nel regime amministrato e uno ulteriore inteso a coprire eventuali minori ricavi sul mercato rispetto a quanto veniva garantito nel precedente regime.

Il corrispettivo specifico di remunerazione, espresso in euro al MWh e differenziato per fasce, viene quindi calcolato dal GRTN sulla base della distinzione tra i giorni di alta e media criticità; le formule di cui all'art. 35 della deliberazione n. 48/04 prevedono che la stima, espressa in euro, del gettito annuo disponibile per il finanziamento del corrispettivo specifico venga divisa per la stima della potenza disponibile nei giorni di alta e media criticità e distribuita per fascia secondo due classi di parametri a seconda che si tratti di giorni di alta o media criticità.

Il corrispettivo ulteriore, espresso in euro, viene riconosciuto ai produttori ammessi alla remunerazione del corrispettivo specifico qualora il ricavo effettivo risulti inferiore a quello di riferimento. Entrambi i ricavi sono calcolati sulle quantità totali vendute, ivi inclusi i programmi di immissione relativi a contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte; il ricavo di riferimento valorizza dette quantità a PGn (il prezzo all'ingrosso dell'energia nel precedente regime amministrato), mentre quello effettivo considera la somma della loro valorizzazione oraria al massimo tra il prezzo di borsa medio ponderato orario e l'80 per cento del PGn. In pratica la *ratio* del corrispettivo ulteriore risiede nella volontà dell'Autorità di tutelare i produttori nel caso di prezzi di borsa troppo bassi e i consumatori nel caso di prezzi di borsa troppo alti; infatti, dato che in regime amministrato il PGn garantiva ai produttori anche la remunerazione della capacità produttiva, si è ritenuto che ai produttori spettasse un'ulteriore fonte di remunerazione per la disponibilità di capacità produttiva solo nel caso in cui il prezzo di borsa medio ponderato orario scendesse sotto una determinata soglia del PGn. La determinazione del corrispettivo ulteriore è data dal prodotto tra la quota di capacità produttiva ascrivibile a ciascun produttore nell'anno e il minimo tra la stima del gettito complessivo annuo, espresso in euro, disponibile per la remunerazione dell'ulteriore corrispettivo e la differenza tra il ricavo effettivo e quello di riferimento. Ovviamente, nel caso in cui il ricavo effettivo risulti maggiore a quello di riferimento, i produttori non riceveranno alcun ulteriore corrispettivo per la remunerazione della capacità produttiva.

**Proposta dell'Autorità
per il sistema a regime**

Allo scopo di sostituire al vigente regime transitorio un sistema di remunerazione della capacità produttiva che soddisfi i requisiti del decreto legislativo n. 379/03, l'Autorità ha elaborato una proposta di sistema da sottoporre a consultazione dei produttori tramite il Documento per la consultazione pubblicato sul proprio sito Internet in data 18 marzo 2005.

Alla luce delle esperienze internazionali, delle condizioni strutturali del mercato dell'energia elettrica italiano e delle indicazioni previste del decreto legislativo n. 379/03, la scelta è caduta su un modello di remunerazione della capacità produttiva denominato *capacity obligation*, in cui si prevede di contrattualizzare attraverso meccanismi concorrenziali impianti che si impegnino a rendere disponibile un livello di capacità produttiva necessario a coprire il carico di punta, più un adeguato margine di riserva. Tale modello, infatti, disciplina la determinazione per via amministrata del livello di capacità necessario a garantire l'adeguatezza del sistema e la fissazione del relativo prezzo attraverso la concorrenza tra i diversi generatori, nonché la previsione di penali per i produttori che non rendessero disponibile la capacità produttiva contrattualizzata.

In estrema sintesi, il contratto previsto dal *capacity obligation* può essere assimilato a una opzione, il cui acquirente sarebbe il GRTN. L'opzione impegna il cedente a corrispondere, in ciascuna ora del periodo di riferimento, la differenza, se positiva, tra un prezzo di mercato e un prezzo di riferimento definito dal contratto (*strike price*) per la capacità oggetto del contratto. A sua volta l'acquirente dovrà corrispondere al cedente un corrispettivo espresso in €/MW (premio), determinato in esito alle negoziazioni realizzate nel mercato in esame.

Dal lato dell'offerta si consente di partecipare al mercato della capacità produttiva agli operatori di mercato per unità di produzione rilevanti, ivi comprese le unità di produzione autorizzate e non ancora entrate in esercizio, che presentino idonee garanzie finanziarie e agli utenti del dispacciamento per unità di consumo abilitate disposti a subire interruzioni di carico, in quanto fornitori di un sostituto della disponibilità di capacità di generazione. Sono invece esclusi gli impianti rientranti in altri sistemi di incentivazione. Il GRTN potrà coprire i costi sostenuti nell'ambito di tale servizio attraverso un corrispettivo posto a carico di tutti gli utenti del dispacciamento in prelievo.

Al fine di contemperare le opposte esigenze di lungo periodo per gli investitori e di flessibilità temporale nella durata degli impianti per i produttori, si è ritenuto di proporre due diversi sistemi di determinazione della durata del contratto; uno con un orizzonte temporale di riferimento di 5 anni e uno con due orizzonti temporali, 3 e 7 anni, che permetterebbe una maggiore flessibilità di scelta ai produttori con impianti aventi vita residua differente. Per favorire l'accesso anche agli impianti di nuova realizzazione e quindi la contendibilità del mercato, si è previsto che la negoziazione e la sottoscrizione delle obbligazioni ab-

biano luogo con tre anni di anticipo rispetto all'inizio della loro esercitabilità. Tuttavia, per evitare che i nuovi impianti abbiano solamente un'occasione ogni 5 anni per poter vendere la propria capacità sul mercato, limitando così anche la frequenza dei segnali di lungo periodo che guidano le scelte di investimento, si è ritenuto preferibile proporre uno schema in cui ogni anno venga messa all'asta, a seconda dell'orizzonte temporale scelto per la durata del contratto, una corrispondente quota parte della capacità produttiva.

La determinazione della quantità di capacità da approvvigionare è rimessa al GRTN; essa dovrà essere commisurata alla punta di domanda prevista più un margine di riserva, che dovrebbe essere determinato non solo in funzione delle esigenze di sicurezza del sistema, ma anche da quelle di assicurare un adeguato livello di competitività nel medesimo sistema.

Per quanto riguarda la fissazione del livello dello *strike price* delle opzioni, si sono proposte due metodologie: una con uno o più *strike price*, consentendo così ai partecipanti di formulare offerte semplici sul premio richiesto per sottoscrivere il contratto, e l'altra con offerte binomie premio – *strike price*.

Al fine di rendere il sistema di remunerazione della capacità sufficientemente flessibile da essere in grado di sostituire la capacità produttiva che, per sopravvenuti motivi, non fosse più disponibile o di adeguarsi a cambiamenti strutturali di scenario rispetto alle quantità approvvigionate dal GRTN, si è prevista la possibilità di predisporre un mercato di aggiustamento e un mercato secondario delle opzioni. Questo ridurrebbe il profilo di rischio e permetterebbe anche agli operatori di aggiustare le proprie posizioni.

Per quanto riguarda le penali si prevede l'applicazione di quelle indicate dal decreto legislativo n. 379/03; la valutazione della loro entità dovrebbe variare a seconda della causa della mancata erogazione della capacità contrattualizzata. In particolare, si prevede la mancata penalizzazione degli impianti che trasferiscano attraverso il mercato di aggiustamento o bilateralmente ad altri impianti o consumatori interrompibili l'obbligo che essi non sono in grado di soddisfare, purché ne diano tempestiva comunicazione al GRTN.

Vigilanza del mercato elettrico

Misure per la promozione della concorrenza e monitoraggio del mercato elettrico

La legge 14 novembre 1995, n. 481, attribuisce all'Autorità poteri di accertamento, controllo e direttiva sui servizi di pubblica utilità, ivi incluse le attività di produzione e vendita. Il decreto del Ministero delle attività produttive 19 dicembre 2003, recante *Approvazione del Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico*, ha altresì previsto che l'Autorità definisca un meccanismo per il controllo dell'esercizio del potere di mercato e le modalità per il monito-

raggio dell'andamento dei prezzi, nonché i criteri per la costruzione, da parte del GME, di indici di prezzo dei mercati dell'energia elettrica e, da parte del GRTN, di indici del MSD.

In virtù dei poteri di vigilanza conferiti dalla legge n. 481/95 e in ottemperanza alle disposizioni del decreto del Ministero delle attività produttive del 19 dicembre 2003, l'Autorità ha provveduto con la deliberazione del 24 febbraio 2004, n. 21, a strutturare un sistema di indici di mercato volti a facilitare il monitoraggio sull'evoluzione della domanda e dell'offerta nel mercato elettrico, sugli esiti delle contrattazioni che hanno luogo nel sistema delle offerte o al di fuori di esso, nonché sulla condotta dei singoli operatori.

Gli indici di mercato sono stati definiti nel dettaglio dal GME e dal GRTN in conformità agli obiettivi e ai criteri fissati dall'Autorità con la deliberazione n. 21/04 e sono stati approvati dall'Autorità. Nell'esercizio della sua attività di monitoraggio, infatti, l'Autorità si è avvalsa della collaborazione tecnica del GME e del GRTN ai fini del calcolo e della pubblicazione dei predetti indici con cadenza mensile.

Prima dell'avvio del dispacciamento di merito economico avvenuto il 1° aprile 2004, la deliberazione del 27 marzo 2004, n. 49, ha apportato modifiche e integrazioni alla deliberazione n. 21/04. Queste si sono rese necessarie per perfezionare il sistema di monitoraggio e di controllo del potere di mercato alla luce delle verifiche sull'efficacia delle misure adottate con la predetta deliberazione, effettuate durante il periodo delle prove operative che hanno preceduto l'avvio ufficiale del mercato elettrico.

La deliberazione n. 21/04, come modificata dalla deliberazione n. 49/04, conteneva altresì un meccanismo di controllo del potere di mercato. L'obiettivo perseguito era quello di applicare misure che disincentivassero lo sfruttamento del potere di mercato, qualora questo emergesse sulla base di indici in grado di identificare incrementi anomali dei prezzi in corrispondenza di riduzioni delle quantità prodotte dall'operatore marginale rispetto a una soglia concorrenziale prefissata.

Tale meccanismo prevedeva, infatti, un primo controllo giornaliero sul prezzo medio ponderato del Sistema Italia nelle ore di alto e medio carico per i trenta giorni precedenti. Se tale prezzo risultava superiore alla media dei prezzi all'ingrosso calcolata sul medesimo periodo si procedeva a un secondo controllo volto a verificare se le quantità offerte in ciascuna ora dall'operatore marginale fossero superiori a un quantitativo minimo concorrenziale calcolato sulla base del livello di domanda e della sua quota di mercato. Qualora in una data ora e in un data zona, la quantità offerta dall'operatore marginale risultasse inferiore alla suddetta quantità minima, a tale operatore veniva riconosciuto, per le offerte accettate nel MGP in qualsiasi zona e relative a unità di produzione ter-

moelettriche, un prezzo pari al prezzo specificato nella stessa offerta (*pay as bid*), in luogo del prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica nel MGP (*system marginal price*).

La deliberazione n. 21/04, come modificata dalla deliberazione n. 49/04, conteneva infine la previsione di un tetto massimo pari a 500 €/MWh, relativamente ai prezzi indicati nelle offerte presentate sul MGP.

Alla luce dell'esperienza acquisita nel 2004, l'Autorità ha provveduto a integrare la deliberazione n. 21/04 con due ulteriori deliberazioni volte a disciplinare rispettivamente un nuovo meccanismo per il controllo del potere di mercato da applicarsi per il 2005 (deliberazione 30 dicembre 2004, n. 254) e un sistema potenziato di monitoraggio da attuarsi nel corso dello stesso anno (deliberazione del 24 marzo 2005, n. 50).

La disciplina di controllo del potere di mercato prevista dalla deliberazione n. 254/04 è stata oggetto di ricorso al TAR da parte di Enel ed Endesa. Con le ordinanze cautelari del TAR Lombardia n. 382/05 e n. 383/05 è stata disposta la sospensione della delibera in oggetto, confermata dall'ordinanza n. 1532/05 del Consiglio di Stato, Sezione VI, in attesa del pronunciamento definitivo sul merito, che dovrebbe avvenire in data 24 maggio 2005.

Similmente al meccanismo predisposto per il 2004, la deliberazione n. 254/04 prevede misure in grado di disincentivare l'esercizio del potere di mercato da parte di un operatore. Ciò che cambia rispetto alla precedente disciplina è la costruzione degli indici volti a rilevare l'avvenuto esercizio di potere di mercato e le conseguenti misure applicate all'operatore che ne è responsabile.

La deliberazione n. 254/04 dispone che il GME determini, per ciascun operatore rilevante e in ciascun mese, alcuni indici volti a rilevare dapprima la potenziale sussistenza di un potere di mercato in capo a tale operatore e, successivamente, l'avvenuto o meno esercizio di tale potere.

Al fine di rilevare se un operatore sia in grado di esercitare potere di mercato viene calcolato un indice che accerta:

- se l'offerta di energia elettrica relativa al detto operatore, in una determinata ora e in una specifica macrozona, risulta "indispensabile" al mercato; in altri termini, se il mercato non può rivolgersi, per soddisfare la propria domanda in quel dato contesto, ad altri operatori;
- se la media dei prezzi di valorizzazione dell'energia elettrica sia inferiore o superiore a 300 euro.

Qualora tale indice non rispetti una soglia predeterminata, si procede a calcolare i successivi indici volti a determinare l'effettivo esercizio di potere di mercato. Il primo indice rileva, con riferimento a un dato operatore, in una determi-

nata ora e macrozona, la quantità di energia elettrica in relazione alla quale l'operatore di mercato è risultato "indispensabile".

Tramite il secondo indice, invece, è possibile accertare in quale proporzione temporale, rispetto al totale delle ore del mese considerato, un dato operatore è stato "operatore marginale" (i.e. ha presentato l'ultima offerta nel MGP, "fissando" sostanzialmente il prezzo in una data macrozona), e in quale proporzione il prezzo medio fissato nelle suddette ore si discosta dalla media complessiva mensile, nonché in quale misura il prezzo fissato in quella data macrozona si discosta dal prezzo registrato nelle macrozona risultata più concorrenziale.

Le misure comportamentali di promozione della concorrenza vengono applicate a un operatore qualora i due indici sopra richiamati facciano emergere una delle seguenti condizioni:

- l'operatore di mercato abbia ceduto una quantità di energia inferiore alla quantità minima per cui è risultato indispensabile e quindi non si sia messo in concorrenza con gli altri operatori cedendo energia a un prezzo più basso di quello che avrebbe potuto spuntare se si fosse limitato a vendere la quantità indispensabile;
- ovvero emerga un notevole scostamento del prezzo nella macrozona considerata, rispetto a quella più "competitiva".

Le misure comportamentali di promozione della concorrenza, che scattano a fronte della realizzazione di una delle due condizioni suddette, consistono in sintesi nell'apposizione di un obbligo a carico dell'operatore a offrire, nel MGP, tutta la produzione disponibile a un prezzo fisso, peraltro liberamente determinato dall'operatore, per i trenta giorni successivi al termine entro cui si effettuano i controlli (termine di chiusura della sessione del MGP relativa al dodicesimo giorno del mese successivo a quello in cui la verifica si riferisce).

Tali misure comportamentali tendono a evitare che l'operatore possa avvalersi del proprio "potere di mercato", distorcendo il corretto e trasparente funzionamento della borsa elettrica, attraverso offerte di energia a prezzi relativamente elevati nelle ore di massimo carico, in cui risulta insostituibile, e offrendo invece energia a prezzi relativamente bassi nelle ore di minimo carico, al fine di estromettere i piccoli operatori che in tali ore potrebbero sostituirlo.

Le misure comportamentali includono altresì l'obbligo a carico dell'operatore a presentare, con riferimento al MSD, un'offerta di vendita con prezzo fisso per tutte le ore dei 30 giorni successivi al termine entro cui si effettuano i controlli. Tale prezzo non deve essere superiore alla media dei prezzi delle offerte di vendita accettate, con riferimento al medesimo punto di dispacciamento, nel mercato dei servizi di dispacciamento nel mese precedente a quello cui la verifica si riferisce.

Tale disposizione è volta a impedire che l'operatore possa eludere l'obbligo di offerta nel MGP collocando la sua produzione sul MSD a un prezzo ancora maggiore.

Per quanto riguarda l'attività di monitoraggio, nel corso dell'anno 2004 e agli inizi dell'anno 2005, si sono registrati eventi tali da richiedere un'evoluzione delle modalità e dei criteri per l'esercizio delle attività a esso funzionali secondo quanto previsto dalla deliberazione n. 21/04.

In primo luogo, l'avvio della partecipazione attiva della domanda nel sistema delle offerte ha reso opportuna l'integrazione degli indici di mercato in essere con appositi indici volti a monitorare la struttura e il comportamento della domanda.

In secondo luogo, nell'ambito dell'Istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica (deliberazione del 9 febbraio 2005, n. 19) svolta congiuntamente dall'Autorità e dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, sono stati sviluppati appositi indici volti a:

- identificare la dimensione geografica dei mercati rilevanti relativamente sia al mercato all'ingrosso dell'energia elettrica sia all'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento;
- misurare il potere di mercato dei diversi operatori, in funzione del loro grado di indispensabilità ai fini del soddisfacimento della domanda oraria in ciascuno dei suddetti mercati o loro aggregati;
- valutare la convenienza dei medesimi operatori a esercitare il potere di mercato derivante da tale condizione di indispensabilità su un singolo mercato rilevante o, in maniera congiunta, su più mercati rilevanti.

In terzo luogo, l'esperienza acquisita nel 2004 e la raccolta dei primi elementi emergenti dalle istruttorie conoscitive sulla dinamica di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte, avviate con le deliberazioni 9 giugno 2004, n. 84 e 13 gennaio 2005, n. 3, hanno evidenziato l'esigenza di pervenire a una più efficace organizzazione del monitoraggio, con riferimento tra l'altro:

- alla valutazione della condotta degli operatori in relazione a possibili scenari di costo e a differenti strategie di offerta;
- alla frequenza con cui i principali operatori determinano il prezzo nei mercati rilevanti e alla rilevanza per il sistema elettrico nazionale di tale comportamento;
- alla relazione tra i ricavi dei produttori e i prezzi registrati nel MGP, anche in funzione dei volumi di energia sottesi ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte;

- alle quantità vendute dai principali operatori di mercato rispetto agli esiti di un mercato concorrenziale.

In quarto luogo, le modalità di funzionamento transitoriamente previste per il MSD, che implicano la negoziazione in un unico mercato delle varie risorse per il servizio di dispacciamento (risoluzione di congestioni, riserva di potenza reattiva, riserva di potenza attiva e bilanciamento), hanno reso problematica la definizione di indici idonei a monitorare i segmenti di mercato relativi alle suddette risorse, nonché la condotta degli utenti del dispacciamento nella fornitura delle medesime.

La deliberazione n. 50/05 ha disegnato un sistema potenziato di monitoraggio del mercato che modifica quello previsto dalla deliberazione n. 21/04, in particolare integrandolo con:

- gli indici di mercato volti al monitoraggio della domanda;
- gli indici sviluppati nell'ambito dell'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica;
- gli indici volti a rispondere alle esigenze emerse nello svolgimento delle istruttorie conoscitive sulla dinamica di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte;
- gli indici volti a consentire il monitoraggio dei segmenti di mercato relativi alle varie risorse per il servizio di dispacciamento nonché della condotta degli utenti del dispacciamento nella fornitura delle medesime.

Indagine conoscitiva congiunta Con la deliberazione n. 19/05, si è conclusa l'indagine conoscitiva sullo stato
Autorità per l'energia elettrica della liberalizzazione del settore elettrico (avviata con la deliberazione 20 feb-
e il gas – Autorità garante braio 2003, n. 13), condotta congiuntamente con l'Autorità garante della con-
della concorrenza correnza e del mercato.
e del mercato Obiettivo dell'indagine era quello di analizzare, in un'ottica di promozione e tutela della concorrenza, i mercati dell'energia elettrica all'ingrosso e del connesso servizio di dispacciamento, valutando e misurando, in particolare, l'eventuale esistenza di potere di mercato.

A tal fine l'analisi si è concentrata sul funzionamento dei primi sei mesi del meccanismo di dispacciamento di merito economico. Una volta individuati i mercati rilevanti oggetto dell'indagine è stata effettuata un'analisi della loro struttura, che ha utilizzato sia i tradizionali indici di concentrazione (quota di mercato, HHI) sia indici sviluppati *ad hoc* per i mercati elettrici (indici pivotali e di indispensabilità alla copertura della domanda residuale) con particolare riferimento al potere di mercato unilaterale. Le risultanze dell'analisi sono state successivamente utilizzate per formulare le modalità di intervento dell'Autorità

e dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato in materia di promozione della concorrenza.

Nell'individuare i mercati rilevanti oggetto dell'indagine è stata fatta una prima distinzione tra mercato all'ingrosso e MSD. Il primo comprende i mercati organizzati per la compravendita di energia elettrica (MGP e MA) e i mercati OTC dei contratti non standardizzati (contratti bilaterali), che risultano avere come oggetto di contrattazione un bene omogeneo (energia a termine) e i cui prezzi sono tra loro connessi. Il secondo invece riguarda il MSD che, per ragioni tecnico-economiche è da considerarsi distinto dai precedenti. In esso vengono infatti contrattati beni e servizi di natura diversa rispetto al mercato all'ingrosso e con diverse relazioni di sostituibilità tra di loro (riserva terziaria, riserva secondaria, energia di bilanciamento e per la soluzione delle congestioni). Il MSD, inoltre, ha regole di funzionamento diverse rispetto agli altri mercati: la domanda è espressa unicamente dal GRTN, l'offerta è obbligatoria e limitata a unità di produzione che presentino determinate caratteristiche tecniche, la regola di formazione del prezzo è basata su un meccanismo di asta discriminatoria (*pay as bid*). All'interno di questa distinzione, l'analisi del potere di mercato si è concentrata particolarmente sul mercato all'ingrosso, il quale è stato a sua volta suddiviso in più mercati geografici rilevanti. Tale suddivisione è stata effettuata attraverso un test che valuta l'incentivo di un ipotetico monopolista ad aumentare i prezzi nell'area geografica servita, indipendentemente dall'incidenza delle massime importazioni potenziali da aree limitrofe. Su questa base i mercati geografici rilevanti sono stati individuati nelle macrozone: Nord, Macrosud (comprendente le zone di mercato Centro-Nord, Centro-Sud e Sud), Macrosicilia (Sicilia e Calabria), Sardegna.

La successiva analisi della struttura di mercato ha evidenziato come i mercati geografici rilevanti sopra definiti presentino una struttura estremamente concentrata. Il mercato Nord, sebbene sia il solo che presenti un certo pluralismo di offerta, deve considerarsi affetto da un livello di concentrazione assai elevato (HHI superiore a 2.600, nel 50 per cento delle ore del campione, quando convenzionalmente un mercato è ritenuto concentrato già per valori superiori a 1.800). Gli altri mercati presentano livelli di concentrazione "patologici", che a volte individuano situazioni di quasi monopolio (HHI in alcune ore prossimo al valore di monopolio pari a 10.000).

Un'ulteriore analisi, volta a identificare il grado di potere di mercato unilaterale detenuto dagli operatori, è basata sul cosiddetto indice di pivotalità, che individua il livello di indispensabilità dei principali operatori ai fini della copertura del fabbisogno nei mercati geografici rilevanti. Detto in altre parole, tale indice serve a identificare la capacità di fissare il prezzo nei mercati all'ingrosso ed è connotabile in tre fattispecie:

- assoluta indispensabilità, che corrisponde alla situazione in cui un operatore è necessario al soddisfacimento della domanda locale anche in caso di massima importazione dalle macrozone limitrofe;
- potenzialità attiva, che corrisponde alla situazione in cui un operatore è necessario al soddisfacimento della domanda locale solo qualora la capacità di importazione da altre macrozone non è utilizzata, in tutto o in parte;
- potenzialità passiva, che corrisponde alla situazione in cui un operatore è necessario al soddisfacimento della domanda locale solo qualora venga utilizzata in tutto o in parte la capacità di esportazione verso le macrozone limitrofe.

Relativamente ai tre possibili casi sopra descritti è evidente come solo il primo evidenzi una capacità assoluta di fissazione del prezzo in una determinata macrozona. Gli altri due indicano invece la possibilità di esercitare potere di mercato in virtù della propria posizione su più macrozone contemporaneamente, qualora l'uso del potere di mercato in una macrozona sia in grado di influenzare i flussi sulla rete e rendere l'operatore indispensabile in una zona limitrofa.

I risultati ottenuti da questo tipo di analisi, relativamente al periodo 1 aprile – 30 settembre 2004, hanno evidenziato una situazione di assoluta indispensabilità di alcuni operatori. In primo luogo, Enel è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, in grado di fissare il prezzo all'ingrosso nel 100 per cento delle ore nel mercato rilevante Macrosud; nel 44 per cento delle ore nel mercato rilevante Nord; nel 29 per cento delle ore nel mercato rilevante Sardegna; nel 24 per cento delle ore nel mercato rilevante Macrosicilia. Endesa è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, per fissare il prezzo all'ingrosso nel 67 per cento delle ore in Sardegna; Edipower è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e fissare il prezzo all'ingrosso per un periodo pari al 19 per cento delle ore nella Macrosicilia. La capacità dei concorrenti di Enel di determinare il prezzo all'ingrosso nei mercati rilevanti Nord e Macrosud è stata invece nulla.

Con riferimento ai casi di potenzialità attiva e passiva è invece emerso come solo Enel, in virtù della sua posizione rilevante in tutti i mercati geografici, risulti avere sull'aggregato di più macrozone un elevatissimo potere di mercato. Ciò le consentirebbe di fissare il prezzo nel 95 per cento delle ore nella macrozone Nord-Macrosud, nel 91 per cento delle ore nelle zone Macrosud-Macrosicilia e nel 63 per cento delle ore nel Macrosud-Sardegna.

Si può quindi concludere che Enel risulta un operatore con un elevato potere di mercato in tutte le macrozone individuate come mercati geografici rilevanti.

I risultati e gli indici sin qui descritti consentono di precisare la struttura del mercato e la presenza di potere di mercato unilaterale. L'indagine, che si è con-

centrata soprattutto su quest'ultimo aspetto, ha però cercato di valutare anche quanto ciascun operatore avesse effettivamente interesse a esercitare il proprio potere di mercato per alterare i prezzi rispetto a un equilibrio concorrenziale. A tal fine è stato quindi costruito un ulteriore indice, denominato Indice di criticità residuale (ICR), che misura l'incentivo all'esercizio di potere di mercato sulla domanda per cui l'operatore risulta residuale. Ciò che viene misurato è la perdita percentuale di volumi di vendita, che l'operatore sopporterebbe agendo come monopolista sulla domanda residuale, rispetto a una strategia di offerta concorrenziale. Con riferimento all'analisi di pivotalità si deve comunque sottolineare come tale indice, pur evidenziando gli incentivi più rilevanti all'esercizio di potere di mercato, non sia in grado di segnalare come ore critiche le ore in cui l'operatore Enel è congiuntamente indispensabile su più mercati. In particolare, l'ICR considera tre ipotesi alternative: massime importazioni nella macrozona (ICR1), scambi nulli con le altre macrozone (ICR2), massime esportazioni dalla macrozona (ICR3). In corrispondenza di queste tre ipotesi viene individuato un valore critico dell'indice al di sopra del quale la perdita di volumi dovuta al comportamento monopolistico (offerta della sola quantità residuale) è più che compensata dai maggiori margini conseguenti all'applicazione del prezzo massimo di mercato (500 €/MWh) rispetto a un prezzo di riferimento concorrenziale.

Dall'analisi delle curve di durata dei tre indici nel periodo da aprile a settembre 2004 emergono elementi di preoccupazione con riferimento a tutte le macrozone. Riguardo alla macrozona nord, caratterizzata da frequente esportazione verso altre macrozone, l'ICR3 ha assunto valori ritenuti critici per più del 90 per cento delle ore del periodo in esame. Nel Macrosud gli indicatori più rappresentativi delle normali dinamiche di mercato, l'ICR1 e l'ICR2, permangono nell'area di criticità per il 100 per cento delle ore del periodo considerato. Anche considerando poco probabile la possibilità che tutta la capacità di transito in esportazione venga utilizzata, l'indice ICR3 mostra una situazione molto preoccupante, con Enel nella zona critica per più del 98 per cento delle ore. Infine, per quanto riguarda la Macrosicilia, le ore in cui gli indici di criticità residuale di Enel risultano nell'area di incentivo all'esercizio del potere di mercato si attestano intorno a meno del 20 per cento per l'ICR1 e a circa l'80 e 90 per cento rispettivamente per l'ICR2 e ICR3.

Da quanto detto emerge che, nell'ipotesi empiricamente e teoricamente robusta di importazioni nella macrozona sud dalle altre due macrozone esaminate, l'interesse da parte di Enel ad aumentare strategicamente il prezzo è, in assenza di contratti di medio/lungo termine da questa sottoscritti, persistente nel tempo in tutte e tre le macrozone.

Queste conclusioni hanno portato l'Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato a ritenere che vi sia la necessità di adottare misure sul piano

sia strutturale sia della promozione di un'offerta competitiva, nonché di valutare eventuali interventi di sanzione di condotte di esercizio del potere di mercato unilaterali o collettive. Ciò al fine di contribuire, anche in forma coordinata tra le due Autorità, ciascuna nell'ambito delle rispettive competenze, a rimuovere gli ostacoli ancora presenti per lo sviluppo di un'effettiva concorrenza nel settore dell'energia elettrica. Più precisamente, le linee di intervento individuate sul piano strutturale comprendono:

- la promozione di interventi sulla rete di trasmissione nazionale al fine di ridurre al minimo i rischi di congestione;
- il potenziamento delle linee di interconnessione con l'estero e il mantenimento di modalità concorrenziali di allocazione della corrispondente capacità a vantaggio dell'abbattimento dei prezzi sul mercato nazionale dell'energia elettrica;
- la promozione dell'ingresso sul mercato di soggetti diversi dall'operatore dominante soprattutto nelle zone che oggi risultano deficitarie;
- l'introduzione di misure transitorie volte a minimizzare le situazioni di potenziale esercizio di potere di mercato, attraverso forme di disciplina delle offerte di vendita che ripristinino condizioni competitive e la creazione di condizioni atte ad annullare eventuali indebiti vantaggi conseguenti a strategie distorcenti dei prezzi di mercato;
- l'introduzione di misure atte a evitare la sottrazione di capacità produttiva dal mercato.

Sul piano della promozione della concorrenza invece si propongono:

- il rafforzamento della stabilità di mercato attraverso lo sviluppo di forme di contrattazione a medio/lungo termine;
- il mantenimento dei segnali forniti dall'organizzazione zonale del mercato borsistico;
- il perseguimento di soluzioni mirate a controllare che l'impresa dominante non tragga indebiti vantaggi dall'esercizio di strategie "collegate" in varie zone del paese;
- l'impedimento delle distorsioni nella determinazione dei prezzi e delle quantità conseguenti all'esercizio di potere di mercato al fine di consentire corretti riferimenti per gli investimenti.

[Istruttorie conoscitive sui prezzi di giugno 2004 e gennaio 2005](#)

Con la deliberazione 18 febbraio 2005, n. 25, si sono concluse le istruttorie conoscitive sulla dinamica di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte che hanno preso forma con la deliberazione n. 84/05, relativamente al periodo

7-10 giugno 2004, e la deliberazione n. 3/05, relativamente ai primi giorni del mese di gennaio 2005.

Entrambe le istruttorie sono state avviate in seguito alla rilevazione nei giorni oggetto di analisi di anomalie nei prezzi registrati nel MGP e nei livelli dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto, al fine di valutare l'eventuale esercizio di potere di mercato unilaterale o collettivo da parte di uno o più operatori. L'analisi ha in primo luogo valutato il livello dei prezzi registrati nelle settimane comprendenti i giorni critici rispetto a quanto rilevato in altre settimane con caratteristiche comparabili. Quanto è emerso dimostra come il livello eccezionalmente elevato dei prezzi non sia riconducibile a specifiche situazioni congiunturali, quali *shock* di domanda o di costo, ma ai comportamenti di offerta assunti dagli operatori. Nello specifico la seconda settimana di giugno ha registrato un PUN medio pari a circa 72.3 €/MWh (circa 15 €/MWh in più rispetto alla media del periodo aprile 2004 – gennaio 2005), mentre nella seconda settimana di gennaio il prezzo medio è stato pari a quasi 83 €/MWh, il valore più elevato registrato dall'avvio del dispacciamento di merito economico. A livello zonale si è rilevata invece una notevole discrepanza tra quanto avvenuto nei due periodi. L'elevato prezzo di acquisto di giugno è infatti il risultato di prezzi di vendita zonali molto divergenti, mentre a gennaio tutti i prezzi zonali erano sostanzialmente allineati al valore del PUN.

Il secondo elemento considerato dall'analisi si rifà agli indici strutturali sviluppati nel corso dell'indagine congiunta con l'Antitrust. Come emerso dalla citata indagine, l'analisi si è concentrata sui due operatori che risultano in grado di influenzare il prezzo nei mercati geografici rilevanti: Enel ed Endesa. L'utilizzo dell'indice di pivotalità dimostra infatti come Enel, sia a giugno sia a gennaio, detenesse un potere di mercato molto esteso sia nel tempo sia nello spazio. Per quanto riguarda Endesa le indicazioni sono diverse per i due periodi. Relativamente alla macrozona Sardegna, nella seconda settimana di giugno essa risultava assolutamente indispensabile per il 37 per cento delle ore, mentre a gennaio lo era solo per il 7 per cento.

L'analisi strutturale sul potere di mercato dei due operatori è stata integrata per valutare se questo sia stato effettivamente esercitato e come. A tal fine si sono considerati il numero di ore in cui l'operatore è risultato marginale e la quota parte della curva di offerta, in un dato intorno del prezzo marginale, riconducibile allo stesso operatore. Per quanto riguarda Enel emerge come in entrambi i periodi considerati essa abbia assunto un ruolo cruciale nella determinazione del prezzo di mercato con riferimento a entrambi gli indici. Per quanto riguarda la Sardegna in particolare, il mese di giugno vede Endesa giocare un ruolo cruciale (e superiore a Enel) nella determinazione del prezzo, mentre a gennaio tale ruolo viene assunto da Enel.

L'insieme degli elementi raccolti ha consentito di concludere che le anomalie di prezzo registrate nei mesi di giugno e gennaio siano imputabili a mutamenti nelle strategie di offerta di Enel. La diversa dinamica dei prezzi zonali nelle due settimane critiche porta però a considerazioni diverse per i due periodi, facendo emergere come Enel sia stata in condizione di influenzare non solo i propri ricavi, ma anche quelli dei concorrenti, potendo discrezionalmente favorire alcuni operatori e danneggiarne altri.

Per quanto riguarda la seconda settimana di giugno si evidenzia infatti come la divaricazione dei prezzi tra le diverse zone del mercato abbia inciso sui ricavi netti da cessione dell'energia elettrica ottenuti dagli altri operatori. Questi potrebbero aver subito un danno a causa dell'incremento dei CCT che non trovava copertura nei contratti bilaterali da questi siglati sulla base di aspettative di prezzo differenti. Per quanto riguarda il mese di gennaio, invece, l'allineamento dei prezzi zonali al PUN ha favorito gli operatori assegnatari di capacità di importazione nella zona nord, annullando l'onere da CCT, solitamente positivo, che questi avrebbero diversamente pagato. A tale proposito emergono due evidenze di rilievo. In primo luogo si riscontra come nel mese di gennaio la procedura concorsuale per l'assegnazione della capacità di importazione tra Francia e Italia potrebbe indicare uno scambio di informazioni tra Enel ed Endesa. Quest'ultima si è infatti aggiudicata la quasi totalità della capacità di importazione offrendo, rispetto ai valori di mercato attesi, un prezzo decisamente elevato, che però si è rivelato congruo con le successive realizzazioni di prezzo sul MGP sia in acquisto sia relativamente alla zona nord. A ciò si aggiunge il fatto che l'analisi del comportamento di offerta di Enel evidenzia come questa, data la composizione del suo portafoglio e in particolare i contratti differenziali stipulati con l'Acquirente Unico, avrebbe potuto incrementare i propri profitti riducendo il prezzo della zona nord rispetto ai valori effettivamente registrati. Tale condotta risulterebbe razionale solo in un ambito più ampio di quello della singola società e su un orizzonte temporale più lungo.

Dato l'emergere di elementi che potrebbero configurare un abuso di posizione dominante da parte delle società oggetto delle istruttorie, gli esiti di queste sono stati trasmessi all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, che, con il provvedimento n. 14174 del 6 aprile 2005, ha aperto un'istruttoria nei confronti delle società Enel ed Enel Produzione per abuso di posizione dominante nella fissazione dei prezzi alla borsa elettrica.

Strumenti a termine di copertura

L'avvio del dispacciamento di merito economico ha fatto emergere nuove esigenze relativamente agli strumenti di contrattazione a disposizione degli operatori. Queste hanno portato l'Autorità a sviluppare strumenti a termine che consentissero la copertura del rischio di prezzo temporale e spaziale sopportato dagli operatori, al fine anche di favorire l'ingresso di nuovi soggetti e un più efficiente funzionamento del mercato organizzato.

In particolare, gli strumenti di copertura introdotti dall'Autorità riguardano i rischi legati ai differenziali di prezzo determinati dalle congestioni di rete. Questi fanno riferimento al rischio di prezzo causato dai costi di congestione sulla rete nazionale e, in virtù del nuovo meccanismo di gestione delle congestioni sulle interconnessioni, sulla capacità di trasporto con le zone estere.

L'entrata in vigore del regolamento 1228/2003/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 e la decorrenza della sua diretta applicazione in data 1 luglio 2004 in ciascun Stato membro dell'Unione europea hanno infatti innovato profondamente il quadro di riferimento in materia di scambi transfrontalieri di energia elettrica. In particolare, l'art. 6 del regolamento 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 2005, il Ministro delle attività produttive e l'Autorità, relativamente alla quota della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione di pertinenza dell'Italia (stante la diversità dei metodi di allocazione adottati dall'Italia e dai paesi con essa confinanti, è stato adottato il metodo di ripartizione in parti uguali, tra due Stati confinanti, del valore della capacità di trasporto sulla relativa frontiera elettrica), hanno individuato, tra i possibili metodi compatibili con quanto previsto dal regolamento per la gestione delle congestioni transfrontaliere, il metodo d'asta implicita. L'art. 2, comma 4, del decreto del Ministro delle attività produttive 17 dicembre 2004, 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 alla esecuzione di scambi transfrontalieri da parte di operatori esteri e nazionali. A sua volta, con la deliberazione 20 dicembre 2004, n. 223, l'Autorità ha stabilito che, ai fini dell'attuazione per l'anno 2005 dell'art. 6 del regolamento, le congestioni sulla rete di interconnessione siano risolte per mezzo di un metodo di mercato basato sul sistema di asta implicita già in uso nell'anno 2004 per la

risoluzione delle congestioni sul MGP.

Come noto, nell'ambito del MGP vengono gestite le congestioni a livello interzonale, vale a dire tra zone della rete rilevante come individuate dal GRTN. Il metodo adottato applica il modello generale del cosiddetto *market splitting* con differenziazione zonale del valore dell'energia elettrica venduta (al prezzo marginale di ciascuna zona) e valorizzazione unica a livello nazionale dell'energia elettrica acquistata (al PUN). In particolare, la gestione delle congestioni avviene mediante l'assegnazione del diritto di immettere e prelevare energia elettrica in esito all'accettazione di offerte, rispettivamente, di vendita e di acquisto, su base oraria, compatibilmente con i limiti di trasporto tra le zone della rete rilevante.

In tale contesto, la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione avviene mediante la definizione di zone virtuali rappresentanti le zone di mercato estere connesse con la rete nazionale, rispetto alle quali sono definiti i limiti di trasporto corrispondenti alla capacità di trasporto relativa a ciascuna frontiera elettrica.

Coerentemente con quanto stabilito dal regolamento, il metodo di asta implicita per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sull'interconnessione previsto dalla deliberazione n. 223/04 consente la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione con soluzioni non discriminatorie fondate su criteri di mercato e non connessi con le transazioni, nonché la formazione di segnali economici verso i soggetti partecipanti al mercato e ai gestori dei sistemi di trasmissione.

D'altronde predetto metodo, in cui la gestione delle congestioni è effettuata con cadenza oraria su orizzonte giornaliero, comporta l'applicazione del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto previsto dalle condizioni per il dispacciamento stabilite dall'Autorità con la deliberazione n. 168/03 anche all'energia elettrica importata in esecuzione degli scambi transfrontalieri. Tale corrispettivo è orario, esplicitato a livello giornaliero, e pari alla differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica acquistata al PUN e la valorizzazione dell'energia elettrica al prezzo zonale della zona di mercato in cui avviene l'immissione dell'energia elettrica. Nel caso delle importazioni, il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto risulta pari alla differenza tra i prezzi della zona estera ove avviene l'immissione e il PUN.

Come noto, il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto può essere caratterizzato da un'elevata volatilità.

I CCC (Coperture costi congestione), ovvero le coperture dal rischio di volatilità del CCT attribuite dal GRTN ai sensi della deliberazione 19 novembre 2004, n. 205, sono riferiti al differenziale tra i prezzi delle zone del territorio nazionale, ovvero delle zone di mercato a esclusione delle zone estere, e il PUN. I sog-

getti importatori pertanto, anche qualora detentori di CCC, sarebbero rimasti comunque esposti al differenziale di prezzo tra le zone estere e le zone adiacenti alle zone virtuali estere che caratterizzano le frontiere elettriche cui le importazioni si riferiscono.

**Corrispettivi di copertura
delle congestioni
sull'interconnessione (CCCI)**

A riguardo l'Autorità, in aderenza a quanto previsto dal decreto 17 dicembre 2004, con la deliberazione 20 dicembre 2004, n. 224, ha disciplinato l'assegnazione di strumenti di copertura del rischio associato ai differenziali di prezzo tra zone del mercato elettrico italiano e adiacenti a zone estere su ciascuna frontiera elettrica (CCCI – Corrispettivi di copertura congestioni sull'interconnessione) sulla base di criteri di economicità, proporzionalità delle quantità richieste, sicurezza del sistema elettrico nazionale, nonché di gradualità di applicazione della normativa rispetto a quella adottata negli anni precedenti. I CCCI, distinti per frontiera elettrica, sono stati assegnati in proporzione alle richieste effettuate e ai consumi dei soggetti ammessi alla procedura di assegnazione.

I CCCI conferiscono all'assegnatario il diritto a ricevere dal GRTN, qualora positivo, per ciascuna ora del periodo a cui la copertura si riferisce, un ammontare pari al prodotto tra:

- la quota di capacità di trasporto cui è riferita la copertura dal rischio;
- la differenza tra il prezzo orario di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella zona adiacente alla zona virtuale che caratterizza la frontiera elettrica a cui detta copertura si riferisce e il prezzo orario di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella predetta zona virtuale diminuita di 0,03 c€ a garanzia delle coperture dal rischio assegnate.

L'assegnazione di CCCI è avvenuta a titolo gratuito e ciò ha consentito di trasferire la rendita di congestione sulle interconnessioni, pari alla differenza di prezzo tra le zone estere e quelle nazionali a esse adiacenti, direttamente ai clienti finali italiani ammessi alla procedura di assegnazione.

Per quanto riguarda gli effetti economici, in sintesi, un operatore che importa energia elettrica in Italia e che sia risultato assegnatario di CCCI per la quota di capacità di trasporto cui l'importazione si riferisce:

- nel caso sia ricorso alla conclusione di un contratto bilaterale è tenuto al pagamento al GRTN di un corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto pari alla differenza tra il prezzo di vendita dell'energia elettrica nel MGP nella zona virtuale che caratterizza la fron-

tiera elettrica a cui l'importazione si riferisce e il PUN; il predetto operatore ha però il diritto a ricevere dal GRTN un corrispettivo, come effetto dell'assegnazione del CCCI, pari alla differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella zona adiacente alla zona virtuale che caratterizza la frontiera elettrica a cui l'importazione si riferisce e la valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella predetta zona virtuale (diminuita di 0,03 c€ a garanzia delle coperture dal rischio assegnate). Il corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto effettivamente a carico dell'operatore risulta pertanto pari alla sola differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica venduta nella zona adiacente alla zona virtuale che caratterizza la frontiera elettrica cui l'importazione si riferisce e la valorizzazione dell'energia elettrica acquistata al PUN;

- nel caso sia ricorso al MGP, l'operatore: 1) riceve il prezzo di vendita per le immissioni nella zona virtuale estera che caratterizza la frontiera elettrica cui l'importazione si riferisce; 2) riceve, in esecuzione del CCCI, un corrispettivo pari alla differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella zona adiacente alla zona virtuale che caratterizza la frontiera elettrica a cui l'importazione si riferisce e la valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella predetta zona virtuale (diminuita di 0,03 c€ a garanzia delle coperture dal rischio assegnate); 3) versa al GME un PUN per i corrispondenti prelievi di energia elettrica con risultati economici del tutto equivalenti al caso precedente.

Quanto stabilito con le deliberazioni n. 223/04 e n. 224/04 appare coerente con il processo evolutivo di un mercato unico europeo; la risoluzione delle congestioni sull'interconnessione attraverso il MGP e la contestuale assegnazione di strumenti quali i CCCI, va infatti nella direzione di una gestione coordinata degli scambi transfrontalieri tramite meccanismi di *market coupling* e la 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).

La tavola di seguito riporta gli esiti delle assegnazioni di CCCI.

Coperture relative ai costi di congestione (CCC)

Ai fini dell'approvvigionamento di energia elettrica, la valorizzazione dell'energia elettrica effettuata nel sistema delle offerte porta con sé il rischio della variabilità nel tempo (a livello orario) del prezzo dell'energia. La gestione delle congestioni mediante la differenziazione zonale dei prezzi dell'energia elettrica venduta introduce un ulteriore rischio dovuto alla variabilità territoriale (zonale) del prezzo dell'energia elettrica. Infatti, sebbene nel particolare modello di mercato adottato in Italia, il prezzo di acquisto dell'energia elettri-

TAV. 3.19 ESITI DELLE ASSEGNAZIONI DI CCCI

MW

OPERATORE ASSEGNATARIO	SVIZZERA	FRANCIA	AUSTRIA	SLOVENIA	GRECIA
Aceaelectrabel Energia	13	4	2	5	
Aem Energia	8	5	1	1	5
Alpenergie Italia	13	7	2	5	
Amga Commerciale	5	2	2		
Asm Energy	32	18	2	8	
Atel Energia	13	9		6	
Azienda Energetica Trading	7	5		6	
Burgo Energia	12	6	1	4	6
Centomilacandele	13	6		1	
Cva Trading	15	8	5	3	
Dalmine Energie	14	7	2	6	
Dynameeting	13	5			
E.On Italia	7	3			
Edf Energia Italia	26	12		11	
Edison Energia	76	31	6	19	7
EGL Italia	73	34	6	18	9
Elettra Italia	10	5		4	
Eneco Trade	22	12			
Enel Energia	46	17	5	13	
Enel Trade	58	17	6	15	
Energetic Source	35	13	2	14	9
Energia E Territorio	20	10	2	7	7
Energia	33	21	6	12	
Energ.It		2			
Enipower Trading	74	28	6	16	
Esperia	9	4		1	
Estenergy	5	0			
Green Network	49	15		4	
Hera Comm	8	9			
Radici Energie	4	3			
Siet	15	7	2	4	
Syndial	3	2			
Telenergia	7	9			
Tpe	20	9	2	7	7
Trafigura Electricity Italia	7	4			
Trenta	2	0			
Totale Operatori	767	349	60	190	50

Fonte: GRTN.

ca sia uniforme sul territorio nazionale, ciò non elimina il rischio “zonale” indotto dal metodo adottato per la gestione delle congestioni interzonali nel mercato del giorno prima.

Sia i soggetti che partecipano al MGP sia i titolari di contratti bilaterali sono esposti al rischio derivante dalla variabilità delle differenze tra il PUN e i prezzi zonali di vendita, ovvero alla variabilità del valore del corrispettivo di utilizzo per la capacità di trasporto; in entrambi i casi gli operatori sono infatti esposti al rischio associato alla variabilità della differenza tra PUN e prezzi zonali.

I partecipanti al MGP sono esposti alla variabilità del prezzo a cui viene valorizzata l'energia elettrica venduta o acquistata su tale mercato; poiché il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta sul mercato è diverso da quello di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata, i rischi a cui sono esposti gli operatori acquirenti e gli operatori venditori non sono simmetrici e ciò non rende possibile la copertura di tali rischi attraverso uno stesso strumento. Per esempio, un contratto per differenza (CFD) a due vie riferito al PUN copre efficacemente il rischio a cui è esposto l'operatore acquirente, ma non fornisce una copertura per l'operatore venditore, che rimane in questo caso esposto al rischio connesso con la variabilità della differenza tra prezzo zonale (a cui è valorizzata l'energia venduta) e PUN. Alternativamente, un CFD a due vie riferito al prezzo zonale copre il rischio a cui è esposto l'operatore venditore, ma non fornisce adeguata copertura del rischio per l'operatore acquirente.

I titolari di contratti bilaterali sono esposti al rischio derivante dalla variabilità del CCT, che, come si è visto, è pari alla differenza tra il prezzo unico di acquisto e il prezzo di equilibrio della zona in cui avviene l'immissione in rete dell'energia elettrica.

Quindi, sia nel caso di approvvigionamento attraverso il sistema delle offerte, sia attraverso la stipula di contratti al di fuori del medesimo sistema, gli operatori sono esposti al rischio associato alla variabilità della differenza tra PUN e prezzi di equilibrio zonali.

Per la copertura dal rischio associato al diverso prezzo di mercato dell'energia sul territorio (differenziale spaziale) ovvero dal rischio associato alla variabilità del corrispettivo di utilizzo per la capacità di trasporto, nei disegni di mercato zonali (o nodali), è tipicamente prevista la cessione, da parte del GRTN, di CCC o diritti fissi di trasporto (*Firm Transmission Right*).

I CCC consentono l'esecuzione della transazione interzonale pagando un corrispettivo fisso, predeterminato e indipendente dalla valorizzazione *spot* del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto.

I CCC possono prevedere una valorizzazione implicita del diritto di trasporto o una valorizzazione esplicita del medesimo diritto:

- nella valorizzazione implicita, il detentore di un contratto CCC può trasportare predeterminate quantità orarie di energia elettrica tra le zone, senza l'onere di pagamento della differenza tra il prezzo di mercato nella zona a "valle" (mercato della destinazione dell'energia elettrica) e quello della zona "a monte" (mercato della produzione);
- nella valorizzazione esplicita, il detentore del CCC riceve dall'emittente (se positiva) o corrisponde (se negativa) la differenza tra il prezzo di equilibrio nella zona "a valle" e quello della zona "a monte" del medesimo diritto per un quantitativo orario corrispondente alla capacità indicata nel contratto CCC medesimo.

I CCC possono inoltre essere assegnati nella forma di obbligazione o nella forma di opzione.

Un CCC nella forma di obbligazione, per esempio, corrispondente a 1 MW, pone in capo al suo possessore, per ogni ora, il diritto a ricevere o l'obbligo a effettuare pagamenti commisurati alla differenza tra il valore di 1 MWh di energia elettrica nella zona a valle del transito di riferimento e il valore di 1 MWh nella zona a monte del transito stesso; dove, in entrambi i casi, il valore viene determinato con riferimento al prezzo di equilibrio nelle rispettive zone.

Un CCC nella forma di opzione corrispondente a 1 MW conferisce al suo possessore, per ogni ora, il diritto a ricevere pagamenti commisurati alla differenza, se positiva, tra il valore di 1 MWh di energia elettrica nella zona a valle del transito di riferimento e il valore di 1 MWh nella zona a monte del transito stesso; in entrambi i casi, il valore viene determinato con riferimento al prezzo di equilibrio nelle diverse zone. Nel caso in cui la suddetta differenza risulti, in un'ora, negativa, il possessore non è tenuto a effettuare alcun pagamento.

Con la deliberazione n. 205/04, l'Autorità ha disciplinato il funzionamento degli strumenti di copertura dal rischio associato alla differenza tra i prezzi zonali, prevedendo a decorrere dall'anno 2005 l'assegnazione, attraverso procedure concorsuali da parte del GRTN, di CCC con valorizzazione esplicita e nella forma di obbligazione riferiti alla differenza tra il prezzo della zona indicata nel diritto e il PUN ovvero riferiti al valore del CCT. Con la predetta deliberazione l'Autorità ha peraltro previsto per il 2005 dei limiti di partecipazione alle procedure concorsuali per l'assegnazione di CCC con durata annuale per gli operatori che non risultano effettivamente esposti al rischio contrattato, così da evitare che gli esiti delle predette procedure concorsuali possano incentivare fenomeni di speculazione o di esercizio di potere di mercato.

I CCC, così come definiti dalla sopra richiamata deliberazione n. 205/04, conferiscono al relativo detentore il diritto a ricevere dal GRTN se positivo o l'obbligo a versare a quest'ultimo se negativo un ammontare pari al prodotto tra la quan-

tività di potenza, nell'ora, cui il CCC si riferisce e la differenza tra il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata nel MGP (PUN) e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel medesimo mercato nella zona (prezzo zonale) cui il medesimo CCC si riferisce.

I CCC possono consentire la completa copertura del rischio di prezzo per gli operatori che acquistano energia nel MGP e che hanno stipulato contratti CfD a due vie o di compravendita al di fuori del sistema delle offerte.

Lo sviluppo degli strumenti di copertura dal rischio descritti, così come quello di eventuali strumenti analoghi, sarà di estrema rilevanza al fine di incentivare l'ingresso di nuovi operatori e l'incremento degli scambi nel mercato organizzato, grazie alla possibilità di trovare forme di copertura dai rischi temporali e zonali. Tuttavia, è necessario ricordare che entrambi i contratti implicano la fissazione di prezzi il cui livello è esposto al potere negoziale delle parti; tali strumenti, pertanto, coprono il rischio di volatilità dei prezzi dell'energia, ma non eliminano il problema dell'esercizio di potere di mercato e di sfruttamento di eventuali posizioni dominanti.

Di seguito si riportano gli esiti delle procedure di assegnazione dei CCC annuali e mensili relativi all'anno 2005.

TAV. 3.20 ESITI DELLE ASSEGNAZIONI ANNUALI DI CCC

MW

RICHIEDENTE	NORD PREZZO DI ASSEGNAZIONE: 2,35 €/MWh	CENTRO-SUD PREZZO DI ASSEGNAZIONE: 0,5 €/MWh
Aceaelectrabel Trading	0	0
Aem Trading	170	0
Agac Energia	0	0
Agsm Verona	55	0
Amga Comm.Le	10	0
Asm Brescia	80	0
Atel Energia	50	0
Azienda Energetica	0	0
Cleanpower	1	0
Consorzio Eneco	0	0
Cva Trading Asu	7	0
Dalmine Energie	4	0
Dynameeting	12	0
Edf Energia Italia	10	0
Edison Trading	460	0
EGL Italia	0	0
Electra Italia	5	0

continua

TAV. 3.20 ESITI DELLE ASSEGNAZIONI ANNUALI DI CCC

SEGUE MW

RICHIEDENTE	NORD PREZZO DI ASSEGNAZIONE: 2,35 €/MWh	CENTRO-SUD PREZZO DI ASSEGNAZIONE: 0,5 €/MWh
Endesa Italia	300	0
Eneco Trade Gmbh	0	13
Enel Green Power	0	0
Enel Produzione	0	0
Enel Trade	0	0
Energetic Source	0	0
Energia E Territorio	25	0
Energia	12	0
Enipower	1.224	0
Enipower Trading	8	0
E-On Sales&Trading Gmbh	0	0
Fenice	1	0
Hera Comm	40	0
Idroelettrica	8	0
Idroenergia	115	0
Insubria Energia	2	0
Italgen	10	0
Multiutility	0	0
Net	15	0
Radici Energie	0	0
Rezia Energia Italia	0	0
Siet	0	0
Tirreno Power	0	0
Trafigura Electricity Italia	33	0
Trenta	15	0
Totale	2.672	13

Fonte: GRTN.

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 3.21 ESITI DELLE ASSEGNAZIONI MENSILI DI CCC
MW; zona Nord

RICHIEDENTE	GENNAIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh	FEBBRAIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,3 €/MWh	MARZO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,7 €/MWh	APRILE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh	MAGGIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,3 €/MWh	GIUGNO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,3 €/MWh	LUGLIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,5 €/MWh	AGOSTO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,1 €/MWh	SETTEMBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,1 €/MWh	OTTOBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,1 €/MWh	NOVEMBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh	DICEMBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh
Acea Electrabel Trading	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aem Trading	0	10	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0
Agsm Verona	0	51	0	0	0	10	10	0	0	0	0	0
Amga Comm.Le	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Asm Brescia	0	10	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Asm Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Atel Energia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Azienda Energetica Municipale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centomilacandele	0	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cleanpower	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Cva Trading Asu	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1
Dalmine Energie	9	22	19	27	22	22	22	15	22	27	27	27
Dynameeting	0	14	2	0	0	7	6	0	4	0	0	0
Edf	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Edison Trading	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EGL Italia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electra Italia	20	75	69	69	50	50	50	39	50	69	69	69
Endesa Italia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Enel Energia	0	0	0	0	0	30	30	10	30	5	0	0
Enel Greenpower	0	0	0	0	0	50	20	20	40	20	20	20
Enel Produzione	0	0	0	0	0	240	180	190	350	270	310	380
Enel Trade	0	0	0	0	5	50	50	35	50	5	0	5
Energia E Territorio	10	20	20	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Energia	0	56	10	1	0	0	0	0	0	0	1	1
Enipower	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Enipower Trading	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Esperia	0	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0


 continua

TAV. 3.21 ESITI DELLE ASSEGNAZIONI MENSILI DI CCC

SEGUE MW; zona Nord

RICHIEDENTE	GENNAIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh	FEBBRAIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,3 €/MWh	MARZO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,7 €/MWh	APRILE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh	MAGGIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,3 €/MWh	GIUGNO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,3 €/MWh	LUGLIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,5 €/MWh	AGOSTO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,1 €/MWh	SETTEMBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,1 €/MWh	OTTOBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,1 €/MWh	NOVEMBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh	DICEMBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh
Green Network	0	151	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hera Comm	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Idroelettrica	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1
Idroenergia	0	43	43	28	0	0	0	18	18	18	28	28
Italgas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Radici Group	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rezia Energia Italia	5	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Siet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tirreno Power	0	6	0	0	0	52	43	0	0	0	0	0
Trenta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale	46	565	188	159	109	573	443	361	598	448	489	564

Fonte: GRTN.

TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA

Aggiornamento annuale delle tariffe di trasmissione e distribuzione

Le attività di trasmissione, distribuzione e misura sono state oggetto di interventi rilevanti in materia di tariffe, continuità e qualità del servizio con l'emanazione del Testo integrato (delibera 30 gennaio 2004, n. 5) che ha definito le tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita per il periodo 2004-2007. A partire dall'1 aprile 2004, inoltre, l'acquisto delle partite di elettricità destinate dalle società distributrici ai clienti del mercato vincolato deve essere effettuato in via esclusiva tramite l'Acquirente Unico. La delibera n. 5/04 ha introdotto anche un complesso sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento sostenuti dalle imprese di distribuzione.

Secondo quanto previsto dal Testo integrato, nel mese di luglio 2004 (deliberazione n. 135 del 29 luglio 2004) l'Autorità ha provveduto ad aggiornare i parametri delle tariffe di trasmissione e di distribuzione destinati a essere applicati nell'anno 2005.

L'aggiornamento annuale è stato effettuato:

- applicando il meccanismo del *price cap* alla quota parte delle tariffe di trasmissione e distribuzione a copertura dei costi operativi e degli ammortamenti;
- aggiornando il valore del capitale investito riconosciuto ai fini tariffari a livello nazionale, per tener conto degli investimenti netti portati a termine nel corso del 2003.

L'aggiornamento annuale ha comportato una sostanziale invarianza delle componenti a copertura dei costi di trasmissione e una leggera riduzione nominale di quelle a copertura dei costi di distribuzione (pari a circa l'1 per cento).

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 derivanti da recuperi di qualità del servizio e dei costi derivanti dal conseguimento degli obiettivi di cui al decreto del 24 aprile 2001, costi derivanti dall'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 UC₆) sono stati ridotti di oltre il 44 per cento, passando da 90 milioni di euro nel 2004 a circa 50 milioni di euro nel 2005. 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 stato previsto un aumento dai 10 milioni di euro del 2004 a 50 milioni di euro nel 2005 (+400 per cento).

TAV. 3.22 **CONFRONTO DELLA TARIFFA MEDIA PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE AL NETTO DELLE IMPOSTE E DELLE COMPONENTI "A" PER LE DIVERSE TIPOLOGIE CONTRATTUALI**

	2004		2005	
	TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE ^(A) c€/KWh	TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE ^(A) c€/KWh	DIFFERENZA 2005-2004 c€/KWh	VARIAZIONE % 2005-2004
media BT usi domestici	3,84	3,74	- 0,10	-2,60%
BT illuminazione pubblica	1,65	1,63	- 0,02	-1,21%
BT altri usi	3,18	3,10	- 0,08	-2,52%
MT illuminazione pubblica	0,96	0,95	- 0,01	-1,04%
MT altri usi	1,30	1,28	- 0,02	-1,54%
AT	0,41	0,41	-	0,00%

(A) Includere le componenti UC₃ e UC₆.

Riunificazione della proprietà e dell'attività di gestione della rete di trasmissione nazionale

Il processo di riunificazione tra la proprietà e la gestione della rete di trasmissione elettrica nazionale è stato disegnato nell'art. 1-*ter* della legge n. 290/03. Questa norma ha previsto che il Governo definisse, con un apposito decreto, i criteri per procedere alla riunificazione e, successivamente, alla privatizzazione della nuova entità risultante. A garanzia dei principi di concorrenza e di parità di accesso alle infrastrutture nel settore elettrico, la stessa legge ha previsto che a partire dall'1 luglio 2007 le società operanti a monte e a valle della fase di trasmissione, sia nel settore elettrico sia nel settore del gas naturale (e, comunque, le società a controllo pubblico) non possano detenere, direttamente o indirettamente, quote superiori al 20 per cento del capitale delle società di rete.

I criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale sono stati così definiti con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004 che, oltre a rafforzare quanto già stabilito dalla legge n. 290/03, ha imposto ulteriori limitazioni alla detenzione di quote proprietarie del nuovo operatore di rete e all'esercizio dei diritti di voto a tali quote legati. In particolare, circa le condizioni per la gestione della nuova società di rete, il decreto ha stabilito che essa dovrà uniformarsi ai principi di neutralità e imparzialità: per questo è stato fissato un limite di possesso azionario pari al 5 per cento (20 per cento per Enel) e un limite, pure del 5 per cento, per gli operatori del settore (quindi anche per Enel) nell'esercizio del diritto di voto per la nomina del Consiglio di amministrazione.

La quota di Enel nella società Terna S.p.A. è prevista comunque in diminuzione entro il limite del 5 per cento, già fissato per tutti gli altri azionisti, con l'ingresso della Cassa depositi e prestiti prima della fusione.

Il decreto prevede quindi che entro il 31 ottobre 2005 siano 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 altri reti) facenti capo al 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 decreto prevede, inoltre, che il trasferimento avvenga a titolo oneroso; e che, a tal fine, il GRTN e Terna concordino la consistenza dei beni e dei rapporti giuridici, le unità di personale da trasferire, nonché il relativo valore.

Con deliberazione del 31 gennaio 2005, n. 15, l'Autorità, ai fini del processo di

unificazione, ha confermato i criteri di riconoscimento e di copertura dei costi per l'erogazione dei servizi di trasmissione quantificando la quota parte della componente a copertura dei costi operativi del GRTN (la cosiddetta componente CTR-GRTN) afferente alle attività non oggetto di trasferimento ai sensi del decreto citato, sulla base delle informazioni di natura contabile e organizzativa rese disponibili dal GRTN nei mesi di dicembre 2004 e di gennaio 2005. Al fine di costituire un contesto di certezza, con il medesimo provvedimento, l'Autorità ha inoltre stabilito che la medesima adotterà le disposizioni necessarie a garantire la copertura, secondo criteri di efficienza, dei costi connessi con:

- l'adesione ad accordi riguardanti la compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere derivanti dagli scambi transfrontalieri di energia elettrica, con riferimento alle partite residuali di competenza 2004, pari a circa 43 milioni di euro, e per l'intero ammontare annuo a partire dagli oneri di competenza 2005;
- la realizzazione del programma per l'adeguamento e l'eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico come previsto dal decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, per le attività di competenza del GRTN.

Nell'ambito del predetto processo di unificazione, il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004 prevede che il GRTN predisponga un documento integrato contenente 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, nonché 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 rete (il cosiddetto Codice di rete); e che, il Ministero delle attività produttive e l'Autorità verifichino, per quanto di rispettiva competenza, la conformità del Codice di rete alle direttive dai medesimi emanate.

Con deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250, a valle di un procedimento di consultazione avviato il 19 novembre 2004, l'Autorità ha emanato direttive al GRTN per l'adozione del predetto Codice di rete.

Con deliberazione n. 79 del 29 aprile 2005, l'Autorità ha approvato il Codice di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica predisposto dal GRTN a condizione che entro il 24 maggio il Codice stesso venga modificato e integrato in base alle osservazioni messe a punto dall'Autorità. La stessa deliberazione prevede una serie di incombenze a cui il GRTN dovrà far seguito entro il 30 novembre 2005.

Razionalizzazione delle reti di distribuzione

Il decreto legislativo n. 79/99 ha dato il via a un processo di graduale razionalizzazione dell'attività di distribuzione sia attraverso l'aggregazione delle imprese distributrici – il decreto ha previsto il rilascio di una sola concessione per ambito comunale – sia attribuendo alle società partecipate dagli enti locali la facoltà di chiedere a Enel la cessione dei rami d'azienda operanti l'attività di distribuzione nel territorio comunale dove le stesse imprese servono almeno il 20 per cento delle utenze oppure in ambiti territoriali contigui con il prerequisite, in questo caso, di servire almeno 100.000 clienti.

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, interessando 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 140.000 utenti. In data 21 dicembre 2004 Enel Distribuzione S.p.A. ha sottoscritto un contratto preliminare per la cessione del ramo d'azienda dell'intera provincia di Trento a SET Distribuzione S.p.A. (trattasi di circa 222.000 clienti e 6.700 km di rete).

Nel periodo 2000-2004 l'attività di distribuzione relativa a 13 comuni è stata ceduta a Enel Distribuzione completamente con un trasferimento di circa 14.100 clienti e parzialmente in 46 comuni con un trasferimento di circa 2.000 clienti.

Misura e tariffe incentivanti

L'Autorità ha da tempo promosso la diffusione di tariffe che prevedano una differenziazione per raggruppamenti orari del prezzo dell'energia elettrica e, conseguentemente, attribuisce grande importanza all'adeguamento tecnologico dei sistemi di misura dell'energia elettrica (contatori).

La diffusione di tariffe con articolazione del prezzo dell'energia elettrica su più raggruppamenti orari:

- consente di trasferire ai clienti finali un segnale di prezzo più aderente ai costi connessi con l'erogazione del servizio elettrico rispetto a un sistema di tariffazione di tipo monorario;
- offre ai clienti finali l'opportunità di ridurre la spesa sostenuta per il consumo di energia elettrica;
- incentiva l'uso razionale da parte dei clienti finali della capacità di generazione di energia elettrica e della capacità di trasporto delle reti di trasmissione.

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 3.23 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
A.S.P. 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	31/12/2004
Totale		88	1.670.783		

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Enel Distribuzione.

sione e di distribuzione. Ciò comporta un utilizzo più efficiente del mix di impianti di generazione e un minore rischio di scompensi tra richiesta di potenza e capacità di produzione e di trasporto dell'energia elettrica.

Più in generale, incentivando lo spostamento dei consumi di energia elettrica verso raggruppamenti orari in cui la domanda è inferiore, la diffusione di tariffe biorarie/multiorarie può favorire la riduzione del costo complessivo di erogazione del servizio elettrico.

In tale prospettiva, per quanto riguarda i clienti finali non domestici facenti ancora parte del mercato vincolato, l'Autorità ha previsto fin dall'anno 2002 l'applicazione di una componente tariffaria a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica differenziata su fasce orarie, applicata in funzione della presenza presso i clienti stessi di un contatore in grado di rilevare l'energia elettrica prelevata in ciascuna fascia oraria.

Più recentemente, il Testo integrato approvato con deliberazione dell'Autorità n. 5/04, ha previsto piani di installazione dei suddetti misuratori, con scadenze temporali differenziate a seconda del livello di tensione e della potenza disponibile. Relativamente ai clienti finali del mercato vincolato con contratti per l'utenza domestica in bassa tensione (clienti domestici), l'Autorità ha emanato nel mese di marzo 2005 un Documento per la consultazione con proposte finalizzate:

- a indurre tutte le imprese distributrici a installare presso i propri clienti domestici contatori tecnologicamente avanzati, in grado di rilevare i consumi elettrici su due o più raggruppamenti orari;
- ad assicurare la rapida messa a disposizione ai clienti domestici di strutture tariffarie che premiano lo spostamento dei consumi verso le ore a basso carico, limitando nel contempo (e al limite annullando) il rischio che il mancato spostamento dei consumi si traduca per i medesimi clienti in un aggravio di costo;
- a identificare le informazioni minime circa il profilo di prelievo (ripartizione dei consumi nei vari raggruppamenti orari), che le imprese distributrici devono rendere disponibili ai propri clienti domestici presso i quali sia stato installato un contatore tecnologicamente avanzato.

VENDITA FINALE SUL MERCATO 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, eccetto i domestici, hanno la possibilità di accedere al mercato libero dell'elettricità.

Considerando che quanto contenuto in tale norma era incondizionato e sufficientemente dettagliato anche nelle more del recepimento della Direttiva europea, l'Autorità ha ritenuto di adeguare le proprie disposizioni in vigore fino a quel momento in materia di riconoscimento della qualifica di cliente idoneo. Con la delibera 30 giugno 2004, n. 107, l'Autorità ha infatti determinato il venir meno dell'impianto normativo esistente incentrato sulla delibera 13 marzo 2003, n. 20, che definiva le modalità per la verifica dei requisiti d'idoneità, dal momento che dall'1 luglio 2004 la condizione di cliente finale "non civile" è esclusivamente collegata all'attività economica svolta dal soggetto. Per questo tutti i soggetti non domestici sono da considerarsi idonei e quindi liberi di scegliere la controparte contrattuale e 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. 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.

Con la medesima delibera n. 107/04 l'Autorità ha confermato gli obblighi informativi, precedentemente in vigore, per cui gli esercenti il servizio di distribuzione e vendita hanno comunicato, con la prima fatturazione utile, sia l'opportunità per i propri clienti di poter stipulare contratti di acquisto di energia elettrica con un fornitore di propria scelta sia che, nel caso in cui non si intenda esercitare il diritto di recesso, il contratto in essere stipulato sul mercato vincolato rimane valido.

Come si rileva dalla tavola 3.24, l'apertura del mercato a tutti i clienti non domestici ha coinvolto oltre 7 milioni di punti di prelievo, ampliando di circa 25,5 TWh il volume di energia prelevata da clienti idonei; il prelievo medio per cliente è passato così da poco meno di 700.000 kWh a 28.658 kWh, evidenziando la trasformazione del mercato potenzialmente libero successivamente all'1 luglio 2004. Il prelievo medio varia significativamente a livello regionale. In particolare passa dai quasi 48.000 kWh di Lombardia e Friuli Venezia Giulia agli appena 12.000 kWh della Calabria; infatti, Lombardia, Friuli Venezia Giulia, Veneto e Sardegna sono le regioni in cui è maggiore il quantitativo di energia elettrica

TAV. 3.24 MERCATO POTENZIALE

	CLIENTI IDONEI AL 30 GIUGNO 2004		CLIENTI IDONEI AL 31 DICEMBRE 2004	
	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVO – ESCLUSI AUTOCONSUMI (TWh) ^(B)	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVO (TWh) ^(B)
Val d'Aosta	366	0,6	27.571	0,8
Piemonte	13.498	18,6	592.996	19,3
Lombardia	42.220	46,9	1.067.014	51,0
Liguria	4.518	3,9	274.247	4,4
Veneto	31.260	20,6	579.889	23,5
Trentino Alto Adige	5.102	3,6	160.151	4,3
Friuli Venezia Giulia	5.609	6,7	151.948	7,3
Emilia Romagna	49.378	17,7	600.131	19,4
Toscana	15.121	10,8	554.922	14,4
Marche	5.883	4,1	217.874	5,6
Umbria	5.024	5,8	126.250	4,7
Lazio	40.889	11,0	712.675	14,1
Abruzzo	17.865	5,5	170.529	5,0
Molise	583	0,9	45.377	1,2
Campania	16.850	9,5	611.710	10,6
Puglia	7.340	6,2	535.321	8,6
Basilicata	1.205	1,5	83.763	1,8
Calabria	3.029	1,5	251.551	3,0
Sicilia	8.456	8,7	607.729	10,2
Sardegna	4.272	8,1	221.264	8,5
Italia	278.468	192,0	7.592.912^(C)	217,6^(C)

A) Numero di punti di prelievo.

(B) Dati relativi al 2003.

(C) Non è inclusa la rete ferroviaria Italiana (con prelievi pari a 4,4 TWh).

Fonte: Banca dati clienti idonei e dichiarazioni dei gestori delle reti di distribuzione.

prelevato dalla rete per ogni cliente finale.

A fronte di questo irrisorio prelievo per singolo utente finale idoneo, invece, i clienti, che al 31 dicembre 2004 risultavano effettivamente approvvigionarsi sul mercato libero, hanno prelievi di circa 1 GWh, evidenziando come la possibilità della contrattazione bilaterale sia ancora prerogativa dei clienti con consumi maggiori. In assoluto sono Liguria, Calabria e Veneto le regioni in cui i consumatori, che hanno deciso di approvvigionarsi sul mercato libero, fanno rilevare consumi ben al di sotto della media nazionale (meno di 500.000 kWh). Al contrario in regioni come Umbria, Molise, Basilicata e Sardegna, il prelievo medio per singolo cliente passato sul mercato libero risulta essere più del doppio di

quello nazionale (Tav. 3.25).

Alla fine del 2004 i 126.606 punti di prelievo che risultavano approvvigionarsi sul mercato libero hanno complessivamente prelevato un totale di 127,8 TWh, che equivale al 60,4 per cento dei prelievi dei soggetti idonei. Tale percentuale risulta dalla media delle percentuali di mercato effettivamente libero di ogni regione ponderate con i prelievi delle regioni stesse. Se ai 217,6 TWh di energia prelevata dalla rete dai clienti idonei si aggiunge anche quella consumata dalla Rete ferroviaria italiana, la quota di energia fornita sul mercato libero scende di un solo punto percentuale.

Un rapido confronto tra le due tavole consente di rilevare come i quasi 90 TWh di energia fornita a clienti idonei sul mercato vincolato siano prelievi effettuati da utenti molto piccoli con prelievi medi che si aggirano intorno ai 12.000 kWh e che almeno fino al dicembre 2004 hanno preferito continuare ad acquistare energia elettrica presso il distributore locale.

Friuli Venezia Giulia, Sardegna e Umbria risultano essere le regioni in cui in as-

TAV. 3.25 MERCATO LIBERO AL 31 DICEMBRE 2004

	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVO (TWh)	QUOTA % SUL MERCATO POTENZIALE
Val d'Aosta	429	0,5	69,5
Piemonte	7.616	12,3	63,5
Lombardia	22.005	32,7	64,0
Liguria	5.037	2,3	52,6
Veneto	32.608	15,8	67,2
Trentino Alto Adige	3.256	2,4	55,6
Friuli Venezia Giulia	4.462	5,4	74,2
Emilia Romagna	15.397	11,6	59,6
Toscana	7.109	8,0	55,2
Marche	3.303	3,0	53,1
Umbria	1.228	3,3	71,3
Lazio	6.485	6,2	44,3
Abruzzo	1.957	3,1	61,8
Molise	316	0,8	65,0
Campania	3.710	4,4	41,3
Puglia	2.895	3,8	44,9
Basilicata	507	1,1	60,0
Calabria	1.884	0,9	29,8
Sicilia	4.037	4,2	40,9
Sardegna	2.365	6,1	72,3
Italia	126.606	127,8	60,4

(A) Numero di punti di prelievo.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni dei gestori delle reti di distribuzione.

soluta la quota di energia fornita sul mercato libero è più elevata (rispettivamente 74 per cento, 72 per cento e 71 per cento); ciò nonostante esse pesano solo per l'11,5 per cento sulle quantità vendute complessivamente. Per contro, Lombardia e Veneto concorrono da sole a determinare il 38 per cento dell'intero mercato libero. Le quantità vendute sul mercato libero in Molise, Calabria e Basilicata pesano singolarmente meno di un punto percentuale sul totale nazionale.

Opzioni di approvvigionamento del mercato libero: importazioni e CIP6

Negli scorsi anni la disponibilità di energia elettrica ritirata dal GRTN da impianti CIP6 e l'allocazione dei diritti relativi alla capacità di importazione avevano 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.

Quest'anno, pur permanendo elementi di continuità con la normativa del 2004, sia le assegnazioni di energia CIP6 sia la regolazione delle importazioni, più che a una differenziazione dell'offerta, mirano all'introduzione, attraverso l'elaborazione di strumenti finanziari, 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. Si tratta dei contratti per differenza introdotti nella vendita dell'energia CIP6 e delle assegnazioni di copertura del rischio connesse con la regolazione delle importazioni per l'anno 2005.

Assegnazioni CIP6

Nel 2004, il GRTN, seguendo le indicazioni del decreto del Ministero delle attività produttive 29 gennaio 2004, aveva identificato per il mercato libero 3.520 MW annuali di potenza CIP6 e 200 MW di potenza assegnabile trimestralmente; all'Acquirente Unico, e dunque al mercato vincolato, venivano riservati 880 MW di potenza annuale nonché le quote residue di generazione CIP6, ovvero le quote di generazione in CIP6 per le quali non era prevedibile garantire un'immissione costante per tutto il 2004.

Nella tavola 3.26 si riportano i totali delle assegnazioni CIP6 suddivisi tra mercato idoneo e vincolato. La marcata differenza tra la potenza disponibile nel 2004 rispetto al 2005 è motivata dalle modalità di cessione dell'energia, esposte in seguito, e non dall'incremento della generazione in CIP6.

Diversamente da quanto previsto per il 2003, quando la capacità in CIP6 era stata allocata con procedura d'asta, per il 2004 le modalità di assegnazione prevedevano un criterio pro-quota, in base al quale ai clienti finali idonei che ne avessero fatta richiesta, venivano attribuite bande di ampiezza fissa di 1 MW per un profilo costante su base annuale o trimestrale. In caso di richieste supe-

TAV. 3.26 ASSEGNAZIONE CAPACITÀ CIP6 2004-2005

MW

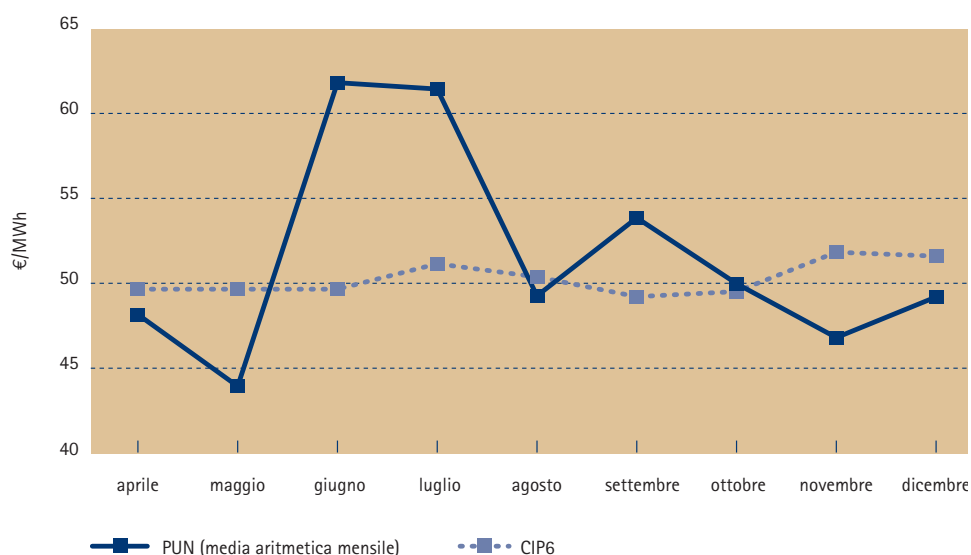
	2004	2005
Capacità totale disponibile	4.600	5.800
Destinata ai clienti idonei	3.720	3.480
Di cui su base annuale	3.520	3.480
Di cui su base trimestrale	200	
Destinata all'Acquirente Unico	880	2.320

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRN.

riori alla disponibilità di energia CIP6 si provvedeva a una riduzione proporzionale per tutti i richiedenti.

Il prezzo di assegnazione del 2004 era definito dalla somma di una componente fissa stabilita in 25 €/MWh e di una componente variabile pari al 67,9 per cento del valore del Ct sino all'1 luglio 2004, e successivamente indicizzata sia al parametro Ct sia al prezzo medio di borsa.

Un'ulteriore novità rispetto al 2003 consisteva nell'adozione del medesimo criterio di definizione del prezzo di assegnazione per il mercato idoneo e per il mercato vincolato.

FIG. 3.10 CONFRONTO TRA PUN E PREZZO MEDIO DI ACQUISTO DI ENERGIA CIP6 NEL 2004
€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRN e GME.

Il prezzo medio di acquisto dell'energia CIP6 per l'anno 2004 da parte dei clienti idonei è stato pari a 50,77 €/MWh confrontabile con i 51,61 €/MWh corrispondenti alla media aritmetica del PUN; la figura 3.10 riporta l'andamento del costo di approvvigionamento per gli assegnatari delle bande in CIP6 nel periodo aprile-dicembre 2004 rispetto al costo che avrebbero dovuto sostenere se si fossero approvvigionati in borsa elettrica.

Per la capacità CIP6 relativa al 2005, il decreto del Ministero delle attività produttive 24 dicembre 2004 ha confermato il criterio di assegnazione pro-quota per le bande mentre ha introdotto un'importante innovazione rispetto alle modalità di pagamento dell'energia elettrica corrisposta.

In sostanza il decreto ha stabilito un prezzo fisso valido per tutto l'anno 2005 che gli assegnatari delle bande si devono impegnare a riconoscere al GRTN. Il prezzo è costante per tutte le ore dell'anno e le partite economiche tra clienti idonei e il GRTN sono definite dalla sottoscrizione di un contratto per differenze.

I clienti idonei titolari delle bande CIP6 pertanto si approvvigioneranno direttamente sul mercato elettrico per i quantitativi conseguiti a seguito dell'assegnazione.

Per le ore in cui il prezzo di borsa si dovesse rilevare superiore ai 50 €/MWh il GRTN corrisponderà la differenza tra questo prezzo e il prezzo orario registrato sul mercato elettrico; viceversa, nell'evento di prezzi di borsa inferiori ai 50 €/MWh, gli assegnatari riconosceranno al GRTN la differenza tra il prezzo di borsa e il prezzo che si sono impegnati a pagare.

Questa modalità di cessione dell'energia CIP6 legata da un contratto di natura finanziaria permette di scollegare le quote assegnabili in CIP6 da quelle effettivamente a disposizione in ciascuna ora dell'anno sulla base delle immissioni degli impianti in convenzione.

Come riportato nella tavola 3.26, infatti, è stato possibile per il 2005 identificare da subito una disponibilità di 5.800 MW su base annuale, corrispondente a una cessione di 50.800 GWh, mentre per il 2004 la potenza disponibile per l'assegnazione pro-quota risultava di 4.600 MW pari a una generazione di circa 40.300 GWh; più o meno 16.000 GWh, equivalenti a una potenza costante di circa 1.800 MW, corrispondevano ad assegnazioni residue destinate all'Acquirente Unico.

Import

L'entrata in vigore del regolamento 1228/2003/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 hanno innovato profondamente il quadro di riferimento in materia di scambi interfrontalieri di energia elettrica.

Come noto il regolamento prescrive che gli Stati membri adottino meccanismi di mercato per la soluzione delle congestioni sulle reti di interconnessione. 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 integrazione dei mercati europei attraverso una gestio-

ne efficiente delle congestioni in grado di fornire segnali e incentivi agli investimenti in nuova capacità di interconnessione. Ancora nel 2004 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 17 dicembre 2004 ha disposto che l'assegnazione delle capacità di trasporto sulla rete di interconnessione sia effettuata mediante un metodo di asta implicita sulla base di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica, ovvero ha equiparato le importazioni alle zone in cui è suddiviso il mercato elettrico italiano. Il decreto, inoltre, ha definito le modalità e le condizioni dell'*import* per l'anno 2005 identificando le quantità totali destinate ai diversi soggetti, e prescrivendo all'Autorità di adottare le disposizioni necessarie a introdurre nel processo di assegnazione della capacità di interconnessione le caratteristiche di mercato imposte dal regolamento europeo.

In conformità al decreto 17 dicembre 2004 e al termine di un lavoro di consultazione con gli operatori, avviato con il Documento per la consultazione del 6 agosto 2004, la delibera n. 223/04 ha identificato le disposizioni per l'anno 2005 in materia di gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione e ha raccomandato, 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.

La delibera n. 224/04 ha previsto che il GRTN assegni, con criterio pro-quota e a titolo gratuito, un numero di certificati di copertura finanziaria per un totale corrispondente alla capacità di importazione disponibile.

Al titolare dei certificati, ovvero al cliente finale idoneo, si è quindi 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.

Con questo meccanismo di copertura finanziaria garantita ai clienti idonei con criterio pro-quota si è perseguito il duplice obiettivo di diminuire il rischio associato ai differenziali di prezzo tra le zone del mercato elettrico italiano e le adiacenti zone estere e di permettere, grazie all'assegnazione gratuita dei certificati, che sia il cliente idoneo assegnatario a beneficiare di tali differenziali.

Con avviso del 27 dicembre 2004 il GRTN ha reso noto 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.

La disomogeneità degli approcci adottati tra i diversi gestori di reti interessati all'interconnessione con l'Italia costituisce un elemento di criticità.

La diversità di regolazione riscontrata sia nei paesi oggetto del regolamento

1228/2003/CE sia nei paesi non appartenenti all'Unione, rischia di determinare da una parte una inefficace ottimizzazione nell'assegnazione della capacità di trasporto con conseguente mancato sfruttamento della capacità disponibile, dall'altra la formazione di prezzi distorti ai fini della valorizzazione della capacità di trasporto medesima. Infine, potrebbe far sorgere problematiche nella gestione della sicurezza della rete di interconnessione.

Nella tavola seguente vengono riportati i principali elementi caratterizzanti la gestione delle congestioni per l'importazione in Italia effettuata dai paesi confinanti per l'anno 2005.

Infine, nel grafico della figura 3.11 vengono riportati i valori medi, minimi e massimi dei prezzi di assegnazione della capacità di interconnessione in base al meccanismo di asta esplicita relativamente alla capacità assegnata al gestore di rete francese.

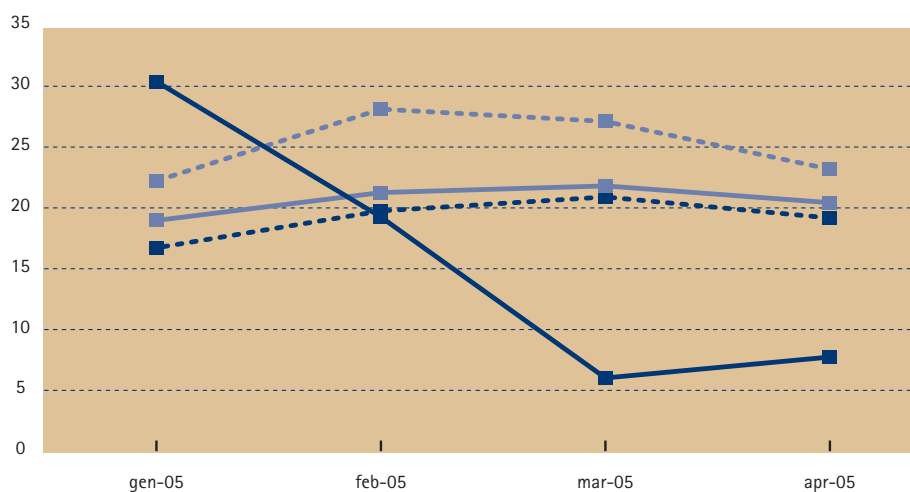
Ai valori riscontrati nei primi mesi del 2005, viene affiancata la differenza tra il prezzo registrato nella zona nord del mercato elettrico italiano e il prezzo della borsa francese. A fronte di un'elevata volatilità nelle differenze tra i prezzi di borsa in Italia e Francia, i risultati delle aste appaiono relativamente stabili e sembrano potere fornire un valore maggiormente indicativo circa il differenziale di prezzo su base annuale.

TAV. 3.27 **DIVERSI APPROCCI NELLA GESTIONE DELLA CONGESTIONE NEI PAESI CONFINANTI**

STATO	REGOLAMENTO	METODO PREVISTO	APPLICAZIONE
Francia	Sì	Asta esplicita (<i>pay as bid</i>)	Aste mensili
Svizzera	NO	Assegnazione esplicita sulla base di accordi tra le imprese elettriche svizzere integrate	
Austria	Sì	Asta esplicita al netto dei contratti pre-assegnati	Nessuna asta effettuata in quanto la capacità di trasporto è risultata totalmente impegnata in precedenti contratti
Slovenia	NO	Assegnazione esplicita in via riservata a categorie indicate per legge	Di fatto l'assegnazione è riservata a imprese di produzione in Slovenia
Grecia	Sì	Asta esplicita	Accesso riservato per legge a imprese di produzione situate in Grecia

FIG. 3.11 ANDAMENTO DELLE ASTE PER LA CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE FRANCIA-ITALIA E CONFRONTO CON I PREZZI DEL NORD ITALIA

€/MWh



	gen-05	feb-05	mar-05	apr-05
■ Differenza Nord-Francia	30,39	19,25	6,02	7,74
■ Prezzo medio aste	18,97	21,26	21,81	20,43
■ Prezzo minimo	16,72	19,75	20,90	19,17
■ Prezzo massimo	22,22	28,12	27,11	23,18

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Rte.

VENDITA FINALE SUL MERCATO VINCOLATO

Approvvigionamento dell'Acquirente Unico

L'entrata in operatività del sistema delle offerte e del dispacciamento di merito economico, avvenuta il 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 approvvigionamento. A tal fine è previsto che esso possa ricorrere a diverse modalità di approvvigionamento.

La tavola 3.28 riporta i volumi di energia elettrica acquistata dall'Acquirente Unico nel periodo aprile-dicembre 2004. Dalla tavola è possibile constatare co-

me, per i propri approvvigionamenti, l'Acquirente Unico abbia sottoscritto contratti al di fuori del sistema delle offerte (CIP6, importazioni e altri contratti bilaterali) e contratti differenziali per un totale appena superiore all'80 per cento del suo fabbisogno, mentre per il restante 20 per cento dei suoi acquisti si sia approvvigionato nella borsa elettrica, attraverso il servizio dello scambio.

Nella tavola 3.29 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente Unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di borsa. Circa il 50 per cento delle coperture dell'Acquirente Unico è rappresentato da contratti bilaterali fisici (14 per cento CIP6, 12 per cento *import* e 24 per cento altri contratti bi-

TAV. 3.28 APPROVVIGIONAMENTO DELL'ACQUIRENTE UNICO NEL PERIODO APRILE-DICEMBRE 2004

GWh

	F1	F2	F3	F4	TOTALE
Acquisti di energia elettrica al di fuori del sistema delle offerte di cui:	4.547	12.417	8.489	37.771	63.225
CIP6	1.366	3.639	2.422	9.828	17.255
Import annuali	1.009	2.946	2.085	9.587	15.627
Bilaterali	2.172	5.832	3.983	18.355	30.343
Servizio di scambio MGP di cui:	7.211	17.670	10.732	26.968	62.581
contratti differenziali	4.868	11.812	6.190	15.486	38.356
Totale	11.758	30.087	19.221	64.739	125.806

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 3.29 PORTAFOGLIO DELL'ACQUIRENTE UNICO NEL PERIODO APRILE-DICEMBRE 2004

Composizione percentuale

	INCIDENZA DELLE FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO NON SOGGETTE AL RISCHIO PREZZO SUL TOTALE DEL FABBISOGNO - APRILE-DICEMBRE 2004				
	F1	F2	F3	F4	TOTALE
CIP6	12	12	13	15	14
Importazioni	9	10	11	15	12
Altri contratti bilaterali	18	19	21	28	24
Differenziali	41	39	32	24	30
Totale	80	81	76	82	81

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

lateral) contro una quota pari al 30 per cento ricoperta da contratti differenziali. Con riferimento al 2005 il peso previsto per ciascuna fonte di approvvigionamento rispetto al totale del fabbisogno dell'Acquirente Unico si attesta su valori simili a quelli del 2004 per quanto riguarda il CIP6 e le importazioni, ma cambia sensibilmente per i contratti bilaterali. Rispetto al 2004, infatti, la quota di coperture da contratti conclusi al di fuori del sistema delle offerte dovrebbe ridursi al 27 per cento del totale del fabbisogno, contro il 50 per cento del 2004. Tale diminuzione è da imputarsi all'assenza di contratti bilaterali fisici all'interno del portafoglio di approvvigionamento.

Per quanto attiene ai contratti differenziali, l'Acquirente Unico ha realizzato nel mese di dicembre 2004 e nel mese di gennaio 2005 aste discriminatorie al ribasso rispetto al prezzo iniziale fissato dal banditore per l'acquisto di coperture. Le aste hanno avuto per oggetto sei prodotti per un totale di 17.725 megawatt. Questi prodotti sono contratti differenziali a "una via" con un prezzo *strike* (€/MWh) e un premio (€/MW/anno) differenziati per ciascun prodotto. È utile precisare che i contratti differenziali a "una via" sono economicamente equivalenti a opzioni esercitate dall'Acquirente Unico tutte le volte in cui il PUN è superiore al prezzo *strike* previsto nel contratto.

La quota di portafoglio coperta con contratti, cioè la quantità per cui il contratto differenziale viene esercitato, dipende dai prezzi di borsa effettivi. Per i mesi di gennaio, febbraio e marzo tale quota è risultata di poco superiore al 45,3 per cento del totale del fabbisogno.

La tavola 3.30 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2005.

Per quanto riguarda le modalità di valorizzazione, le differenze rispetto all'anno 2004 sono da ricercarsi principalmente nelle diverse modalità di fissazione dei corrispettivi relativi ai contratti differenziali. Nel 2004 i contratti differenziali erano di tipo a "due vie", ovvero impegnavano la controparte a riconoscere (ricevere) ad (da) Acquirente Unico, la differenza, se positiva (negativa), tra il prezzo di mercato e il prezzo *strike* di riferimento moltiplicata per la quantità prevista dal contratto. I contratti differenziali a "una via", invece, come già ricordato, sono economicamente equivalenti a opzioni esercitate dall'Acquirente Unico tutte le volte in cui il PUN è superiore al prezzo *strike* previsto nel contratto e, quindi, impegnano la controparte a versare all'Acquirente Unico un corrispettivo pari a tale differenza per la quantità aggiudicata nel contratto a fronte di premio di importo certo.

TAV. 3.30 APPROVVIGIONAMENTO DELL'ACQUIRENTE UNICO PREVISTO PER IL 2005

FORNITORE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2005 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'ACQUIRENTE UNICO	PREZZO
Bande CIP6	È previsto che l'Acquirente Unico disponga del 40% delle bande CIP6 assegnate	20.323	12,8	50 €/MWh
Importazioni annuali	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	4.226	2,7	Definito nell'ambito del contratto
Importazioni pluriennali	2.000 MW	15.027	9,5	PG
Altre importazioni	Extramaglia (utenze italiane attaccate a reti estere) e contratto con Edf	2.480	1,6	Prezzo contrattato
Contratti bilaterali	-	-	-	-
Decreto legislativo n. 387/03	È l'energia elettrica acquistata da Acquirente Unico dai gestori di rete ai sensi del decreto legislativo n. 387/03	3.193	2,0	Prezzo di cessione dell'Acquirente Unico alle imprese distributrici
Borsa elettrica al netto degli acquisti CIP6 (MGP)	La quota rimanente per soddisfare la domanda del mercato vincolato	113.083	71,4	
di cui: acquisti senza copertura		33.299	21,0	Prezzo unico nazionale
di cui: acquisti coperti da contratti differenziali	16.725 MW per il mese di gennaio, 17.725 MW da febbraio	79.784	50,4	Asta discriminatoria al ribasso rispetto al prezzo a base d'asta con prezzi <i>strike</i> fissi o indicizzati a seconda dei contratti
	Totale fabbisogno	158.333	100,0	

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico aggiornati al 5 maggio 2005.

Trasferimento dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico sui clienti finali

Prima della partenza della borsa, ossia fino a tutto il mese di marzo 2004, i corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento a carico dei clienti del mercato vincolato venivano determinati sulla base del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso (PG), stabilito in via amministrata dall'Autorità. Esso era articolato in una componente a copertura dei costi fissi, determinata *ex ante* a livello annuale sulla base dei costi fissi di generazione a livello nazionale.

le, e in una componente a copertura dei costi variabili (il cosiddetto parametro Ct, definito come il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali), aggiornata trimestralmente sulla base di un meccanismo predeterminato. A partire dal mese di aprile 2004, i costi sostenuti dall'Acquirente Unico per l'acquisto dell'energia elettrica e quale utente del dispacciamento vengono trasferiti ai clienti finali vincolati tramite le tariffe amministrative applicate dalle imprese distributrici e aggiornate trimestralmente dall'Autorità. In merito, nel corso del 2004, l'Autorità ha precisato e reso pubbliche le metodologie con le quali procede all'aggiornamento delle tariffe di vendita per i clienti del mercato vincolato. Le soluzioni adottate perseguono tre principali finalità:

- la copertura dei costi sostenuti dai distributori per l'acquisto dall'Acquirente Unico dell'energia elettrica destinata ai propri clienti del mercato vincolato;
- la definizione di una tariffa che dia un corretto segnale di costo ai clienti finali relativamente al proprio comportamento sui consumi, in particolare a quelli di dimensioni medio/grandi caratterizzati da una maggiore elasticità della domanda al prezzo;
- il contenimento dell'impatto della volatilità dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico sui corrispettivi di vendita per i clienti finali, in particolare con riferimento ai clienti di piccole dimensioni.

In termini applicativi, a partire dal mese di aprile 2004, i corrispettivi tariffari a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento sono determinati dall'Autorità con l'obiettivo di coprire i costi sostenuti dalle imprese distributrici per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai propri clienti del mercato vincolato. Il prezzo pagato dalle imprese distributrici per l'approvvigionamento dell'energia elettrica corrisponde al prezzo di cessione che, a sua volta, riflette i costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente Unico. Conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi tariffari a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento l'Autorità fa riferimento al livello dei prezzi di cessione dell'energia elettrica dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici.

All'inizio di ciascun trimestre, l'Autorità fissa il valore degli elementi della tariffa di vendita per i clienti vincolati a copertura rispettivamente dei costi di acquisto dell'energia elettrica (elemento PC) e del servizio di dispacciamento (elemento OD), sulla base delle previsioni di costo del portafoglio dell'Acquirente Unico e delle previsioni del GRTN.

Le modalità di calcolo degli elementi PC e OD sono diverse tra tariffe monorarie (tendenzialmente le tariffe applicate alla clientela domestica e ai piccoli consu-

matori in bassa tensione) e tariffe multiorarie (le tariffe applicate principalmente ai clienti vincolati in media e alta tensione).

Gli elementi PC e OD per i clienti con tariffa monoraria rappresentano una stima della media annua (con riferimento all'anno solare a cui appartiene il trimestre oggetto di aggiornamento) rispettivamente del costo di acquisto dell'energia elettrica e del costo di dispacciamento attribuibile a ciascuna tipologia di clientela tenuto conto del livello di tensione e del proprio profilo di prelievo. Tale modalità di calcolo, coerentemente con gli obiettivi sopra descritti, consente di contenere l'impatto della volatilità dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico sulla tariffa finale.

Nel caso dei clienti con tariffa multioraria, invece, gli elementi PC e OD sono calcolati come media trimestrale (con riferimento al trimestre oggetto di aggiornamento) rispettivamente del costo di acquisto dell'energia elettrica e del costo di dispacciamento e si differenziano solamente per livello di tensione in ragione del diverso livello di perdite associato. Ne consegue che gli elementi PC e OD multiorari risultano maggiormente volatili ma, nel contempo, più coerenti con l'articolazione temporale dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico.

Poiché, come descritto, l'Autorità, in ciascun trimestre, fissa i valori degli elementi PC e OD sulla base di dati previsionali dei costi che l'Acquirente Unico sosterrà per l'acquisto dell'energia elettrica e per il dispacciamento (relativamente ai tre mesi successivi per le multiorarie, e ai mesi mancanti alla fine dell'anno solare per le monorarie), detti valori possono risultare non perfettamente in linea con i costi a consuntivo effettivamente sostenuti. Tale situazione comporta l'emergere di un'esigenza di recupero in tariffa degli eventuali scostamenti tra previsione dell'Autorità e consuntivo dei costi dell'Acquirente Unico, per garantire l'equilibrio economico delle imprese distributrici. In termini applicativi, in ciascun trimestre l'Autorità, oltre ad aggiustare le proprie previsioni sul futuro, procede a verificare l'emergere di significativi scostamenti tra previsioni e dati a consuntivo dei costi impliciti nei livelli tariffari fissati dall'Autorità nei trimestri precedenti e a rettificare il valore degli elementi PC e OD per compensare tali scostamenti.

Il sistema illustrato è completato da uno specifico meccanismo di perequazione (finanziato dalla componente tariffaria UC_1) che, su base annuale, garantisce alle imprese distributrici che il costo di approvvigionamento dei clienti del mercato vincolato sia "passante". Più precisamente tale meccanismo assicura il perfetto equilibrio tra i costi sostenuti per pagare l'Acquirente Unico in relazione all'energia da questi fornita e destinata ai clienti vincolati e i ricavi che il distributore ha ottenuto dall'applicazione delle tariffe amministrative fissate dall'Autorità ai medesimi clienti vincolati.

La tavola 3.31 riporta i costi totali e medi di acquisto e di dispacciamento e il prezzo medio di cessione per il periodo aprile-dicembre 2004. Quest'ultimo è

TAV. 3.31 COSTI DI ACQUISTO E DI DISPACCIAMENTO A CARICO DELL'ACQUIRENTE UNICO NEL PERIODO APRILE-DICEMBRE 2004

	F1	F2	F3	F4	TOTALE
<i>Costi di acquisto energia elettrica (Mln €)</i>					
MGP	849,119	1.230,075	656,326	1.168,400	3.903,920
al di fuori del sistema delle offerte	464,784	781,795	473,200	1.463,145	3.182,924
contratti per differenza	16,341	14,269	0,446	0,888	31,944
altri corrispettivi(A)	-0,743	-15,530	-12,324	-22,887	-51,484
Totale costi di acquisto	1.329,501	2.010,610	1.117,648	2.609,546	7.067,304
Quota del prezzo di cessione a copertura dei costi di acquisto (c€/kWh)	11,32	6,69	5,82	4,04	5,62
<i>Costi di dispacciamento (Mln €)</i>					
Elemento OD ^(B)	35,07	82,74	52,02	175,60	345,42
Elemento CD ^(C)	46,81	47,11	16,22	-	110,14
Elemento INT ^(D)	84,60	87,09	30,20	-	201,89
Elemento DP ^(E)	1,18	3,01	1,92	6,47	12,58
Totali costi di dispacciamento	167,65	219,94	100,36	182,07	670,03
Quota del prezzo di cessione a copertura dei costi di dispacciamento (c€/kWh)	1,43	0,73	0,52	0,28	0,53
Totale prezzo di cessione (c€/kWh)	12,74	7,42	6,34	4,32	6,16

A) Si tratta dei corrispettivi per l'assegnazione dei diritti d'utilizzo della capacità di trasporto (deliberazione n. 48/04, Allegato A, art. 42), della componente di riduzione del prezzo di cessione (deliberazione n. 171/04, art. 5) e dei corrispettivi di non arbitraggio (deliberazioni n. 48/04 e n. 122/04).

(B) L'elemento OD copre gli oneri di dispacciamento.

(C) L'elemento CD copre la remunerazione della capacità produttiva.

(D) L'elemento INT copre la remunerazione del servizio di interrompibilità.

(E) L'elemento DP copre gli oneri del GRN per la riconciliazione dell'energia elettrica oggetto di fornitura per il mercato vincolato nel 2001.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

stato pari a 61,16 €/MWh di cui 56,2 € sono da attribuire alla quota parte dei costi di acquisto e i restanti 5,3 €/MWh ai costi di dispacciamento.

Per quanto riguarda il corrispettivo riconosciuto all'Acquirente Unico per il proprio funzionamento nel 2004, la deliberazione del 29 settembre 2004, n. 171, ha stabilito che il medesimo Acquirente Unico trattenesse una quota pari a 8,2 milioni di euro dal margine generato dalla compravendita di energia CIP6 nel corso del primo trimestre 2004 (pari a 84,7 milioni di euro). La restante parte del citato margine è stata portata a riduzione della quota parte del prezzo di cessione a copertura dei costi di acquisto.

PREZZI E TARIFFE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Energia elettrica e inflazione Nonostante un andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi in sostanziale continua ascesa dalla primavera 2003, negli ultimi due anni la dinamica della tariffa elettrica è rimasta molto contenuta.

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), ha mantenuto, infatti, un andamento decrescente per un intero anno (compreso tra luglio 2003 e giugno 2004), per poi registrare in luglio e in ottobre 2004 due aumenti relativamente modesti.

Più in dettaglio, con l'ausilio della tavola 3.32, è possibile osservare come nell'aprile 2003 la crescita dell'indice di prezzo ha raggiunto un punto di massimo relativo pari al 5,7 per cento sull'anno precedente, ma ha preso poi a rallentare nei mesi successivi fino ad annullarsi nel corso dell'ultimo trimestre del 2003. In ragione d'anno l'aumento è stato del 2,8 per cento, leggermente superiore al tasso di inflazione: in termini reali, quindi, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie è aumentato di un modesto 0,3 per cento.

Il calo è proseguito sino all'estate del 2004; negli ultimi due trimestri dell'anno, invece, il proseguire del rafforzamento delle tensioni sui mercati internazionali

TAV. 3.32 INDICI MENSILI ISTAT DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA

Numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali

MESI	2003				2004			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2003-2002	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2003-2002	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2004-2003	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2004-2003
Gennaio	103,3	5,3	85,7	2,4	101,2	-2,0	82,1	-4,1
Febbraio	103,3	5,3	85,5	2,8	101,2	-2,0	81,9	-4,3
Marzo	103,3	5,4	85,2	2,6	101,2	-2,0	81,8	-4,0
Aprile	103,6	5,7	85,3	3,1	98,6	-4,8	79,5	-6,8
Maggio	103,6	4,6	85,1	2,1	97,8	-5,6	78,6	-7,6
Giugno	103,6	4,6	85,1	2,0	97,8	-5,6	78,5	-7,7
Luglio	102,6	1,3	84,1	-1,3	98,7	-3,8	79,1	-5,9
Agosto	102,6	1,3	83,9	-1,4	98,7	-3,8	79,0	-5,9
Settembre	102,6	1,3	83,8	-1,4	98,7	-3,8	79,0	-5,7
Ottobre	101,2	-0,1	82,5	-2,5	99,7	-1,5	79,8	-3,4
Novembre	101,2	-0,1	82,3	-2,5	99,7	-1,5	79,7	-3,2
Dicembre	101,2	-0,1	82,3	-2,5	99,7	-1,5	79,6	-3,2
Media annua	102,7	2,8	84,2	0,3	99,4	-3,2	79,9	-5,2

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

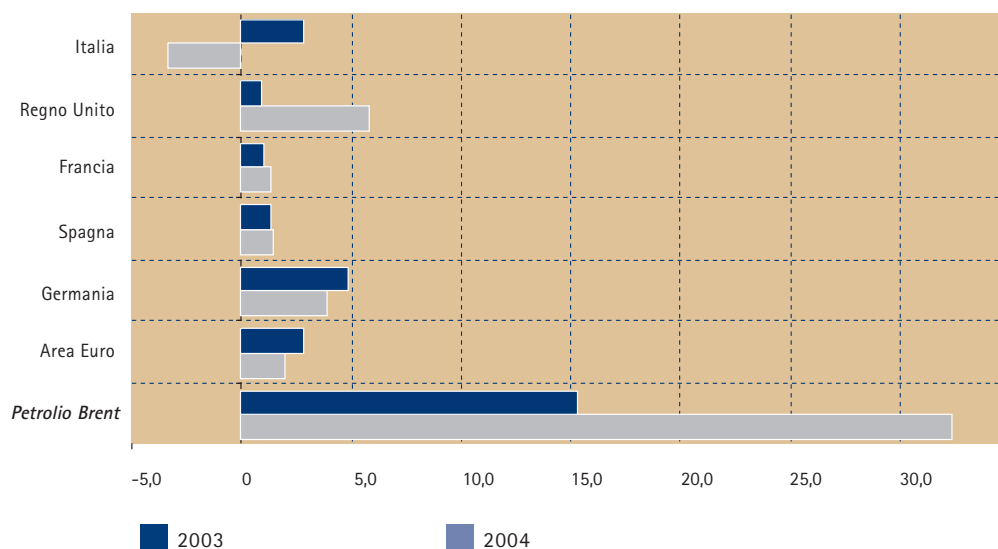
Fonte: Elaborazioni su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

dei combustibili ha dato origine a due aumenti consecutivi dell'indice (rispettivamente dello 0,9 e dell'1 per cento), 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 per cento; poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è cresciuto del 2,1 per cento, il prezzo dell'energia elettrica risulta diminuito in termini reali di oltre cinque punti percentuali. Nel 2004, dunque, l'energia ha contribuito a contenere il tasso d'inflazione di quasi mezzo punto percentuale.

Interessante è anche 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. 3.12).

FIG. 3.12 VARIAZIONI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI

Variazioni percentuali sull'anno precedente



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

A fronte di una variazione del prezzo del petrolio Brent superiore al 30 per cento nel 2004 (riprodotta per memoria nel grafico), si nota come l'Italia sia l'unico paese in cui il prezzo dell'energia elettrica ha registrato una riduzione, mentre in tutte le altre nazioni si sono registrate variazioni positive. Gli aumenti più marcati si sono registrati in Germania (4 per cento) e nel Regno Unito (5,9 per cento), vale a dire nei due paesi in cui più elevata è la quota di generazione termoelettrica, mentre rincari più contenuti, nell'ordine dell'1,5 per cento, si sono avuti in Francia e Spagna, 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. Dopo avere raggiunto il livello di 10,60 c€/kWh nel secondo trimestre del 2003 la tariffa media nazionale ha seguito un *trend* decrescente raggiungendo il valore minimo di 10,04 c€/kWh in corrispondenza del secondo trimestre 2004. Nel trimestre successivo si è verificata un'inversione di tendenza, alimentata dalla ripresa delle quotazioni internazionali dei combustibili, che ha spinto il tasso tendenziale di crescita dallo zero dell'ultimo trimestre 2004 al 6,3 per cento del secondo trimestre 2005. Ad aprile 2005 la tariffa, al netto del carico fiscale, risultava pertanto pari a 10,67 c€/kWh. Il grafico della figura 3.14 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 in tal modo 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 com-

FIG. 3.13 **TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE AL NETTO DELLE IMPOSTE: ANDAMENTO NEGLI ULTIMI DUE ANNI**

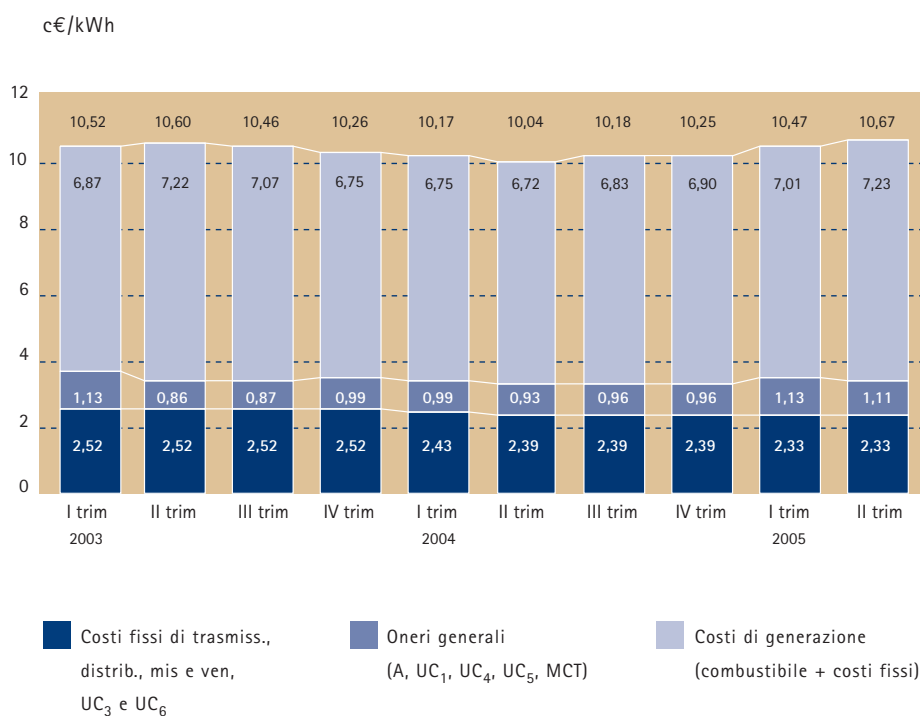
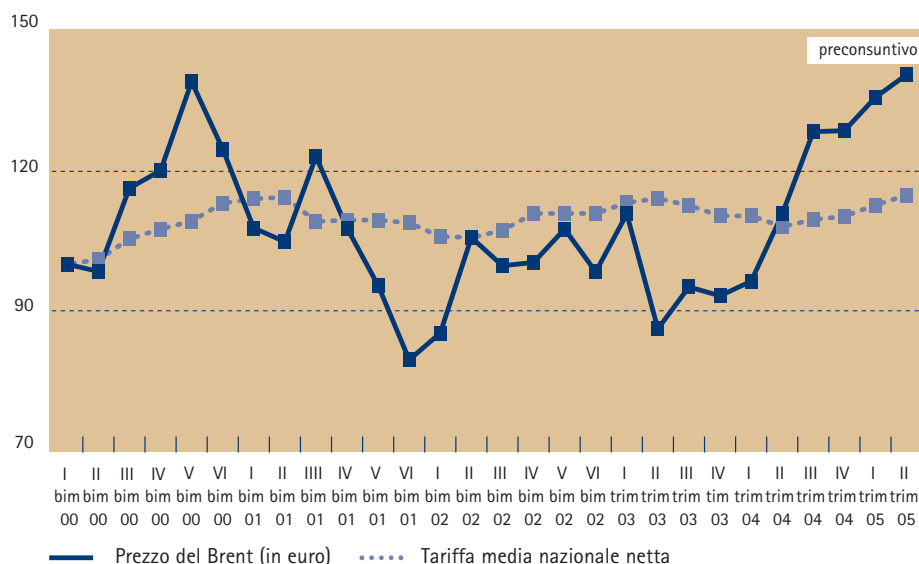


FIG. 3.14 ANDAMENTO DELLA TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE
E DEL PREZZO DEL PETROLIO (*BRENT DATED*)

Numeri indici, 1° bimestre 2000 = 100



ponenti 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 per cento della tariffa totale al netto delle imposte nel primo trimestre 2003. Nel secondo trimestre 2005 l'aggregato corrispondente è pari a 2,33 c€/kWh e rappresenta il 21,8 per cento della tariffa netta (il 19,7 per cento della tariffa al lordo delle imposte). La componente a copertura 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 65,3 per cento della tariffa netta nel primo trimestre 2003 mentre ad aprile 2005 tale incidenza è aumentata di oltre due punti percentuali (67,8 per cento al netto delle imposte e 61 per cento al lordo delle imposte). I costi di produzione, corrispondenti a 7,23 c€/kWh, comprendono, oltre alla componente a copertura dei costi fissi e variabili di generazione, le seguenti ulteriori voci di costo:

- oneri per i certificati verdi (componente VE), pari a 0,02 c€/kWh; tale componente è 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 ed è destinato a esaurirsi una volta recuperati i costi pregressi;

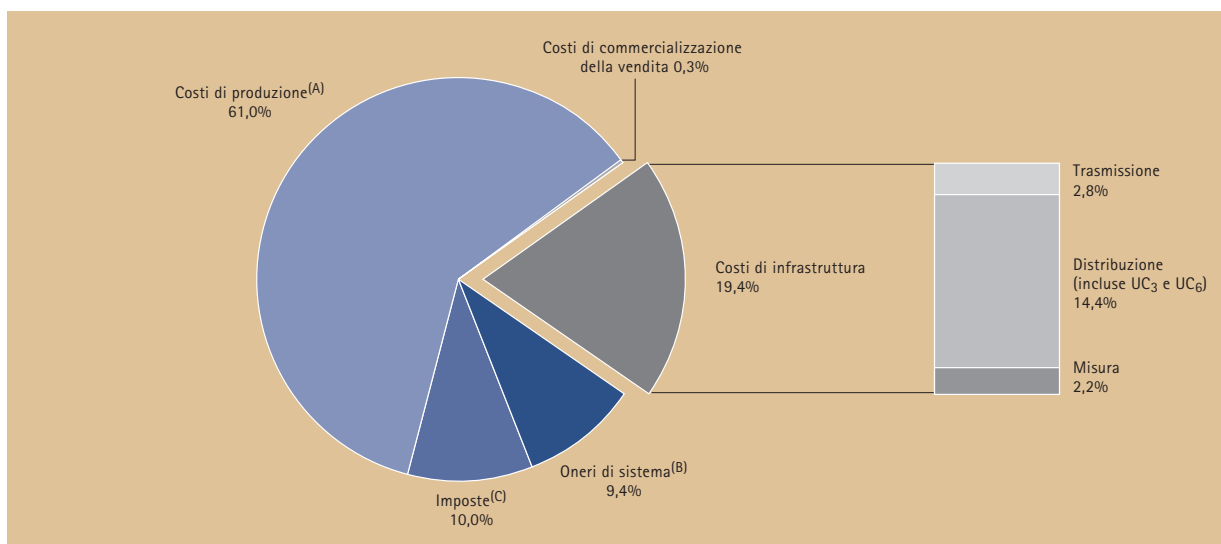
- remunerazione della capacità produttiva pari a 0,06 c€/kWh (componente CD); si tratta di un incentivo, collegato all'andamento dei prezzi di borsa, ai produttori affinché rendano disponibili gli impianti nei periodi di maggiore richiesta di energia elettrica;
- remunerazione dei contratti interrompibili (componente INT), pari a 0,15 c€/kWh;
- oneri del GRTN per la riconciliazione dell'energia elettrica oggetto di forniture al mercato vincolato nel 2001 (componente RD), pari a 0,01 c€/kWh.

Le ultime tre voci di costo sono state introdotte nel secondo trimestre 2004 in concomitanza con l'entrata in operatività della borsa elettrica.

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 aumentati all'inizio del 2005 in seguito alla valorizzazione della componente per la perequazione dei costi di approvvigionamento (UC₁), all'introduzione della nuova componente MCT per le compensazioni territoriali (si veda il paragrafo dedicato agli oneri nucleari) e all'incremento della componente tariffaria a copertura degli *stranded cost* (A₆). Nel secondo trimestre 2005 tali oneri ammontano in media a 1,11 c€/kWh e incidono sulla tariffa complessiva al netto delle imposte per il 10,4 per cento (9,4 per cento della tariffa lorda).

FIG. 3.15 **TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE AL LORDO DELLE IMPOSTE**

Composizione percentuale all'1 aprile 2005



(A) I costi di produzione comprendono il costo del combustibile, i costi fissi di generazione, il costo del dispacciamento, gli oneri per i CV, la remunerazione della capacità produttiva e del servizio di interrompibilità, gli oneri per la riconciliazione dell'energia elettrica nel 2001.

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

(C) Le imposte sono calcolate pro-forma pari al 10 per cento della tariffa media nazionale.

ONERI GENERALI

Attività della Cassa conguaglio per il settore elettrico Nell'ambito delle sue funzioni di carattere amministrativo-contabile la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), come disciplinato dal Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo 2004-2007, gestisce i seguenti conti afferenti al settore elettrico:

- Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue alimentato dal gettito della componente tariffaria A_2 ; per il 2004 tale conto ha avuto altresì la finalità di finanziare le misure di compensazione territoriale a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare;
- Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale (si veda anche il paragrafo dedicato agli oneri nucleari), alimentato dalla componente tariffaria MCT, istituita dall'Autorità e attivata il 1° gennaio 2005;
- Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate alimentato dal gettito della componente tariffaria A_3 ; il conto ha anche la finalità di coprire le spese per il funzionamento dell'Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili previsto dal decreto legislativo n. 387/03;
- Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali (per esempio, per Ferrovie dello Stato S.p.A.; Società Terni, Comuni rivieraschi ecc.) alimentato dal gettito della componente tariffaria A_4 ;
- Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca alimentato dal gettito della componente tariffaria A_5 ;
- Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione, alimentato dal gettito della componente A_6 ;
- Conto per la perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato alimentato dalla componente tariffaria UC_1 ; tale componente è stata attivata con la deliberazione n. 252 del 30 dicembre 2004, prima della quale aveva valore pari a zero;
- Conto per la perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione alimentato dalla componente tariffaria UC_3 applicata sull'energia fatturata all'utenza del mercato vincolato; le finalità del conto sono di perequare la differenza tra i costi sostenuti dalle imprese distributrici per il trasporto e i ricavi derivanti dalle opzioni tariffarie stabilite dall'Autorità e di finanziare il sistema di perequazione specifica aziendale secondo quanto disposto dalla deliberazione n. 96 del 22 giugno 2004;
- Conto per le integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori alimentato

dal gettito della componente UC₄ che, dal secondo trimestre 2005 si applica sia ai clienti del mercato vincolato sia ai clienti del mercato libero; la componente A₈, istituita al fine di sostituire la UC₄, è stata soppressa con la deliberazione n. 54 del 30 marzo 2005;

- Conto oneri per recuperi di continuità del servizio alimentato dalla componente tariffaria UC₆;
- Conto oneri derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia; questo conto è finanziato dalle componenti della tariffa per la distribuzione dell'energia elettrica come previsto dall'art. 9 dei due decreti del Ministero delle attività produttive del 20 luglio 2004;
- Conto oneri certificati verdi alimentato dal gettito della componente tariffaria VE;
- Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica alimentato dal gettito della componente UC₅;
- Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi con il servizio di interrompibilità 2004-2006 (costituito con deliberazione 29 aprile 2004, n. 63).

Alcuni di questi conti perseguono finalità tipicamente perequative mentre altri assicurano la copertura dei cosiddetti oneri generali del sistema elettrico, ovvero di quei costi che devono inevitabilmente, in quanto finalizzati al finanziamento di attività di interesse generale, ricadere sulla collettività dei clienti, sia del mercato libero, sia del mercato vincolato.

In aggiunta alle tradizionali funzioni di carattere contabile-amministrativo, il nuovo Testo integrato ha disposto che la CCSE ai fini delle determinazioni di sua competenza, possa procedere ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale, consistenti nell'audizione e nel confronto dei soggetti coinvolti, nella ricognizione di luoghi e impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti, sancendo così il conferimento di un potere di accertamento nei confronti dei soggetti amministrati.

In questo secondo ambito di competenza rientrano le attività affidate alla CCSE in materia di:

- ricerca di sistema (si veda oltre il paragrafo "Ricerca di sistema");
- verifiche e sopralluoghi su impianti che producono energia elettrica da fonti rinnovabili, fonti assimilabili a quelle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione; per l'anno 2005 sono previsti interventi ispettivi su 50 impianti;
- attività istruttoria in materia di perequazione specifica aziendale;
- attività istruttorie a supporto della rideterminazione da parte dell'Autorità degli oneri nucleari e delle relative attività di verifica;

- regimi tariffari speciali: la deliberazione n. 148 del 9 agosto 2004 ha affidato alla CCSE la gestione amministrativa dei regimi tariffari speciali, compresa la verifica della sussistenza dei requisiti per l'ammissione agli stessi, sopprimendo le disposizioni dell'art. 73 del Testo integrato che prevedevano il calcolo e la corresponsione della componente compensativa da parte delle imprese distributrici;
- efficienza energetica: i decreti del Ministero delle attività produttive del 20 luglio 2004 hanno affidato alla CCSE un ruolo incisivo e centrale nell'ambito del sistema di incentivazione. La CCSE dovrà, in primo luogo, provvedere a erogare i contributi previsti a fronte della consegna di Titoli di efficienza energetica di tipo I (elettricità) da parte dei distributori a valere sul Conto oneri derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia; in secondo luogo dovrà provvedere a ripartire tra le Regioni e le Province autonome, sulla base del programma e dei criteri di ripartizione trasmessi dal Ministero delle attività produttive, le risorse finanziarie accantonate ai sensi dei precedenti decreti del 24 aprile 2001 e devolute per il 50 per cento all'effettuazione di diagnosi energetiche e alla progettazione esecutiva di interventi su utenze energetiche la cui titolarità è di organismi pubblici. Infine, la CCSE dovrà provvedere, con il rimanente 50 per cento delle suddette risorse alla copertura dei costi relativi alla realizzazione delle campagne informative e di sensibilizzazione a supporto del risparmio energetico e dello sviluppo delle fonti rinnovabili che saranno realizzate dalle imprese distributrici.

Stranded cost

Con i decreti del Ministero delle attività produttive, 6 agosto 2004 e 10 marzo 2005, e considerate le analisi effettuate dall'Autorità e trasmesse al ministero in data 17 maggio 2004 e 24 novembre 2004, sono stati determinati sia le partite economiche relative ai costi di generazione non recuperabili a seguito dell'attuazione della Direttiva europea 96/92/CE, sia gli oneri relativi alla reintegrazione dei maggiori costi sostenuti dall'Enel e derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale importato dalla Nigeria (i cosiddetti *stranded cost*). Il primo decreto, in particolare, quantifica i costi di generazione non recuperabili riferiti alle imprese titolari di impianti che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà dell'Enel per un ammontare complessivo di 850,01 milioni di euro (Tav. 3.33). Lo stesso decreto quantifica gli oneri relativi alla reintegrazione dei maggiori costi sostenuti dall'Enel e derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale importato dalla Nigeria, in base agli impegni contrattuali assunti anteriormente alla data del 19 febbraio 1997 per gli anni 2000-2009, che risultano essere pari a 1.465,27 milioni di euro.

TAV. 3.33 **QUANTIFICAZIONE DEI COSTI DI GENERAZIONE NON RECUPERABILI
PER IL PERIODO 2000-2003**

	MILIONI DI EURO	% SUL TOTALE
Perimetro Gruppo Enel al 19/2/1997	850,01	100,0%
di cui: Enel Green Power	16,99	2,0%
di cui: Enel produzione	496,36	58,4%
di cui: Endesa Italia (Elettrogen.)	169,13	19,9%
di cui: Edipower (Eurogen)	-	-
di cui: Tirreno Power (Interpower)	167,53	19,7%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

Il decreto del 10 marzo 2005 determina, invece, le partite economiche relative ai costi di generazione non recuperabili riferiti alla società Aem Torino per un ammontare pari a 16,338 milioni di euro.

Con nota del 20 aprile 2005 il Ministero delle attività produttive ha trasmesso all'Autorità lo schema di decreto concernente le modalità di copertura e rimborso dei suddetti oneri ai fini del rilascio del proprio parere che, ai sensi dell'art. 2, comma 2, del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, coordinato con la legge 17 aprile 2003, n. 83, è rilasciato entro trenta giorni.

Per le altre imprese ammesse al meccanismo di reintegrazione il processo di determinazione delle suddette partite economiche è in corso di finalizzazione da parte del Ministero delle attività produttive.

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 Gestione Impianti Nucleari S.p.A. (Sogin), anche in consorzio con enti pubblici o altre società, tenendo conto di criteri di efficienza economica.

Con la deliberazione 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.

Sono in corso le attività istruttorie per la rideterminazione degli oneri nucleari per il triennio 2005-2007, che hanno richiesto supplementi istruttori in relazione a importanti modifiche del quadro normativo di riferimento.

Il decreto del Ministro delle attività produttive 2 dicembre 2004 prevede, infatti, nuovi indirizzi strategici e operativi per la messa in sicurezza del combustibile nucleare irraggiato esistente presso le centrali nucleari e i siti di stoccaggio nazionali, ivi compresa la possibilità di esportazione temporanea di detto combustibile ai fini del riprocessamento associata alla valutazione comparativa dei costi e dei tempi.

Il 27 dicembre 2004 la Sogin ha quindi presentato all'Autorità un nuovo programma pluriennale delle attività, rispetto a quello già proposto il 30 settembre 2004, nel quale, a seguito del decreto del Ministro delle attività produttive 2 dicembre 2004, viene adottata una nuova strategia di gestione del combustibile irraggiato basata sul riprocessamento.

Poiché tale programma presenta un allungamento del periodo di completamento delle attività e un incremento dei costi a vita intera, l'Autorità ha disposto approfondimenti istruttori. La rideterminazione degli oneri nucleari per il triennio 2005-2007 deve anche tenere conto degli scostamenti tra preventivi e consuntivi per le attività svolte nel triennio 2002-2004, in applicazione dei criteri di efficienza economica nello svolgimento delle attività previsti dal decreto 26 gennaio 2000.

A decorrere dal secondo trimestre 2003 (delibera 24 marzo 2003, n. 23) l'aliquota media della componente tariffaria A_2 destinata alla copertura degli oneri nucleari è stata adeguata da 0,05 a 0,06 c€/kWh, al fine di assicurare un gettito adeguato alla copertura dei costi riconosciuti dalla deliberazione n. 71/02.

Nel corso del 2003 e del 2004 sono altresì intervenute modifiche del quadro normativo che comportano oneri aggiuntivi e che hanno richiesto interventi sulla struttura della componente tariffaria A_2 .

In particolare, l'art. 4 della legge 24 dicembre 2003, n. 368, prevede l'introduzione di misure di compensazione territoriale a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare e, dalla data di entrata in esercizio del deposito nazionale, proporzionalmente all'allocazione dei rifiuti radioattivi, in favore del Comune nel cui territorio è ubicato il deposito, dei Comuni confinanti, della Provincia e della Regione; la copertura finanziaria è prevista tramite "un'aliquota della componente della tariffa elettrica, pari a 0,015 c€ per ogni kWh consumato". L'ammontare complessivo di tali misure, posto transitoriamente a carico del Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, alimentato dalla componente tariffaria A_2 (deliberazione 27 marzo 2004, n. 46), è stato successivamente scorporato con l'istituzione di una specifica componente tariffaria, denominata MCT, destinata a essere applicata a ciascun kWh consumato da clienti finali ovvero dalle imprese di distribuzione e trasmissione limitatamente agli usi finali delle medesime, in attuazione delle disposizioni della legge n. 368/03 (deliberazione 22 dicembre 2004, n. 231).

Infine la legge finanziaria 2005 (art. 1, comma 298) ha disposto che, a decorrere dall'1 gennaio 2005, viene destinato all'entrata del bilancio dello Stato un gettito annuo pari a 100 milioni di euro mediante il versamento di una quota pari al 70 per cento delle misure di compensazione territoriale di cui all'art. 4 della legge n. 368/03, nonché di una ulteriore quota che assicuri il predetto gettito a valere sulle entrate derivanti dalla componente tariffaria A_2 .

In attesa della rideterminazione degli oneri nucleari relativi al triennio 2005-

2007, a partire dal 1° trimestre 2005 la componente tariffaria A_2 è stata transitoriamente dimensionata per far fronte prevalentemente agli oneri derivanti dalla legge finanziaria 2005, fissando una aliquota media relativa agli oneri nucleari pari a 0,04 cent€/kWh (deliberazione n. 252/04), aliquota che dovrà quindi essere adeguata a seguito della predetta rideterminazione.

Ricerca di sistema

Con la delibera del 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 dal CESI 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 ed 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 del 4 aprile 2002, n. 55, l'Autorità ha disposto, con la determinazione del Direttore generale n. 53/2004, la corresponsione di un primo acconto pari a 34.827.600,00 € corrispondente al 30 per cento del finanziamento riconosciuto a carico del Fondo, e con la determinazione del Direttore generale n. 174/2004 la corresponsione del secondo acconto, anch'esso pari a 34.827.600,00 €, all'avvenuto raggiungimento di uno stato di avanzamento dei lavori superiore al 50 per cento delle attività progettuali.

Nel marzo 2005 il Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE) ha inviato, ai sensi del decreto ministeriale 28 febbraio 2003 inerente le modalità di gestione del Fondo per il finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale, il Piano triennale della ricerca di sistema ai fini delle consultazioni previste dallo stesso decreto ministeriale.

4. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE DEL GAS NATURALE

EVOLUZIONE DEL SETTORE

Nel giugno 2004 è giunta a conclusione l'indagine sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale, condotta congiuntamente dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) e dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. I risultati dell'indagine offrono uno spunto importante per compiere un primo bilancio dell'esperienza di liberalizzazione del mercato italiano del gas, a distanza di ormai quattro anni dall'avvio dell'esperimento di apertura del mercato alla concorrenza.

L'indagine evidenzia come l'Italia si sia distinta a livello europeo per l'implementazione di un quadro di regole più avanzato rispetto a quello adottato da altri paesi. Il recepimento della Direttiva europea 98/30/CE, mediante il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, ha portato a una configurazione del settore tale da anticipare i nuovi principi di liberalizzazione contenuti nella più recente Direttiva europea 2003/55/CE. Ciò vale in particolare per quanto riguarda i principi sia dell'*unbundling* fra attività monopolistiche e attività potenzialmente concorrenziali sia dell'accesso dei terzi alle infrastrutture essenziali. Si ricorda infatti che l'Italia ha scelto la separazione societaria fra attività di trasporto del gas e attività di vendita, rispetto al più debole principio di separazione contabile imposto dalla prima direttiva europea.

Attualmente il principio di separazione societaria costituisce un requisito inderogabile della nuova direttiva europea. Lo stesso dicasi per la scelta di implementare il principio dell'accesso dei terzi alla rete di trasporto mediante tariffe e condizioni regolate da un'Autorità indipendente, opzione che vede l'Italia già in regola con quanto disposto in materia dalla nuova direttiva. Nel caso dello stoccaggio di gas, le soluzioni adottate dal nostro paese sono di particolare avanguardia, traducendosi nella separazione societaria dalle attività di vendita e di trasporto e nell'applicazione di tariffe e condizioni di accesso sempre regolate da un'Autorità indipendente. In questo caso la nuova direttiva offre ancora ai paesi membri l'opzione tra accesso regolato e accesso negoziato agli impianti di stoccaggio, probabilmente sulla scorta del fatto che in linea di principio questa attività riveste lo *status di bottleneck facility*, duplicabile a certe condizioni da parte dei nuovi entranti. D'altra parte in Italia lo stoccaggio resta un monopolio di fatto e i nuovi entranti non hanno ancora avuto l'opportunità di investire in questo settore poiché non sono state ancora concluse le procedure di assegnazione delle concessioni relative ai nuovi depositi. Infine, anche nel caso della distribuzione di gas l'Italia si trova già in linea con le disposizioni previste dalla nuova direttiva, avendo scelto il principio della separazione societaria tra distribuzione e vendita al dettaglio (limitando la separazione contabile alle società minori) e applicando anche in

questo caso tariffe e condizioni di accesso regolate dall'Autorità.

D'altra parte l'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione conclude che l'adozione di una regolamentazione avanzata è condizione necessaria ma non sufficiente per l'avvio di una vera e propria concorrenza nel mercato, tale da sganciare finalmente il prezzo del gas dal prezzo del petrolio e dei suoi derivati. Infatti, per quanto riguarda l'avvio della concorrenza e la riduzione dei prezzi finali, il bilancio dei primi quattro anni di liberalizzazione è senza dubbio deludente. A fronte del fatto che la società Eni S.p.A., principale produttore e importatore, evidenzia costi di approvvigionamento più bassi dei concorrenti e della riduzione delle tariffe regolate di trasporto e di stoccaggio da parte dell'Autorità, in Italia i prezzi del gas al netto delle imposte restano tra i più alti a livello europeo, sia per gli usi industriali sia per le grandi utenze civili. L'indagine dimostra che Eni, ex monopolista pubblico, continua a esercitare un forte potere di mercato nel settore, in veste di impresa dominante in tutti i segmenti della filiera del gas. Tale potere di mercato si esplica soprattutto mediante il controllo dell'attività di approvvigionamento di materia prima. Infatti Eni è praticamente monopolista nella produzione nazionale e in maniera diretta o indiretta continua a controllare il mercato delle importazioni di gas in Italia. A eccezione infatti dei quantitativi di gas importati indipendentemente in Italia da Enel S.p.A. e da Edison S.p.A., Eni importa direttamente il 62 per cento del gas immesso in rete dall'estero. Ma sono in ultima analisi riconducibili a Eni anche i quantitativi importati dalle società Plurigas S.p.A., Dalmine Energie S.p.A., Energia S.p.A. e ancora dalla stessa Edison, trattandosi di vendite di gas effettuate all'estero dall'impresa dominante ai suoi stessi concorrenti (cosiddette "vendite innovative"), a valere su contratti pluriennali già conclusi a suo tempo dall'operatore dominante con i produttori norvegesi. Tenuto conto di queste cessioni di gas effettuate da Eni alla frontiera, l'incidenza delle importazioni Eni sul totale sale al 72 per cento. Attraverso queste cessioni di gas all'estero Eni ha ridotto formalmente la sua quota di mercato nell'importazione, rispettando i tetti *antitrust* previsti dal decreto legislativo n. 164/00, ma con modalità tali da rendere tali soglie del tutto inefficaci in termini di promozione della concorrenza.

Da questo punto di vista emerge quindi un limite nella strategia di liberalizzazione seguita dall'Italia. L'indagine mette in luce, infatti, le difficoltà sperimentate dai nuovi entranti nel provvedere autonomamente all'importazione di gas, dal momento che Eni continua a vantare il controllo sui diritti di trasporto nell'ambito delle infrastrutture di importazione localizzate all'estero, che la stessa impresa dominante ha contribuito a costruire all'epoca del monopolio pubblico. Eni ha sfruttato tali diritti per saturare la capacità di importazione esistente proprio mediante le cessioni di gas a concorrenti prescelti, ai quali ha consentito congiuntamente anche il necessario vettoriamento all'estero. Perciò l'AGCM

aveva a suo tempo già ravvisato l'abuso di posizione dominante da parte dell'ex monopolista in seguito ai comportamenti strategici emergenti dalle "vendite innovative". Attualmente risulta pienamente utilizzata la capacità di trasporto sia ai punti di interconnessione della rete nazionale con il Nord Europa e l'Est europeo, sia nei metanodotti di adduzione delle importazioni, localizzati in Svizzera, Germania e Austria, tutti controllati da Eni a vario titolo.

Nei fatti la capacità di trasporto di queste infrastrutture è per la maggior parte destinata al soddisfacimento degli impegni legati ai contratti di importazione, gravati da clausole *take or pay*, sottoscritti da Eni appena prima dell'entrata in vigore della Direttiva europea 98/30/CE. In un'ottica di breve termine risulta difficoltoso anche l'utilizzo di capacità di trasporto marginali rese disponibili dalla flessibilità dei contratti di importazione sottoscritti da Eni, poiché l'assenza di una disciplina per l'accesso trasparente e non discriminatorio ai gasdotti internazionali rende difficile e oneroso l'accesso dei terzi a queste infrastrutture. Si pongono infatti sia problemi di asimmetria informativa, relativamente alle capacità effettivamente disponibili, sia problemi legati alle tariffe di utilizzo delle infrastrutture escluse dalla regolamentazione cui sono sottoposte le tariffe praticate dalla società Snam Rete Gas S.p.A. per il trasporto sulla rete nazionale. In seguito alla sentenza di abuso di posizione dominante, l'AGCM aveva imposto a Eni il potenziamento di queste infrastrutture al fine di rimuovere i "colli di bottiglia" all'importazione via metanodotto, almeno nel lungo periodo¹. Da parte sua Eni ha scelto di rinviare nel tempo i suddetti potenziamenti, in relazione alla decisione di alcuni nuovi entranti di investire nella costruzione di nuovi terminali per la rigassificazione del gas liquefatto importato via nave, proprio per superare (con un'operazione di *by pass*) le barriere strutturali all'importazione via metanodotto. Secondo l'impresa dominante la duplice realizzazione di potenziamenti sulla rete internazionale e di nuovi terminali di GNL avrebbe consentito l'importazione in Italia di flussi di gas tali da provocare eccessi di offerta di dimensioni incompatibili con il rispetto degli obblighi *take or pay*, caratteristici dei contratti pluriennali di importazione, configurando una vera e propria "bolla di gas". In realtà l'indagine conoscitiva ha decisamente ridimensionato questi timori, evidenziando, al contrario, la possibilità che nel breve termine si manifesti invece un eccesso di domanda di gas e ricordando che eventuali surplus di offerta futuri sono una condizione necessaria per raggiungere sia l'obiettivo della sicurezza delle forniture, sia quello di una riduzione dei prezzi. La mancata ottemperanza di Eni agli obblighi di potenziamento delle infrastrutture si è tradotta in una multa di 4,5 milioni di euro comminata dall'AGCM e nell'imposizione parallela di un obbligo di cessione di gas ai concorrenti a condizioni stabilite dalla stessa AGCM (*gas release*)².

1 AGCM, provvedimento n. 11421 del 21 novembre 2002.

2 AGCM, provvedimento n. 13644 del 7 ottobre 2004.

Anche la situazione delle importazioni provenienti dall'Africa risulta critica ai fini dello sviluppo della concorrenza. Nel punto di importazione localizzato in Sicilia, dove affluisce il gas proveniente dall'Algeria, esiste ancora capacità inutilizzata, ma persistono "colli di bottiglia" sul suolo tunisino: qui l'assenza di potenziamenti delle infrastrutture, controllate anche in questo caso dall'impresa dominante, impedisce ai concorrenti di Eni di provvedere ad approvvigionamenti indipendenti. Il mancato potenziamento della rete localizzata in Tunisia, pur a fronte di contratti di importazione conclusi da concorrenti di Eni, configura un ulteriore ostacolo all'incremento delle importazioni di gas in Italia e in Europa. Pertanto, anche in seguito alle conclusioni dell'indagine conoscitiva, AGCM nel gennaio 2005 ha aperto un'ulteriore istruttoria per abuso di posizione dominante "di carattere escludente" a carico di Eni, accusata di comportamenti strategici tendenti a monopolizzare il mercato delle importazioni di gas algerino. Nel corso del 2004 sono anche iniziate le importazioni di gas libico nel punto di importazione di Gela, ma anche in questo caso i flussi sono collegati a un metanodotto controllato da Eni, che ha già ceduto parte della capacità a concorrenti prescelti.

Ancora con riferimento alle infrastrutture di importazione, appartiene a Eni anche l'unico impianto di rigassificazione di GNL presente in Italia, a Panigaglia. Trattandosi di importazione di gas via nave, a differenza dei gasdotti, Eni può esercitare meno il proprio potere di controllo sui soggetti che, acquistando liberamente carichi di GNL da diversi paesi, chiedono l'accesso al terminale. Ma le richieste da parte degli operatori sono superiori alla capacità del terminale stesso. A seguito del contenzioso tra la spagnola Gas Natural e GNL Italia S.p.A. (società del gruppo Eni che gestisce il terminale), nel quale è intervenuta l'Autorità ordinando a GNL Italia di concedere l'accesso a Gas Natural per l'anno termico 2004-2005, sono state disposte condizioni per l'utilizzo del terminale che hanno consentito l'accesso a un maggior numero di utenti. Alla fine del 2004, inoltre, l'Autorità ha avviato una istruttoria conoscitiva sulle modalità con cui è stato gestito da GNL Italia il terminale di Panigaglia negli anni termici dal 2001 al 2004, nonché sul tema dell'approvvigionamento del GNL per il mercato nazionale.

La posizione che Eni riveste nel mercato di approvvigionamento del gas non ha sinora consentito il decollo della concorrenza nell'ambito del segmento della vendita all'ingrosso. Per quanto riguarda il segmento dei consumatori industriali l'indagine, oltre a rilevare l'elevato livello dei prezzi, evidenzia il vantaggio competitivo di Eni, che è in grado di offrire contratti a condizioni migliori dei nuovi entranti. Nell'ambito invece delle cessioni di gas alle imprese di vendita al dettaglio, i concorrenti di Eni si caratterizzano per offerte maggiormente convenienti rispetto all'impresa dominante. D'altra parte, come ricorda la stessa indagine, il

fatto che il gruppo Eni abbia deciso di riacquistare completamente la proprietà della società Italgas S.p.A. fa sì che il gruppo stesso disponga di uno sbocco interno per il metano destinato al mercato civile e possa quindi concentrare il maggior sforzo competitivo sul segmento degli usi industriali. Comunque, a distanza di quasi un anno e mezzo dalla completa apertura del mercato dal lato della domanda (gennaio 2003, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00) il mercato all'ingrosso non evidenzia alcun fenomeno rilevante di competizione nei prezzi. L'indagine evidenzia che in un paese dominato dalle importazioni mediante contratti a lungo termine la liberalizzazione può produrre fenomeni di entrata senza concorrenza, se non vi è accesso a mercati centralizzati del gas dove procurarsi approvvigionamenti più convenienti e soprattutto più flessibili.

Le imprese che vendono gas sul mercato all'ingrosso devono onorare ingenti impegni finanziari, in forza delle clausole *take or pay* che caratterizzano i contratti di importazione, di conseguenza non hanno convenienza ad "aggredire" i concorrenti per conquistare ulteriori quote di mercato a colpi di ribassi dei prezzi. Poiché i loro costi fissi sono elevati ma i costi marginali tendono a zero una concorrenza di questo tipo sarebbe rovinosa poiché rischierebbe di ridurre i ricavi di vendita a livelli tali da escludere la copertura dei costi fissi. In Italia molto spesso l'entrata sul mercato è avvenuta attraverso l'acquisizione di imprese di distribuzione e di vendita, oppure si sono costituite società per l'importazione e la vendita del gas che fanno capo a imprese locali di vendita storicamente presenti sui mercati finali. Le imprese possono quindi massimizzare i profitti segmentando i mercati finali di sbocco del loro gas ove continuano a comportarsi da monopolisti, poiché anticipano credibilmente che nessun concorrente avrà convenienza ad "aggredirle" e a "innescare la miccia" della concorrenza dei prezzi.

Nel corso del 2004 si è manifestata un'eccezione a questo scenario, legata alla politica più aggressiva di Enel in alcune città già servite da altri concorrenti dell'impresa dominante. D'altro canto Enel è un operatore particolare, poiché continua a disporre di una larga parte del mercato finale vincolato dell'elettricità consumata dalle famiglie e può quindi sfruttare tale posizione per entrare sul mercato del gas, dove invece la liberalizzazione è già stata completata.

I risultati dell'indagine congiunta hanno portato le due Autorità a formulare una serie di proposte per incentivare lo sviluppo della concorrenza nel mercato italiano del gas naturale, riducendo in vario modo il peso dell'operatore dominante. Le proposte principali riguardano: lo sviluppo della capacità di importazione, la separazione proprietaria della rete nazionale di trasporto e degli impianti di stoccaggio e, infine, la creazione di un mercato centralizzato per gli scambi di gas dotato di ampia liquidità.

Lo sviluppo della capacità di importazione richiede sia la realizzazione delle opere

di potenziamento dei gasdotti internazionali da parte di Eni, come richiesto in maniera reiterata anche dall'AGCM, sia la costruzione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL, che consentano importazioni svincolate dall'operatore dominante (i progetti in stadio più avanzato sono presso Brindisi e al largo di Rovigo). In merito alla separazione proprietaria occorre ricordare che l'esperienza dei primi anni di liberalizzazione ha dimostrato che la separazione societaria è ancora insufficiente riguardo al raggiungimento dell'obiettivo della piena neutralità delle attività di rete e di stoccaggio del gas rispetto a quelle di approvvigionamento e vendita su mercati potenzialmente concorrenziali. Occorre portare il processo di separazione alle sue estreme conseguenze al fine di promuovere la concorrenza nel settore, e ciò significa realizzare la piena separazione proprietaria fra le società che gestiscono le infrastrutture essenziali e quelle impegnate nell'approvvigionamento e nella vendita di gas. La necessità di tale provvedimento, realizzabile solo attraverso norme primarie, è stata ricordata dall'Autorità mediante la Segnalazione al Parlamento e al Governo del 27 gennaio 2005. Se infatti l'obiettivo di non discriminazione fra imprese utilizzatrici delle infrastrutture di rete e dello stoccaggio può essere raggiunto mediante la realizzazione del principio del libero accesso dei terzi, garantito da tariffe e condizioni di accesso regolate da un'Autorità indipendente, così non è per altre decisioni discrezionali che investono, in primo luogo, la scelta di concorrere all'infrastrutturazione del paese attraverso la realizzazione di terminali di rigassificazione e di nuovi metanodotti d'importazione e, in secondo luogo, la gestione della rete di trasporto in alta e media pressione e lo stoccaggio in giacimenti esauriti. Ci si riferisce, in particolare, alle decisioni di investimento che in ultima analisi spettano, naturalmente, a chi detiene la proprietà delle imprese. Infatti, tenuto conto che Eni rappresenta l'impresa dominante sia nell'approvvigionamento sia nella vendita di gas, potrà ottenere margini di profitto elevati attraverso l'esercizio del potere di mercato nell'ambito di tali fasi (non regolate), come è del resto documentato nell'indagine congiunta. Tale esercizio prevede tipicamente il contenimento dell'offerta sia di materia prima sia di servizi accessori alla sua vendita (trasporto e stoccaggio).

La congestione riguardante le infrastrutture determina così scarsità di offerta di gas naturale di provenienza non-Eni e quindi scarsità di offerta *tout court*, almeno sino a quando saranno vigenti i tetti *antitrust* che impediscono all'operatore dominante di espandere la sua quota di mercato. Poiché la rimozione della scarsità di offerta non è nell'interesse dell'impresa dominante, lo sviluppo delle infrastrutture essenziali del sistema gas Italia è destinato a essere condizionato in senso restrittivo dall'esercizio dei diritti di proprietà di Eni sui tratti esteri dei metanodotti di importazione, su Snam Rete Gas e su Stogit S.p.A. Poiché per questioni di sovranità nazionale e di asimmetrie nei processi di liberalizzazione

non è possibile incidere sulla proprietà dei tratti esteri di metanodotto, diventa tanto più urgente e rilevante influire su quella delle infrastrutture essenziali situate nel territorio italiano. La separazione proprietaria potrà garantire la piena indipendenza delle scelte di investimento di Snam Rete Gas e di Stogit, orientandole verso opzioni neutrali rispetto alle strategie di qualunque operatore impegnato nell'approvvigionamento e nella vendita, nonché basate sulla massimizzazione del profitto derivante dal trasporto e dallo stoccaggio di gas.

La completa indipendenza delle decisioni discrezionali di investimento può essere realizzata solo con la cessione completa della quota di proprietà Eni nell'ambito delle infrastrutture di trasporto (Snam Rete Gas) e di stoccaggio (Stogit): è noto infatti che attraverso meccanismi resi possibili dalle scelte di *corporate governance*, anche la gestione di partecipazioni di minoranza può consentire il controllo della società, sebbene l'ultima direttiva europea sulla liberalizzazione del mercato del gas richieda che proprio attraverso le scelte di *corporate governance* si realizzi l'indipendenza fra infrastrutture essenziali e imprese impegnate nelle fasi competitive.

Vale poi la pena di sottolineare le differenze fra il caso della trasmissione e del trasporto e quello dello stoccaggio. Nel caso di Stogit, la cessione di partecipazioni Eni è tanto più rilevante quando si pensi che tale società opera oggi in monopolio di fatto e controlla quindi la principale fonte di modulazione dell'offerta di gas per tutte le imprese concorrenti di Eni, che può invece avvalersi di maggiori flessibilità garantite dall'ampio portafoglio di contratti di importazione, e ricorrere ai servizi di Stogit solo in maniera residuale. Inoltre, con la legge 23 agosto 2004, n. 239, sul riordino del settore energetico, è stato garantito a Stogit il rinnovo delle concessioni in scadenza per almeno 20 anni, per cui il potere di mercato nell'offerta di stoccaggio è destinato a procrastinarsi ancora molto a lungo, tenuto conto che il Ministero delle attività produttive non ha ancora completato l'*iter* di assegnazione di ulteriori concessioni di stoccaggio ai nuovi entranti che le hanno richieste.

Solo con l'uscita di Eni dal capitale di Snam Rete Gas e di Stogit potrà prendere forma un vero e proprio ISO (*Independent System Operator*), che riunisca le infrastrutture essenziali necessarie alle imprese per competere nella compravendita di gas a condizioni eque e non discriminatorie, nonché orienti le decisioni di investimento nell'interesse dello sviluppo del sistema gas Italia, e quindi dell'economia nazionale. Un simile orientamento può essere, per esempio, ravvisabile nella proposta di avviare un *hub* nazionale che diventi il fulcro per gli scambi di gas tra il Nord e il Sud dell'Europa, trasformando l'Italia da paese importatore a paese di transito dei flussi di gas destinati all'esportazione.

Non vi è infatti liberalizzazione completa e *gas to gas competition* senza la creazione di un mercato centralizzato per gli scambi di materia prima che superi

la logica attuale degli scambi bilaterali e della segmentazione dei mercati locali di vendita, funzionale alla ripartizione del mercato ma non alla discesa dei prezzi. Quest'ultima richiede, oltre alla formazione di un fisiologico eccesso di capacità e di materia prima, anche la modifica dei meccanismi concorrenziali del settore, che presiedono appunto ai meccanismi di formazione dei prezzi. In un mercato centralizzato maturo il prezzo fluttua in base all'andamento della domanda e dell'offerta di gas disponibile. Affinché tale mercato si sviluppi occorre però un parallelo incremento della liquidità, che attualmente scarseggia poiché il gas viene prevalentemente scambiato sulla base di contratti bilaterali di lungo termine con prezzi parzialmente ancorati a quelli del greggio e dei suoi derivati. Nel lungo termine la creazione di un *hub* fisico per l'importazione e l'esportazione di gas al centro della pianura padana e collegato ai giacimenti di stoccaggio potrebbe attirare liquidità di ampie dimensioni e tali da operare la reale trasformazione del mercato italiano del gas, ampliando i quantitativi scambiati a prezzi indipendenti dal potere di mercato dell'operatore dominante.

Domanda e offerta nel 2004

L'evoluzione del settore del gas nell'anno 2004 appena descritta è sinteticamente riflessa nel bilancio degli operatori, riportato nella tavola 4.1. Come negli anni passati la struttura del bilancio è stata scelta con il fine di evidenziare le caratteristiche preminenti dell'attività delle diverse categorie di operatori nei principali comparti della filiera: dagli approvvigionamenti di gas, ai trasferimenti interni alle vendite sul mercato finale.

Diversamente dal settore elettrico, nel quale i produttori giocano un ruolo determinante per gli approvvigionamenti di energia, nel settore del gas il baricentro del settore è molto più spostato verso l'importazione che copre l'84 per cento delle risorse disponibili (contro il 15 per cento per l'elettricità). Questo si riflette in un accresciuto ruolo di *trader* e grossisti che svolgono sia attività di compravendita sul mercato all'ingrosso, sia attività di vendita sul mercato finale. Inoltre, nel settore del gas l'eredità del precedente sistema di distribuzione locale si manifesta in una tendenza verso la specializzazione degli operatori, la cui attività si concentra quasi esclusivamente sul mercato delle vendite finali prevalentemente a mezzo delle reti di distribuzione locale.

L'evoluzione del sistema negli ultimi due anni ha pertanto reso opportuna l'elaborazione del bilancio distinguendo tra "venditori", che rivendono la maggioranza del gas acquistato sul mercato finale, e "grossisti" che vendono sia ad altri operatori, sia direttamente al mercato finale. Per la ripartizione tra le due categorie di operatore è stata fissata una soglia del 95 per cento delle vendite sul

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 4.1 BILANCIO DEL GAS NEL 2004

G(m³)

	GROSSISTI				VENDITORI			TOTALE
	ENI	> 10 G(m ³)	1 - 10 G(m ³)	< 1 G(m ³)	> 1 G(m ³)	0,1 - 1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	
Produzione nazionale netta	10,8	0,0	1,3	0,6	0,0	0,3	0,0	13,0
Importazioni nette^(A)	41,6	9,4	12,1	3,1	0,1	0,9	0,0	67,2
Di cui vendite Eni alla frontiera	0,0	0,0	5,2	1,3	0,0	0,0	0,2	6,7
Prelievi netti da stoccaggi	0,9	-0,1	-0,4	-0,3	0,1	0,0	0,0	0,1
- stoccaggi al 31 dicembre 2003	2,8	0,6	1,0	0,3	0,1	0,0	0,0	4,7
- stoccaggi al 31 dicembre 2004	1,9	0,7	1,4	0,6	0,0	0,0	0,0	4,6
Acquisti da operatori nazionali	0,3	7,1	8,5	4,0	15,8	12,1	4,8	52,8
Da Eni	0,0	6,2	3,8	1,3	9,2	6,8	2,7	30,1
Da Enel	0,0	0,0	0,5	0,1	5,3	0,9	0,0	6,8
Da Edison	0,0	0,7	1,2	0,4	0,0	1,8	0,5	4,6
Da altri	0,3	0,2	2,9	2,2	1,4	2,6	1,6	11,3
Cessioni ad altri operatori	22,9	6,9	10,7	7,1	0,2	0,1	0,0	48,0
Trasferimenti netti	-23,8	-0,4	-5,6	-0,9	14,0	11,9	4,8	0,0
Consumi e perdite^(B)	0,4	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	1,0
Vendite e consumi	29,1	8,7	7,2	2,4	14,1	13,1	4,8	79,3
Generazione elettrica	17,0	8,7	5,3	0,0	0,4	0,5	0,1	32,1
Domestico, commercio e industria	12,1	0,0	1,9	2,3	13,7	12,6	4,7	47,2
Mercato tutelato	0,0	0,0	0,5	0,9	10,3	8,1	3,4	23,3
< 5.000 m ³	0,0	0,0	0,3	0,6	7,0	5,8	2,3	16,0
5-200.000 m ³	0,0	0,0	0,1	0,3	3,1	2,2	0,9	6,8
> 200.000 m ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,5
Mercato libero	12,1	0,0	1,4	1,4	3,4	4,5	1,3	24,0
< 5.000 m ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,5
5-200.000 m ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,3	1,0
> 200.000 m ³	12,0	0,0	1,4	1,3	3,2	3,8	0,7	22,5

(A) Le importazioni sono al netto dei transiti (Geoplina).

(B) Consumi e perdite stimati in base alla produzione e importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori (i dati possono differire da quelli presentati in altre tabelle per la diversa origine).

mercato finale, che riflette un normale ricorso ad attività di bilanciamento e scambio. Nel settore del gas, molto più che nel settore elettrico, alcune importanti società grossiste sono legate a una pluralità di società di vendita controllate da soggetti diversi: ciò rende difficoltosa l'identificazione di gruppi di imprese. Peraltro una segmentazione per gruppi di proprietà è complicata anche dai rivolgimenti proprietari avvenuti e tuttora in atto. Ai fini del monitoraggio dell'evoluzione del mercato continua invece ad avere molta importanza il taglio per dimensione delle imprese.

Le categorie dimensionali evidenziate si riferiscono alle vendite complessive di singole società sia sul mercato all'ingrosso, sia sul mercato finale. Nel 2004, oltre a Eni Divisione Gas & Power, solo Enel Trade ha avuto vendite complessive maggiori di 10 miliardi di m³. Le vendite del gruppo Edison superavano questa soglia solo aggregando le vendite sul mercato finale di Edison Energia S.p.A. Pertanto, con il criterio prescelto, Edison è stata inclusa nella categoria successiva assieme a Plurigas, Energia, Blumet S.p.A., Aem Trading S.r.L. e Blu Gas. Tutti gli altri grossisti hanno avuto vendite complessive inferiori a un miliardo di metri cubi. Solo quattro operatori, qualificati come venditori (specificamente Italgas Più, Enel Gas, Hera Comm e Aem Energia S.p.A.) hanno avuto vendite sul mercato finale superiori a un miliardo di metri cubi.

Il forte aumento dei fabbisogni nazionali di gas nel 2004 e degli autoconsumi nella generazione elettrica assieme all'ulteriore calo della produzione ha permesso all'Eni di rispettare i tetti alle immissioni senza la necessità di ricorrere ad aumenti nelle vendite di gas alla frontiera, rispetto al 2003. Il bilancio evidenzia il ruolo marginale svolto dai venditori nell'approvvigionamento di gas e anche nella modulazione stagionale che questi operatori quasi esclusivamente demandano ai grossisti dai quali acquistano la materia prima. In linea con la classificazione descritta, sono anche marginali i quantitativi di gas che questi operatori cedono ad altri operatori, mentre sono evidentemente importanti gli acquisti dai grossisti, di cui la parte prevalente (quasi il 60 per cento) viene fornita da Eni. Non si è ritenuto utile evidenziare nell'ambito degli acquisti e delle cessioni il ruolo svolto dal PSV il quale, in assenza dell'anonimato assicurato da una borsa effettiva, rimane un mercato bilaterale di scambio, seppure con il forte vantaggio della flessibilità rispetto ai normali contratti bilaterali.

Il bilancio evidenzia come la maggior parte del gas approvvigionato dai grossisti è destinato al mercato della generazione elettrica, con la notevole eccezione della categoria minore che non ha praticamente forniture a questo settore di consumo finale. Analogamente le forniture dei venditori ai generatori di elettricità sono limitate ad appena il 3 per cento delle vendite totali. Nel complesso, il 62 per cento delle vendite a prezzi di mercato viene assicurato dai grossisti. Di questo una parte assolutamente marginale è rivolta ai clienti finali minori con

consumi inferiori a 200.000 m³/anno. Viceversa, solo il 15 per cento delle forniture a prezzi di mercato dei venditori è rivolto a questa tipologia di clienti finali. Risulta evidente dal bilancio la specializzazione dei venditori (ma anche dei grossisti minori) nelle forniture a clienti del mercato tutelato che hanno scelto le tariffe di riferimento approvate dall'Autorità.

APPROVVIGIONAMENTO: PRODUZIONE NAZIONALE E IMPORTAZIONI

Struttura dell'*upstream*

Produzione nazionale

Nessuna novità si evidenzia sul fronte della produzione nazionale: continua il *trend* fortemente decrescente già rilevato negli scorsi anni.

Nel 2004 la produzione nazionale ha subito un ulteriore decremento, pari al 6,5 per cento rispetto al 2003, attestandosi a 13 miliardi di metri cubi, a conferma del dato prospettato dal Ministero delle attività produttive nella sua previsione di produzione sino al 2010 (si veda la *Relazione Annuale* dello scorso anno).

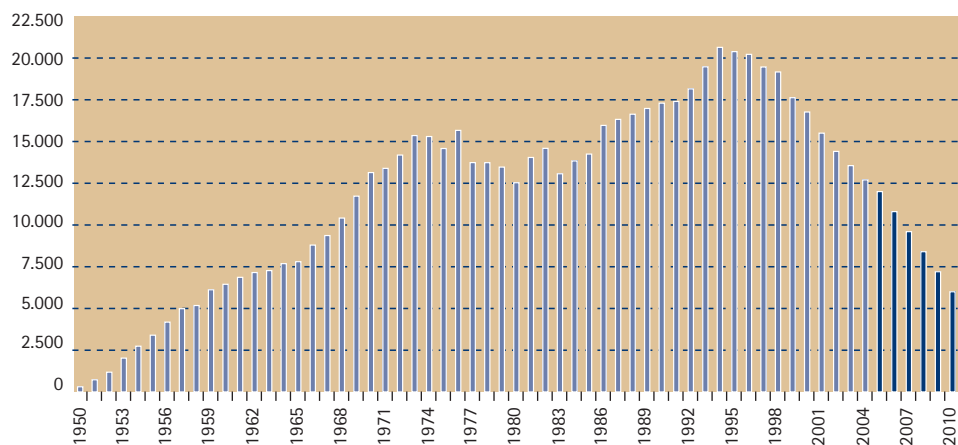
Nel corso degli ultimi tre anni, la quota di gas nazionale sul totale dei consumi è diminuita in media di due punti percentuali ogni anno, superando di poco quest'anno il 16 per cento sul totale dei consumi, rispetto al 18 per cento a cui si era attestata lo scorso anno: una riduzione rapida se si pensa che nel 2001 la produzione rappresentava ancora il 24 per cento dei consumi in Italia.

Che la produzione nazionale continui a ridursi con lo stesso andamento, lo conferma la figura 4.1, dove è evidente la drastica caduta della curva a partire dal 1999, dopo il picco produttivo raggiunto nei primi anni Novanta.

Crisi dell'*upstream* in Italia

Alla riduzione nella produzione di gas, in parte dovuta all'esaurimento delle riserve e in parte alle scelte di ottimizzazione dell'operatore dominante, non si sostituisce lo sfruttamento di nuovi campi, che pure esistono nel nostro paese. Le criticità dei settori dell'esplorazione e della produzione, illustrate anche nelle scorse *Relazioni Annuali*, sono da ricercare principalmente nelle complessità burocratiche che si devono affrontare per ottenere l'autorizzazione allo sfruttamento di nuovi giacimenti (il processo autorizzativo è complesso e lungo), ulteriormente complicate dal decentramento dallo Stato alle Regioni, con il conseguente aumento del cosiddetto *time to market*, ossia del tempo intercorrente fra l'inizio dell'esplorazione e, in caso di scoperta commerciale, l'inizio della produzione. Secondo l'Associazione Assomineraria, il decentramento Stato-Regioni avrebbe aumentato i tempi medi da 90 a oltre 130 mesi,

FIG. 4.1 **ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE NAZIONALE DI GAS NATURALE DAL 1950**
 M(m³); valori storici dal 1950 al 2003; preconsuntivo 2004 e previsioni dal 2005 al 2010



Fonte: Ministero delle attività produttive.

con un rialzo dei costi pari a circa il 20 per cento. D'altra parte il problema autorizzativo non può essere aggirato: la peculiarità principale delle attività minerarie è proprio la loro "non delocalizzazione", che invece può avvenire per la realizzazione di altri generi di impianti industriali.

Le problematiche connesse con il settore della produzione degli idrocarburi (petrolio e gas) hanno prodotto, nel complesso, un sostanziale declino della attività di esplorazione (10 pozzi nel 2003, contro 126 nel 1986), l'abbandono dell'esplorazione in Italia della maggior parte delle società straniere e la loro assenza dall'attività produttiva, nonché il rallentamento o il blocco di molti progetti d'investimento. Peraltro, gli operatori del settore se da un lato segnalano la possibilità di un ulteriore sviluppo della produzione, indicando come cospicue le riserve certe ancora da produrre (pari a 190 miliardi di metri cubi di gas), dall'altro paventano che le previsioni di produzione nazionale di gas e di olio per i prossimi anni seguiranno il *trend* di naturale declino dei giacimenti attualmente in coltivazione, laddove gli investimenti di E&P si mantenessero agli attuali livelli.

Legge n. 239/04
 e il rilancio dell'*upstream*

Un possibile mutamento di tendenza potrebbe venire dalla nuova normativa. La legge n. 239/04 in merito all'E&P prevede novità quali:

- l'inserimento della valorizzazione delle risorse nazionali di idrocarburi tra gli obiettivi di politica energetica del paese;
- l'introduzione di un nuovo sistema procedurale semplificato per le istanze di

permesso di ricerca e di concessione di coltivazione di idrocarburi;

- l'avvio di un *iter*, tramite delega al Governo, per l'adozione di un Testo unico in materia di idrocarburi, documento che permetterebbe di razionalizzare e semplificare una normativa ancora frammentaria.

Accanto all'introduzione di questi nuovi strumenti, nuovi impulsi al settore dell'*upstream* in Italia potrebbero essere favoriti da misure atte ad attrarre nel settore nuovi potenziali investitori, comprese piccole compagnie indipendenti interessate alla valorizzazione di piccoli giacimenti o di code di produzione, come sta già accadendo nelle aree mature di Regno Unito e Stati Uniti d'America, oltre che dall'avvio di un programma strategico di ricerca e di innovazione tecnologica per le imprese del settore petrolifero italiano.

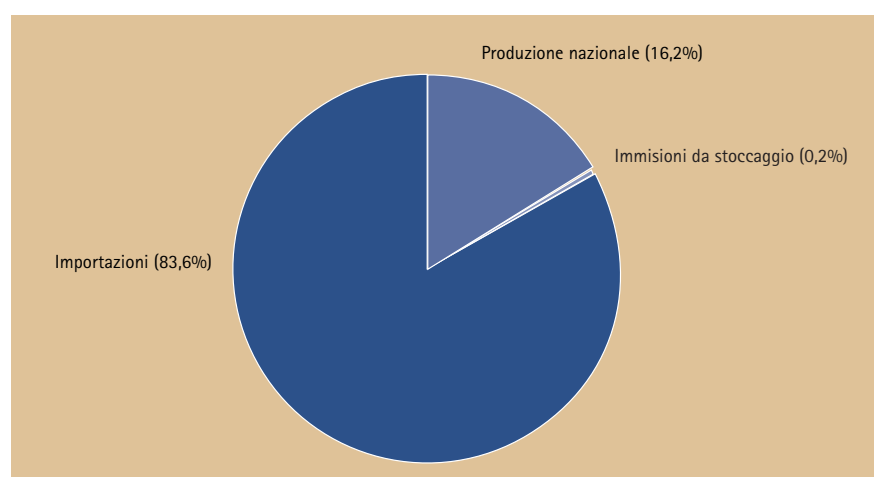
Importazioni

L'Italia si conferma dunque come paese nettamente importatore di gas. Nel 2004 le importazioni sono aumentate dell'8,2 per cento rispetto al 2003, coprendo complessivamente quasi l'84 per cento dei consumi (Fig. 4.2).

Come nello scorso anno, la ripartizione delle importazioni in base alla provenienza (Fig. 4.3), evidenzia che la quota maggiore di gas di importazione, quest'anno pari a circa il 36,5 per cento del totale, entra in Italia attraverso i punti della rete nazionale di Tarvisio, al confine con il gasdotto austriaco TAG, e Gorizia: si tratta principalmente del gas proveniente dalla Russia. Risale all'inizio del 2004 il *build up* dell'ultimo dei contratti stipulati dall'Eni con la russa Gazprom.

FIG. 4.2 IMMISSIONI IN RETE NEL 2004

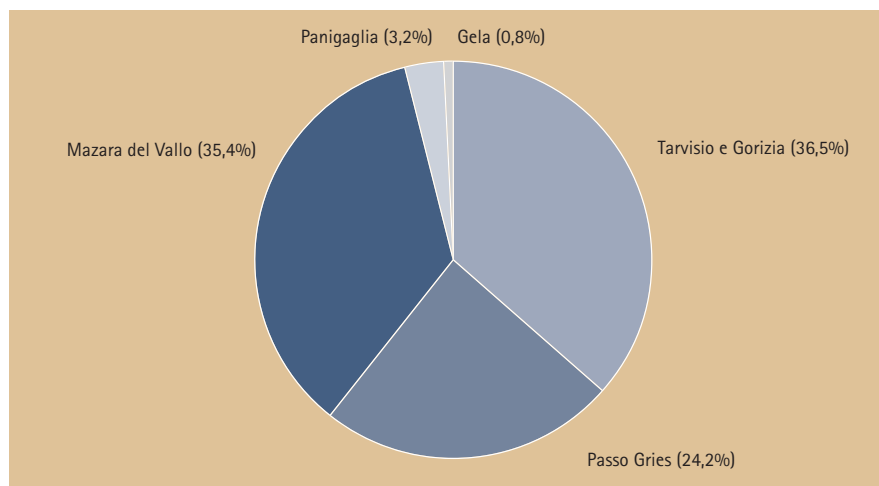
Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

FIG. 4.3 IMPORTAZIONI DI GAS NEL 2004 SECONDO LA PROVENIENZA

Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

Alle importazioni dalla Russia seguono, con una quota del 35,4 per cento, le importazioni provenienti dall'Algeria (giacimento di Hassi R'Mel), che sino a qualche anno fa costituivano la principale fonte di approvvigionamento per il sistema gas nazionale. Il gas algerino, tramite il sistema di gasdotti TTPC (attraverso la Tunisia) e Transmed, giunge in Italia in corrispondenza di Mazara del Vallo, in Sicilia.

Principalmente proveniente dall'Algeria (cioè dai terminali di liquefazione di Skikda, Arzew e Bethouia, dislocati sulla costa algerina) è anche il gas che giunge, trasportato via nave come GNL, presso il terminale di rigassificazione di Panigaglia in Liguria, dove viene rigassificato e immesso in rete. Tale gas ha rappresentato nel 2004 poco più del 3 per cento del totale importato, contro il 5,6 per cento dello scorso anno. Il decremento è dovuto sostanzialmente a un incidente occorso presso il terminale algerino di Skikda, all'inizio del 2004, a seguito del quale le quantità di gas contrattualizzate presso il terminale di Panigaglia sono state ridotte; inoltre tra settembre e ottobre 2004 gli impianti di Panigaglia si sono fermati per manutenzione.

Restano pari allo scorso anno (24 per cento), le importazioni che arrivano nella rete nazionale presso il punto di Passo Gries, al confine con la Svizzera: il gas che arriva presso questo punto, tramite i sistemi di gasdotti internazionali Transgas (in Svizzera) e TENP (attraverso la Germania), proviene principalmente dai Paesi Bassi, e in minor quota da altre produzioni intracomunitarie e dalla Nor-

FIG. 4.4 PUNTI DI IMPORTAZIONE DELLA RETE NAZIONALE DEI GASDOTTI



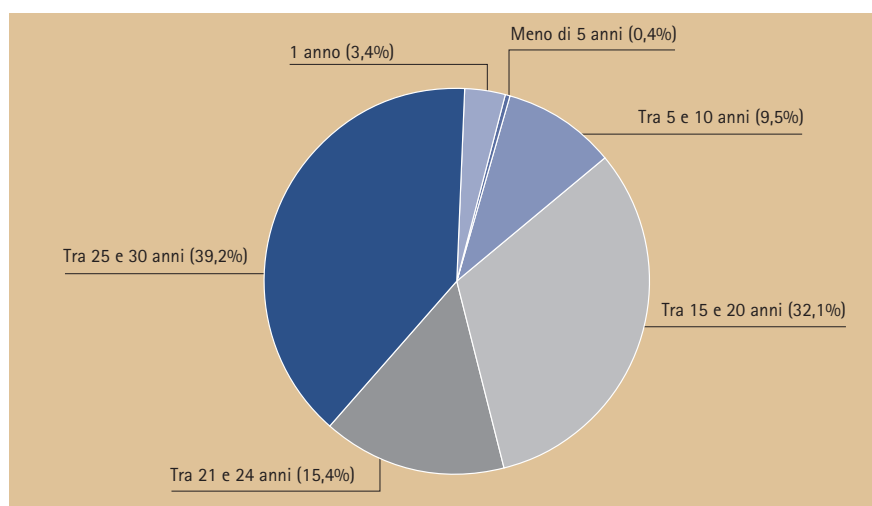
Fonte: Snam Rete Gas.

vegia (produzioni in *offshore* del Mare del Nord).

Infine, a partire dall'ultimo trimestre del 2004, l'Italia importa gas anche dalla Libia: tale gas, che rappresenta in questa fase iniziale poco meno dell'1 per cento del totale importato, giunge in Italia attraverso il Greenstream, sistema che collega le produzioni libiche alla rete nazionale presso il punto entrata della rete ubicato a Gela, in Sicilia.

Passando a un'analisi dell'attività dell'importazione di gas dal punto di vista dei relativi contratti di importazione vigenti nell'anno termico 2004-2005 (ossia dall'ottobre 2004 al settembre 2005), secondo la durata intera (Fig. 4.5), anche quest'anno si conferma la preponderanza dei contratti pluriennali di durata anche trentennale (oltre il 39 per cento dei volumi contrattualizzati con riferimento all'anno termico in corso). Si tratta di alcuni tra i contratti Eni stipulati prima dell'emanazione della Direttiva europea 98/30/CE. Seguono i contratti sino a 20 anni (ancora quasi del tutto contratti ante direttiva), e poi i contratti tra i 21 e i 24 anni. Quest'ultima classe ha avuto un incremento quest'anno, comprendendo i contratti relativi alla neo attivata importazione dalla Libia, attualmente in fase iniziale di *build up*: i contratti stipulati per l'acquisto delle produzioni libiche hanno durata ultra ventennale.

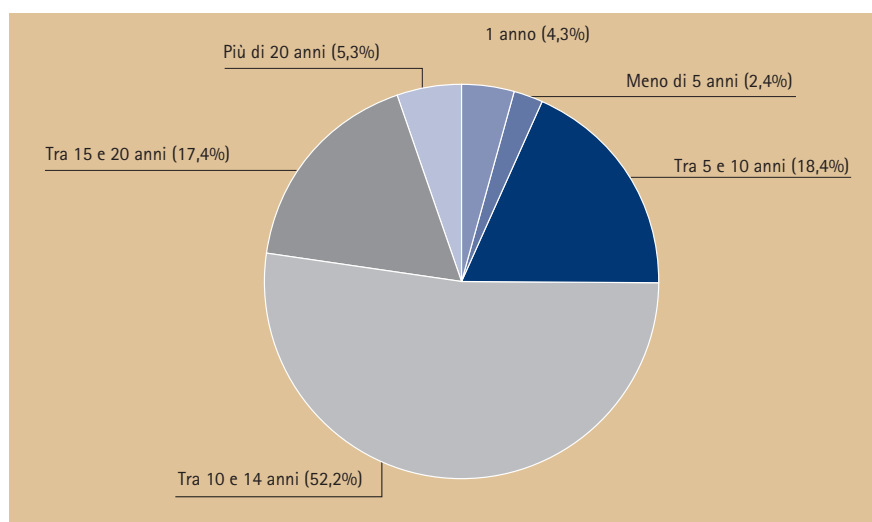
FIG. 4.5 STRUTTURA DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI)
ATTIVI NELL'ANNO TERMICO 2004-2005, SECONDO LA DURATA INTERA



Tra gli acquirenti delle produzioni libiche (produzioni Agip North Africa B.V.) e tra i nuovi contratti stipulati quest'anno, non figura Eni: si ricorda infatti che sino al 2010 il principale importatore nazionale è soggetto al rispetto dei tetti *antitrust* stabiliti dal decreto legislativo n. 164/00, per cui deve costantemente ridurre ogni anno di due punti percentuali le proprie immissioni (da produzione nazionale e da importazione) rispetto alle immissioni totali nel sistema. O almeno così avrebbe dovuto. L'indagine congiunta ha infatti dimostrato che ricorrendo alle cosiddette "vendite innovative", l'Eni ha potuto eludere i citati tetti *antitrust* (si veda il riquadro).

L'analisi non include gli accordi per nuove importazioni dall'Algeria, che preve-

FIG. 4.6 STRUTTURA DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI)
ATTIVI NELL'ANNO TERMICO 2004-2005, SECONDO LA DURATA RESIDUA



devano il loro *build up* tra il 2006 e il 2007 in corrispondenza della realizzazione del potenziamento del tratto tunisino del Transmed (si veda più avanti).

Considerando il peso dei medesimi contratti secondo la durata residua (Fig. 4.6), si conferma preponderante l'incidenza dei contratti di durata ultra decennale con riferimento ai volumi di gas contrattualizzati per l'approvvigionamento dell'anno termico in corso (circa il 70 per cento sino a 20 anni residui): i contratti poc'anzi citati ante direttiva si trovano rappresentati in queste classi. I contratti annuali e infra annuali (contratti *spot*) sono sensibilmente aumentati rispetto allo scorso anno, rappresentando circa il 4 per cento contro l'1 per cento dell'anno passato. Tale aumento è dovuto non solo al maggior numero e all'entità dei contratti annuali, ma anche al fatto che rientrano quest'anno in tale classe pure contratti pluriennali ormai prossimi alla scadenza (non sono compresi tra i dati considerati in figura i carichi *spot* di GNL rigassificati e immessi in rete nel punto di entrata della rete presso Panigaglia).

A marzo 2005, con riferimento all'anno termico in corso 2004-2005, risultano complessivamente 26 importatori di gas nel sistema nazionale (ove per "importatore" si intende il soggetto che ai fini degli obblighi doganali è titolare del gas alla frontiera italiana): 26 a Passo Gries, 13 a Tarvisio e Gorizia, 4 a Mazara del Vallo, 3 a Gela e 4 a Panigaglia. Il numero degli importatori è in lieve aumento rispetto allo scorso anno termico (24 soggetti importatori).

Conclusioni dell'indagine congiunta circa la fase di approvvigionamento Eni e l'elusione dei tetti *antitrust*

Nel 2001, in previsione dell'applicazione dei tetti citati, l'incumbent ha sottoscritto con alcuni operatori, liberamente scelti dallo stesso, contratti per quantità e tempi utili a consentirgli di rispettare le disposizioni del decreto. L'indagine ha rivelato volumi e durata di tali contratti, definiti appunto "vendite innovative": Edison ha comprato da Eni circa 1,5 miliardi di metri cubi/anno di gas norvegese; anche Plurigas e Dalmine Energie hanno in essere un contratto take or pay con Eni sino al 2011 per quantità di gas pari rispettivamente a circa 3 miliardi e a 600 milioni di metri cubi. Energia infine, ha sottoscritto con Eni un contratto "ponte" per gas norvegese sino al 2005, anno in cui prende avvio la fornitura di gas libico.

Questi contratti pluriennali sono la risultante di iniziative intraprese da Eni per il rispetto dei tetti imposti dalla legge. Non si tratta infatti di progetti indipendenti messi in campo da effettivi concorrenti di Eni, bensì di "clienti-concorrenti" dell'operatore dominante, gravati in partenza, dall'esistenza di un mark up rispetto al costo di importazione sopportato da Eni.

L'indagine ha evidenziato che anche l'importazione di gas libico, da parte di Edison (per 4 miliardi di metri cubi), Energia e Gaz de France (per 2 miliardi di metri cubi ciascuno), è una operazione controllata ancora dall'operatore dominante, in quanto fornitore del gas in territorio libico (tramite la controllata Eni North Africa BV), nonché proprietario dell'infrastruttura di trasporto di collegamento con l'Italia (Greenstream).

Eni ha sicuramente agito in maniera opportunistica in risposta alle imposizioni previste dall'art. 19 del decreto legislativo n. 164/00, finalizzate alla limitazione della presenza dell'operatore dominante, vanificando nei fatti la ratio della norma. Il suo obiettivo è stato quello di mantenere il controllo dei flussi di gas immesso sul territorio nazionale, nonostante il divieto formale a superare certi tetti percentuali. Il comportamento di Eni è stato peraltro facilitato da una lacuna normativa nel decreto legislativo n. 164/00, circa le modalità di cessione delle quote di immissioni.

L'indagine ha quindi constatato il permanere di una inconfutabile posizione dominante di Eni nell'approvvigionamento di gas (importazioni e produzione nazionale) in grado di condizionare fortemente l'esito del mercato, in quanto:

- i contratti take or pay ante direttiva di Eni, grazie ai meccanismi di build up crescenti nel tempo, hanno consentito (e consentiranno ancora) a Eni di continuare a occupare quote dell'incremento annuo di domanda di gas;
- il numero di importatori, sebbene in progressivo aumento dal 2001, a eccezio-

ne di Enel e, parzialmente, di Edison, è stato "guidato" dall'operatore dominante, sia nella dimensione sia nel costo della materia prima dei nuovi entranti ("vendite innovative" e gas libico);

- la produzione nazionale, ancorché in forte declino, continua a essere quasi integralmente nelle mani dell'operatore dominante, che può usare strategicamente i volumi prodotti come ulteriore flessibilità, in termini sia di quantità, sia di prezzo di approvvigionamento;
- Eni controlla tutte le infrastrutture internazionali di importazione di gas in Italia, ed è dunque in grado di condizionare le importazioni attuali e future (tramite la possibilità di decidere tempi ed entità dei potenziamenti; esemplare al riguardo la decisione assunta unilateralmente da Eni di rinviare i potenziamenti del TAG e del TTPC sulla base di proprie valutazioni).

Le due Autorità hanno ribadito la necessità di trovare, tramite accordi ad hoc tra Stati e Commissione europea (o tra singoli Stati), modalità condivise per garantire accessi a condizioni trasparenti e non discriminatorie a flussi di gas in concorrenza tra loro.

La conseguenza della posizione dominante dell'Eni nell'approvvigionamento, del controllo delle infrastrutture di trasporto internazionali e della scelta delle modalità di cessione del gas per il rispetto dei tetti antitrust, è il costo di approvvigionamento del gas minore dei concorrenti.

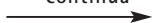
Eni e il controllo delle infrastrutture di importazione

Nell'indagine sono indicate le quote di proprietà e i diritti che Eni vanta sulle infrastrutture di importazione in territorio estero. Tali informazioni, utili a rendere più chiaramente l'idea del controllo operato da Eni sull'approvvigionamento tramite tali infrastrutture, sono riassunte nella tavola che segue.

SISTEMA INTERNAZIONALE DI INFRASTRUTTURE INTERCONNESSO CON IL SISTEMA DI GASDOTTI NAZIONALE

GASDOTTO	TERRITORIO	PROPRIETÀ	GESTIONE / DIRITTO D'USO O DI TRASPORTO	NOTE
TAG	Il sistema TAG attraversa l'Austria dalla località di Baumgarten, nei pressi del confine tra l'Austria e la Repubblica Slovacca, fino a Tarvisio, per l'importazione di gas proveniente dalla Russia	OMV	TAG Gmbh (Trans Austria Gasleitung Gmbh)	TAG Gmbh, partecipata da Eni (89%) e da OMV Erdgas Gmbh (11%), è titolare dei diritti esclusivi d'uso sul sistema TAG, sulla base di un contratto d'uso sottoscritto con il proprietario dell'infrastruttura OMV e svolge attività di gestione e manutenzione del gasdotto.

continua



SEGUE

TENP	Il sistema TENP attraversa la Germania dalla località di Bocholtz, al confine con l'Olanda, alla località svizzera di Wallbach, nei pressi del confine svizzero-tedesco, per l'importazione di gas olandese	TENP GmbH	n.d.	Società in <i>joint venture</i> con Ruhrgas, partecipata da Eni al 49%. Su gestione e diritti d'uso del gasdotto è in corso un progetto di ristrutturazione societaria
TRANSITGAS	Il sistema Transitgas attraversa il territorio svizzero dalla località di Wallbach fino alla località di Passo Gries e si connette con il sistema TENP, per l'importazione di gas olandese, e con la rete di trasporto proveniente dalla Francia, per l'importazione di gas norvegese	TRANSITGAS	n.d.	Società in <i>joint venture</i> con Swissgas, partecipata da Eni al 46%. Su gestione e diritti d'uso del gasdotto è in corso un progetto di ristrutturazione societaria
TTPC	Il sistema TTPC attraversa il territorio tunisino dalla località di Oued Saf Saf sino alla frontiera con l'Algeria (località di Cap Bon) e arriva nel Canale di Sicilia, per l'importazione di gas algerino	SOTUGAT	TTPC (Trans Tunisia Pipeline Co.)	Scogat (società controllata da Eni) ha realizzato l'infrastruttura e ne ha ceduto la proprietà alla società Sotugat, di proprietà dello Stato tunisino. La società TTPC, controllata al 100% da Eni, è titolare sino al 2019 del diritto esclusivo di trasporto del sistema TTPC
TMPC	Il sistema TMPC attraversa il Canale di Sicilia da Cap Bon a Mazara del Vallo e connette il sistema TTPC con il sistema italiano per l'importazione di gas algerino	TMPC	TMPC (Trans Mediterranean Pipeline Co.)	TMPC è partecipata con quote paritetiche da Eni e Sonatrach
GREENSTREAM	Gasdotto di collegamento Libia-Italia	ENI	n.d.	
PROGETTI DI NUOVI GASDOTTI				
IGI	Interconnector Italia-Grecia			
GALSI	Gasdotto Algeria-Sardegna-Europa			

Un'idea dello sviluppo dell'attività dell'importazione in Italia può anche essere fornita dal numero di richieste di autorizzazione (presentate dagli operatori ai fini dell'importazione da paesi extra Unione europea) e di comunicazioni di importazione (relativamente al gas di origine intracomunitario) pervenute al Ministero delle attività produttive a marzo 2005 (Tav. 4.2).

Nel periodo maggio 2000 – febbraio 2004 si è registrato un progressivo aumento dei soggetti che hanno richiesto l'autorizzazione per (o hanno comunicato l'intenzione di) importare gas naturale, anche se occorre precisare che i dati relativi alle istanze di autorizzazione all'importazione non indicano l'effettiva

TAV. 4.2 **AUTORIZZAZIONI E COMUNICAZIONI PER IMPORTAZIONE PRESENTATE NEL PERIODO 2000-MARZO 2005**

Autorizzazioni presentate al Ministero delle attività produttive ai sensi dell'art. 3, comma 9, del decreto legislativo n. 164/00

IMPORTAZIONI	N. AUTORIZZAZIONI	N. SOGGETTI AUTORIZZATI
pluriennali extra UE	36	18
pluriennali extra UE – istruttorie in corso ^(A)	25	18
spot extra UE	34	16
Pluriennali/spot UE	128 (comunicazioni)	-

(A) Di tali istanze, le 13 più recenti (a partire dal 2004) sono in corso di valutazione, le altre (2001-2003) sono da considerare pratiche da archiviare.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

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). Come evidenziato nell'indagine congiunta, l'ottenimento dell'autorizzazione da parte del Ministero delle attività produttive, soprattutto nel caso di importazioni pluriennali di gas proveniente da paesi extra europei, non comporta automaticamente l'effettuazione dell'importazione. Delle 36 istanze per l'importazione pluriennali da paesi non appartenenti all'Unione europea che risultano essere state autorizzate dal Ministero delle attività produttive e rilasciate a 18 soggetti, sono poche (15) quelle che hanno sino a ora determinato effettive importazioni di gas sul territorio nazionale. Tra queste sono comprese le autorizzazioni relative agli acquisti di gas norvegese di proprietà di Eni effettuati al confine tra Francia e Germania dalle società Dalmine Energie, Energia ed Edison ("vendite innovative"), nonché le autorizzazioni a importare il gas libico, la recente nuova fonte di approvvigionamento. Tra le restanti, 8 si riferiscono a importazioni e non sono ancora attive, altrettante sono in realtà modifiche di autorizzazioni già concesse, per estensione dei termini temporali o incremento o modifica delle quantità contrattuali o, infine, per modifica della ragione sociale dell'operatore titolare dell'autorizzazione (per esempio, trasferimento delle autorizzazioni di Edison Gas S.p.A. a Edison).

Le autorizzazioni riguardano insomma nuovi investimenti nell'attività di approvvigionamento successivi all'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00 (maggio 2000). Non compaiono nel novero di queste autorizzazioni le importazioni di gas che si riferiscono a contratti *take or pay* di importazione sottoscritti prima dell'entrata in vigore della Direttiva 98/30/CE da parte di Eni e, in misura minore, da Enel ed Edison; queste importazioni, ai sensi del mede-

simo decreto, erano infatti soggette solo a comunicazione, con evidenza di alcuni dati contrattuali (volumi, durata del contratto, punto di consegna, controparte contrattuale) al Ministero delle attività produttive e all'Autorità.

Tra le autorizzazioni relative a importazioni non ancora attive vi sono, invece, le importazioni di GNL, la cui effettiva realizzazione è vincolata alla costruzione dei terminali di rigassificazione di Brindisi e di Rovigo, e gli impegni di acquisto delle produzioni algerine in vista del potenziamento del gasdotto tunisino (si veda in proposito quanto già illustrato sul contenzioso presso il sistema TTPC).

Per quanto riguarda le 34 istanze presentate per importazioni *spot* da paesi extra Unione europea, alcune sono state autorizzate per silenzio-assenso, altre sono in fase istruttoria, altre ancora non hanno dato luogo ad autorizzazione in quanto riguardano il GNL e fanno riferimento a periodi dell'anno fuori dalla punta stagionale e pertanto non necessitano di autorizzazione ai sensi del decreto legislativo n. 164/00. Relativamente alle 128 comunicazioni di importazione di gas da paesi comunitari pervenute al Ministero delle attività produttive al marzo 2005 si tratta, con alcune eccezioni (5), di acquisti di piccole quantità di tipo *spot* (annuali o infra-annuali).

Sviluppo delle infrastrutture di importazione

Le prospettive di sviluppo del sistema nazionale per l'approvvigionamento di gas in termini di capacità di trasporto di nuova realizzazione, calcolabili in base ai potenziamenti programmati e alle possibilità prospettate dalle opere attualmente in via di studio, attraggono un'attenzione sempre crescente da parte degli operatori: società estere si affacciano sul mercato italiano e mostrano un notevole interesse, in particolare, verso le possibilità di realizzazione di infrastrutture per la rigassificazione di GNL (si veda più oltre).

Per quanto riguarda invece nuovi gasdotti, è opportuno richiamare i progetti che riguardano il sistema Italia inseriti tra i TEN-E, i progetti che la Commissione europea definisce di prioritaria realizzazione in Europa.

Tra questi si trovano il Galsi e l'IGI, oltre al potenziamento dei gasdotti di importazione TAG e TTPC. Più in dettaglio:

- è stato avviato lo studio di fattibilità per il Galsi, il metanodotto che dall'Algeria attraverso la Sardegna dovrebbe raggiungere le coste toscane (realizzando nel contempo la metanizzazione della Sardegna, sino a ora esclusa dal sistema gas);
- è stato avviato anche lo studio di fattibilità del progetto per il gasdotto Grecia-Italia, finanziato al 50 per cento dalla Commissione europea nell'ambito del regolamento *Trans European Network*. Questo *interconnector* dovrebbe collegarsi al sistema Grecia-Turchia, realizzando la metanizzazione diffusa della Grecia e nel contempo connettendosi con il Blue Stream per le produzioni nell'area del mar Caspio;

- è stato completato il *Greenstream* per le importazioni dalla Libia, sebbene attivato ancora per capacità ridotte. A regime, la fase di *build up* dovrebbe terminare all'inizio del 2006, la capacità massima annuale sarà di 8 G(m³);
- è stata confermata la realizzazione del potenziamento del tratto austriaco del metanodotto TAG di importazione dalla Russia, sebbene in misura ridotta rispetto alle capacità previste negli scorsi anni. La realizzazione del potenziamento è stata messa in forse più volte da Eni, che l'ha condizionata, nei tempi e nell'entità del potenziamento, ai lavori per la realizzazione dei terminali di rigassificazione di GNL in fase di progettazione in Italia (si veda il riquadro sui risultati dell'indagine dell'Autorità *antritrust* Eni-Blugas).

Il recente accordo con la Commissione europea per l'abolizione delle clausole di destinazione nei contratti tra Gazprom e l'austriaca Omv, sulla falsariga dell'intesa raggiunta nel 2003 tra lo stesso gruppo russo ed Eni, ha però fornito un'ulteriore spinta verso la realizzazione del potenziamento del TAG. Omv, che a seguito dell'accordo sarà libera di rivendere il gas acquistato al di fuori del territorio austriaco, ha accettato di aumentare la capacità di trasporto del TAG verso l'Italia, migliorandone anche le condizioni di accesso ai terzi.

Recentemente un impegno di Eni ha previsto, in sostituzione dei potenziamenti proposti dalla stessa Eni all'AGCM (vedi riquadro), un incremento complessivo tra il TAG e il tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria (TTPC) di circa 6,5/7 G(m³)/a da realizzare entro il 2007; la quota di capacità che residua dai precedenti impegni di Eni sia sul TAG sia sul TTPC sarà realizzata nel 2011-2012. Per quanto riguarda il potenziamento del TTPC infine, progetto al centro di un complesso contenzioso tra Eni, TTPC, Sonatrach e relativi governi, l'AGCM ha aperto una indagine riguardo a quanto avvenuto nel 2002 (si veda il riquadro).

"Clausole sospensive" per il potenziamento dei gasdotti internazionali controllati da Eni: misure e indagini dell'AGCM

Le misure a conclusione dell'indagine Eni-Blugas

A seguito di una segnalazione avanzata da un importatore, che lamentava l'impossibilità dell'accesso alle infrastrutture internazionali collegate al mercato italiano, l'AGCM (provvedimento n. 11421/02) ha accertato l'abuso di posizione dominante esercitato da Eni; esso consisteva nell'aver venduto all'estero a operatori italiani volumi di gas provenienti dai propri contratti take or pay ("vendite innovative"), in misura tale sia da garantire almeno sino al 2007 la copertura di tutta la quota residua appannaggio di terzi operatori fissata dal decreto legislativo n. 164/00, sia da limitare l'accesso a operatori indipendenti da essa per l'approvvigionamento.

Conseguentemente ha imposto a Eni la presentazione di misure atte a rimediare al comportamento tenuto, che prevedono:

- la messa a disposizione di terzi, sui gasdotti esteri Transitgas e TAG, di capacità continua di trasporto di gas disponibile;
- la conferma del potenziamento del gasdotto TAG per 6,5 miliardi di metri cubi l'anno secondo quanto concordato con la Commissione europea con l'impegno del 31 luglio 2003;
- la messa a disposizione sul mercato secondario della capacità di trasporto sul sistema TAG correlata ai volumi di gas venduti tra Austria e Germania in base a un ulteriore impegno assunto con la Commissione europea il 31 luglio 2003 e relativo alla vendita al confine tra Austria e Repubblica Slovacca di volumi di gas acquistati dalla Russia per un quinquennio;
- l'impegno a effettuare il potenziamento del TTPC, per 6,5 miliardi di metri cubi di gas l'anno. Su questo punto Eni tuttavia ha previsto di ritardare la realizzazione del potenziamento dall'anno termico 2007-2008 al 2012-2013 in caso di realizzazione entro il 2005 di uno dei terminali di rigassificazione di GNL di Brindisi o di Rovigo;
- infine, l'impegno, per quattro anni dal 2004, a cedere un volume annuale pari a 2,3 miliardi di metri cubi di gas naturale (in totale 9,2 miliardi di metri cubi sull'intero periodo) già sdoganato, da allocare al punto di ingresso di Tarvisio, a prezzo e condizioni specificati e non discriminatori (gas release).

Le misure indicate sono in fase di applicazione (in particolare, lo scorso settembre è stata effettuata la prima operazione di gas release presso Tarvisio). AGCM ha comunque sanzionato l'Eni per il ritardo con cui tali misure sono state presentate, rispetto ai termini previsti dalla legge (90 giorni dall'emanazione del provvedimento).

L'indagine sul TTPC (provvedimento dell'AGCM n. 13986, del 27 gennaio 2005)

Nel corso del 2002, la società TTPC aveva prospettato un potenziamento di circa 6,5 miliardi di metri cubi l'anno di gas da realizzare entro il 2007. A questa proposta erano seguite numerose richieste e una prima procedura di allocazione effettuata dalla TTPC con la sottoscrizione di contratti di trasporto. Essi, tuttavia, prevedevano "condizioni sospensive" al loro avvio, che l'AGCM ha giudicato dipendenti dalla volontà della controllante Eni e, più precisamente, legate a sue valutazioni strategiche circa l'evoluzione del mercato. Secondo Eni, la realizzazione di nuovi terminali di GNL in Italia e, contestualmente, il potenziamento dei gasdotti

di importazione esistenti avrebbero delineato una situazione di grave eccesso di offerta, tale da farla incorrere nel rischio take or pay per i contratti in corso. Più specificamente, TTPC manteneva l'impegno a potenziare il gasdotto per l'anno termico 2007-2008, con la possibilità di posporre tale potenziamento all'1 ottobre 2012 laddove, a giugno 2005, almeno un terminale per la rigassificazione di GNL fosse stato in fase di realizzazione.

Si osserva peraltro a tal proposito che l'indagine congiunta svolta dall'Autorità insieme all'AGCM, ha dimostrato che, pur ipotizzando una certa contemporaneità nei nuovi investimenti in infrastrutture di importazione (sia via tubo sia via GNL), il fenomeno dell'eccesso di offerta di gas a medio termine paventato da Eni (la cosiddetta "bolla") debba essere fortemente ridimensionato. Al contrario, dall'esame dei più probabili scenari di andamento futuro di domanda e offerta di gas, l'indagine ha mostrato la necessità di incentivare decisioni di investimento in nuove infrastrutture di importazione di gas nel contesto italiano.

L'AGCM ha valutato che il comportamento di Eni, tramite la sua controllata TTPC, integra un abuso di posizione dominante, in quanto idoneo a incidere sul commercio tra Stati membri, dal momento che qualsiasi impresa europea potrebbe decidere di acquistare gas in Algeria e trasportarlo in Italia (dunque in territorio comunitario).

Inoltre, la limitazione sulle fonti di approvvigionamento messa in atto da Eni, sebbene sul territorio extra comunitario, si potrebbe ripercuotere su tutta la struttura dei gasdotti europei dai quali proviene il gas per l'Italia, alterando, pertanto, la concorrenza sul territorio comunitario e impedendo la creazione di un mercato degli scambi intracomunitari di gas naturale.

Azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nell'offerta di gas

Tra gli strumenti a disposizione dell'Autorità per promuovere la concorrenza nell'offerta di gas vi sono la definizione di condizioni che rendano accessibili ed efficienti i servizi di trasporto e stoccaggio, nonché interventi di stimolo alla creazione di nuove infrastrutture d'importazione.

Il quadro normativo per quanto riguarda l'attività di trasporto, predisposto dalle delibere 30 maggio 2001, n. 120 e 17 luglio 2002, n. 137, completato poi nel 2003 con l'approvazione dei Codici di rete, è stato nel corso dell'anno opportunamente integrato dall'Autorità con interventi miranti alla tutela di specifici profili di clientela e al completamento di alcune disposizioni volte a promuovere la concorrenza nel settore. Gli interventi riguardano la disciplina di avviamento del servizio di trasporto, nei casi di realizzazione di nuovi punti di riconsegna o di potenziamenti rilevanti della capacità di trasporto di punti di riconsegna già

esistenti, nonché l'applicazione di speciali corrispettivi unitari di capacità per il servizio di trasporto nel caso di prelievi concentrati in periodi fuori punta (descritti più avanti nel paragrafo dedicato alla regolamentazione economico-tecnica dell'attività di trasporto).

Le disposizioni ai fini della promozione della concorrenza riguardano inoltre un ulteriore passo compiuto sul fronte del mercato regolamentato delle capacità e del gas, istituito con l'art. 13 della delibera n. 137/02 e strutturato con la delibera 26 febbraio 2004, n. 22.

Mercato regolamentato delle capacità e del gas: gli ulteriori passi dell'Autorità (delibera n. 180/04)

Con la delibera n. 22/04 l'Autorità ha delineato un percorso di interventi regolatori, articolato in quattro passaggi, finalizzato alla graduale istituzione di un mercato centralizzato del gas e delle capacità.

Il primo di tali interventi, realizzato nell'ambito della stessa delibera n. 22/04, prevedeva l'introduzione di procedure che, attraverso una piattaforma informatica, consentissero la cessione e lo scambio di capacità di trasporto e di gas naturale immesso nella rete nazionale di gasdotti sulla base di accordi bilaterali fra utenti e in conformità con i criteri di bilanciamento del servizio di trasporto definiti dalla delibera n. 137/02. La piattaforma informatica utilizzata a tal fine è quella predisposta da Snam Rete Gas per le transazioni di capacità (bacheca elettronica per le transazioni di capacità tra gli utenti del sistema di trasporto), e di gas (Punto di scambio virtuale, o PSV). Nato quindi come supporto tecnico offerto da Snam Rete Gas per gli scambi e le cessioni di gas immesso in rete tra gli operatori, il PSV dall'1 ottobre 2003 consente agli utenti della rete di trasporto di effettuare transazioni bilaterali su base giornaliera ai fini del proprio bilanciamento. L'Autorità ha attribuito al PSV la qualifica di mercato regolamentato delle capacità e del gas.

Riconoscendo inoltre la necessità di sviluppare ulteriori funzionalità rispetto a quelle previste inizialmente dal sistema predisposto da Snam Rete Gas, allo scopo di offrire elementi aggiuntivi di flessibilità a disposizione degli utenti del sistema di trasporto per ottimizzarne il bilanciamento, l'Autorità ha previsto (delibera n. 22/04) e attuato (delibera 14 ottobre 2004, n. 180):

- la possibilità di concludere e registrare transazioni di gas naturale con un anticipo di trenta giorni rispetto alla data nella quale vengono contabilizzate ai fini del bilanciamento, nonché la possibilità di concludere e registrare transazioni di gas naturale nello stesso giorno in cui esse vengono contabilizzate, allo scopo di permettere agli utenti di correggere nel giorno in corso situazioni di disequilibrio non previste;
- la possibilità di effettuare cessioni e scambi di capacità di trasporto, per periodi minimi di un giorno, presso i punti di entrata alla rete nazionale di

gasdotti interconnessi con l'estero o con terminali di rigassificazione di GNL (in precedenza il Codice di rete prevedeva la possibilità di cessione solo su base mensile).

Tali nuove disposizioni sono in vigore dall'ottobre 2004: l'Autorità aveva previsto nella stessa delibera n. 22/04 un margine di tempo per consentire all'impresa di trasporto di adeguare i propri strumenti informativi.

L'assetto così disposto dall'Autorità consente di rendere compatibili i tempi di cessione delle capacità con i tempi con i quali è consentito lo scambio di gas immesso in rete. La delibera n. 180/04 ha disposto contestualmente modifiche del Codice di rete Snam Rete Gas atte a recepire le nuove disposizioni. I dati riguardanti l'utilizzo del PSV da parte degli operatori sono illustrati in dettaglio nel paragrafo relativo all'organizzazione dell'attività di trasporto.

Ai sensi della delibera n. 22/04, inoltre, l'Autorità ha approvato e pubblicato sul proprio sito Internet il manuale per l'utilizzo del PSV e il contratto che Snam Rete Gas predispone per gli utenti per l'utilizzo dello stesso. A seguito dell'aggiornamento dei citati manuale e contratto da parte dell'impresa di trasporto, l'Autorità, con la delibera 18 aprile 2005, n. 68, ha disposto la pubblicazione dei nuovi documenti sul proprio sito Internet.

Restano allo studio degli Uffici due degli ulteriori *step* previsti dalla delibera n. 22/04, per i quali l'Autorità ha avviato un processo di consultazione, ossia:

- la definizione di contratti standard per gli scambi bilaterali di gas e capacità (tali contratti sarebbero utili a promuovere la liquidità del mercato, facilitando la conclusione di transazioni fra gli operatori, cui viene offerta la possibilità di definire i soli prezzo e volume della transazione);
- l'introduzione di un regime di bilanciamento incentrato su un mercato giornaliero, nel quale l'impresa di trasporto compra dagli (o vende agli) operatori del sistema il gas naturale in difetto o in eccesso nella rete di trasporto.

Accesso prioritario
alla capacità di nuova
realizzazione (Documento
per la consultazione
15 giugno 2004) e
quadro normativo

Sin dal 2002, con l'art. 11 della delibera n. 137/02 relativa ai nuovi gasdotti e con la delibera del 15 maggio 2002, n. 91, per i terminali di GNL di nuova realizzazione, l'Autorità aveva stabilito alcune disposizioni che consentissero, ai finanziatori di nuove infrastrutture del gas o del potenziamento di quelle esistenti, l'esenzione dal regime di accesso a terzi (accesso prioritario sino all'80 per cento della nuova capacità realizzata sino a 20 anni di durata). Il Governo, con la legge n. 273 del 12 dicembre 2002, in materia di politica energetica, estendendo il principio stabilito dall'Autorità, aveva previsto per i soggetti finanziatori di nuove infrastrutture internazionali di approvvigionamento (in termini di nuovi gasdotti di importazione di gas naturale, di nuovi terminali di

rigassificazione e di nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale) una “allocazione prioritaria” di durata ventennale pari all’80 per cento della capacità realizzata (art. 27, comma 2).

La previsione di forme di esenzione dall’accesso a terzi è stata introdotta anche a livello europeo. La Direttiva europea 2003/55/CE entrata in vigore lo scorso luglio ha previsto (art. 22) una procedura individuale in base alla quale può essere concessa una deroga, da valutare caso per caso, alle disposizioni generali in materia di accesso alle infrastrutture di rete, nell’ipotesi di realizzazione di *interconnector* (gasdotti di interconnessione tra Stati membri), terminali di GNL, impianti di stoccaggio. Il potere di decisione sulla deroga viene intestato all’Autorità di regolazione, con la facoltà per lo Stato membro di prevedere che l’Autorità stessa presenti il proprio parere sulla richiesta di deroga all’organo competente dello Stato membro, affinché adotti la decisione formale. Per ottenere la deroga i richiedenti devono dimostrare che: l’investimento rafforza la concorrenza e la sicurezza degli approvvigionamenti, il livello di rischio è tale che l’investimento non verrebbe effettuato senza la deroga, la deroga non pregiudica la concorrenza o l’efficace funzionamento del mercato interno del gas o l’efficiente funzionamento del sistema regolato a cui l’infrastruttura è collegata.

In linea con la Direttiva europea 2003/55/CE, e stanti i poteri di regolamentazione dell’accesso in territorio nazionale, l’Autorità ha diffuso, nel giugno 2004, un Documento per la consultazione nel quale veniva individuata una “capacità di nuova realizzazione”, intendendosi con questo termine la capacità di trasporto realizzata, lato Italia, a seguito di nuove infrastrutture del gas in territorio nazionale o estero. Per tale nuova capacità l’Autorità proponeva un *iter* che consentisse alla Snam Rete Gas di raccogliere, con un certo margine di anticipo (almeno cinque anni), le richieste degli operatori al fine di realizzare per tempo nuova capacità di trasporto per la quale tali operatori avrebbero goduto di una allocazione prioritaria e di conferimenti di più lungo periodo rispetto alle durate quinquennali consentite dalla delibera n. 137/02. Gli operatori interessati alla realizzazione di nuovi progetti (terminali o gasdotti) per l’approvvigionamento avrebbero così avuto nel contempo maggiore certezza per i loro investimenti.

La legge n. 239/04, ha ripreso la previsione di particolari disposizioni per la capacità di nuova realizzazione sulla rete nazionale a seguito di nuove infrastrutture realizzate a monte della stessa.

In particolare ai commi 1.17 e 1.18, la legge prevede un regime di esenzione dalla disciplina del diritto di accesso a terzi, per i soggetti che investono direttamente o indirettamente (per esempio, tramite la sottoscrizione di impegni di lungo periodo per l’importazione di gas, con contratti di tipo *take or pay*), nella realizzazione di:

- nuovi *interconnector* tra rete di trasporto di gas italiana e reti di trasporto di altri Stati membri dell'Unione europea, o loro potenziamenti;
- nuovi *interconnector* con Stati extra Unione europea, ai fini dell'importazione in Italia, o loro potenziamento;
- nuovi terminali di rigassificazione e nuovi stoccaggi in sottterraneo di gas naturale in territorio italiano.

L'esenzione è accordata dal Ministero delle attività produttive, previo parere dell'Autorità, caso per caso, alla quota di almeno l'80 per cento della capacità realizzata e per la durata di almeno 20 anni (le nuove disposizioni però non modificano le esenzioni e le autorizzazioni già concesse, per esempio, per quanto riguarda gli *iter* autorizzativi per i terminali di Rovigo e Brindisi).

Ottenuta l'esenzione sull'infrastruttura in territorio comunitario o extra comunitario, la legge assicura che il beneficio di tale esenzione sia in qualche modo "travasato" nel punto di entrata della rete nazionale interconnesso con la nuova infrastruttura, prevedendo, presso tale punto, una allocazione prioritaria per la quota corrispondente alla capacità oggetto di esenzione sull'infrastruttura a monte, a condizioni di conferimento e tariffe stabilite dall'Autorità e – a seconda dell'infrastruttura realizzata – in base a principi stabiliti dal Ministero delle attività produttive.

La realizzazione di una nuova infrastruttura, dunque, oltre a tutelare il soggetto che investe nella sua realizzazione, apre nel contempo alla possibilità di ingresso per altri operatori, i quali possono accedere al mercato inserendosi nella quota di capacità dell'infrastruttura che residua dall'esenzione (sino al 20 per cento) e nella nuova capacità realizzata sulla rete nazionale.

TRASPORTO, STOCCAGGIO, RIGASSIFICAZIONE E DISTRIBUZIONE

Struttura e organizzazione delle attività di trasporto

Come già negli anni precedenti, al momento dei conferimenti per l'inizio del nuovo anno termico (ottobre 2004), non si sono registrati fenomeni di congestione presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con le infrastrutture di trasporto all'estero, pur in presenza di un elevato livello di utilizzo della capacità di trasporto continua, in particolare per le importazioni dal Nord Europa e dalla Russia.

Rispetto alle capacità³ messe a disposizione nell'anno termico precedente, nell'anno termico 2004-2005 si registrano alcune variazioni dovute essenzialmente a potenziamenti già programmati, come nel caso del punto di entrata di Tarvisio, per il quale il dato indicato nella tavola è relativo alla capacità entrata in esercizio con l'inizio del 2005, seguendo il *build up* programmato del quarto contratto Eni per l'importazione dalla Russia.

I punti di entrata di Passo Gries e di Gorizia hanno subito un lieve aggiustamento, mentre la capacità presso il punto di entrata di Mazara del Vallo è stata sensibilmente ridotta (5 milioni di metri cubi/giorno): un aggiustamento essenzialmente dovuto ad aggiornamenti delle previsioni dei consumi e delle produzioni nazionali lungo la linea di importazione dal Nord Africa.

Infine, per la prima volta compare, come appunto illustrato nel paragrafo relativo all'attività di importazione, il punto di entrata di Gela per le importazioni dalla Libia. Il dato indicato nella tavola fa riferimento alla capacità continua prevista in esercizio dall'inizio del 2005: il neo nato punto di Gela ipotizza infatti una fase di *build up* di circa tre anni, al termine dei quali dovrebbe raggiungere la capacità di regime, pari a otto miliardi di metri cubi/anno.

All'inizio dell'anno termico, 26 soggetti hanno richiesto e ottenuto l'accesso presso questi punti. I risultati del conferimento per l'anno termico 2004-2005 mostrano come interamente soddisfatte le richieste di capacità di tipo continuo per tutti i punti di entrata interconnessi con l'estero. Il 54 per cento della capacità di Gela risulta ancora libero a causa del fatto che i campi di produzione del gas in arrivo a questo punto di importazione sono anch'essi in fase di *build up* e di conseguenza la richiesta di capacità è stata inferiore alla disponibilità tecnica conferibile. Ma, come si è messo ben in evidenza all'inizio di questo capitolo, la capacità delle infrastrutture di trasporto in Italia è sostanzialmente dimensionata al soddisfacimento degli impegni legati ai contratti d'importazione sottoscritti da Eni prima del 1998.

3 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. 4.3 CAPACITÀ DI TRASPORTO DI TIPO CONTINUO IN ITALIA

M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2004-2005

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	QUOTA CONFERITA/ CONFERIBILE
Passo Gries	57,5	57,5	0,0	100%
Tarvisio ^(A)	88,2	81,9	6,3	93%
Panigaglia (GNL) ^(B)	11,4	11,4	0,0	100%
Mazara del Vallo	80,5	79,3	1,2	98%
Gorizia	1,0	0,99	0,0	99%
Gela ^(A)	21,5	11,6	9,9	54%
Totale	260,1	242,7	17,4	93%

(A) Capacità disponibile a partire da gennaio 2005.

(B) La capacità conferibile riportata nella tavola corrisponde alla massima capacità di rigassificazione del terminale.

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

Conferimenti pluriennali

Ai sensi della delibera n. 137/02, nell'anno 2004 è stato effettuato (con due anni di anticipo come previsto da delibera) anche il conferimento pluriennale presso i punti di entrata interconnessi con l'estero: complessivamente dieci soggetti sono titolari di capacità di trasporto nel corso del prossimo quinquennio 2005-2006 – 2010-2011.

I risultati del conferimento, indicati nella tavola 4.4, comprendono i conferimenti pluriennali effettuati lo scorso agosto e nel 2003. È opportuno ricordare a tal proposito, che lo scorso anno è stato effettuato il primo conferimento pluriennale di capacità, per gli anni termici dal 2004-2005 al 2009-2010: i dati riportati nella tavola mostrano le capacità che risultano complessivamente conferite nel periodo indicato. Snam Rete Gas ha presentato un programma di notevole potenziamento per il prossimo decennio, coerente sia con lo sviluppo di gasdotti esteri di importazione interconnessi con la rete nazionale, sia con la realizzazione effettiva di nuove infrastrutture di trasporto, quale il terminale di rigassificazione presso Brindisi.

Aggiornamento della rete nazionale: il decreto del Ministero delle attività produttive 30 giugno 2004

Nel giugno 2004 il Ministero delle attività produttive ha aggiornato l'elenco dei gasdotti facenti parte della rete nazionale, quest'ultima definita dal decreto legislativo n. 164/00, e individuata, ai sensi dell'art. 9 del medesimo decreto, dallo stesso ministero, su conforme parere dell'Autorità e della Conferenza unificata, con il decreto ministeriale 22 dicembre 2000. Le tipologie di gasdotto, tramite le quali sono selezionati gasdotti e condotte afferenti la rete nazionale, elencate nel decreto sono:

- gasdotti ricadenti in mare;

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 4.4 **CONFERIMENTI AI PUNTI DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE INTERCONNESSI CON L'ESTERO VIA GASDOTTO PER GLI ANNI TERMICI DAL 2005-2006 AL 2010-2011**M(m³) standard per giorno

PUNTI DI ENTRATA	CAPACITÀ CONTINUA		CAPACITÀ CONFERITA	CAPACITÀ DISPONIBILE
Anno termico 2005-2006				
Tarvisio	da 01/10/05 a 31/12/05	87,7	76,6	11,1
	da 01/01/06 a 30/09/06	87,7	79,2	8,5
Gorizia		1,0	-	1,0
Passo Gries		57,5	51,4	6,1
Mazara del Vallo		81,0	70,3	10,7
Gela	da 01/10/05 a 28/02/06	22,0	21,9	0,1
	da 01/03/06 a 30/09/06	25,0	21,9	3,1
Anno termico 2006-2007				
Tarvisio	da 01/10/06 a 31/12/06	89,0	79,2	9,8
	da 01/01/07 a 30/09/07	89,0	81,9	7,1
Gorizia		1,0	-	1,0
Passo Gries		57,0	53,0	4,0
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		4,8	-	4,8
Passo Gries	da 01/10/07 a 31/12/07	57,3	52,4	4,9
	da 01/01/08 a 30/09/08	59,3	52,4	6,9
Mazara del Vallo		86,0	69,2	16,8
Gela		25,0	5,5	19,5
Anno termico 2008-2009				
Tarvisio		100,9	85,8	15,1
Gorizia		4,8	-	4,8
Passo Gries		59,3	52,2	7,1
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		4,8	-	4,8
Passo Gries		59,3	52,2	7,1
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		4,8	-	4,8
Passo Gries		59,3	52,2	7,1
Mazara del Vallo		86,0	68,9	16,8
Gela		25,0	21,9	3,1

- gasdotti di importazione ed esportazione non compresi nell'elenco dei gasdotti di cui al punto a), e relative linee collegate necessarie al loro funzionamento;
- gasdotti collegati agli stoccaggi;
- gasdotti interregionali funzionali al sistema nazionale del gas non compresi nell'elenco di cui ai precedenti punti;
- gasdotti funzionali direttamente o indirettamente al sistema nazionale del gas;
- reti o parti di reti di cui ai punti a), b), c), d) ed e) che risultano attualmente in costruzione o per le quali sono state ottenute le necessarie autorizzazioni.

Risultano inoltre parte della rete nazionale anche i servizi a essa accessori, quali, a titolo esemplificativo, le apparecchiature, le strumentazioni e gli impianti necessari per il funzionamento, il controllo e la gestione della rete e le relative centrali di compressione.

L'aggiornamento della rete, effettuato sulla base di richieste da parte delle imprese di trasporto e disposto sentito il parere dell'Autorità, ha inserito nella rete nazionale una serie di tratte, realizzate nel corso degli ultimi anni o ancora in fase di realizzazione, tra le quali anche il gasdotto di collegamento con il terminale rigassificazione di GNL nel mare Adriatico (in fase di realizzazione) a largo di Porto Viro-Minerbio, e il gasdotto di attraversamento del Canale di Sicilia verso la Libia sino al limite del mare territoriale (in esercizio dall'ultimo trimestre 2004).

Nuove imprese di trasporto

Per quanto riguarda l'attività di trasporto, nel corso dell'anno sono state costituite nuove imprese:

- *in primis*, la Società Gasdotti Italia S.p.A. Nel settembre 2004 si è perfezionata la vendita delle reti di trasporto di Edison T&S S.p.A. (la società del gruppo Edison dedicata al trasporto di gas naturale dal dicembre 2001) e la Società Gasdotti Mediterraneo S.p.A., cedute al fondo di *private equity* italiano *Clessidra Capital Partners* gestito da Clessidra SGR S.p.A. Il gruppo Edison mantiene la gestione della rete sulla base di un contratto di *management*: nel dicembre 2004, le due imprese di trasporto, T&S e SGM, si sono fuse per incorporazione in Lauro Tre S.p.A., con contestuale cambio della denominazione appunto in SGI S.p.A. (Società Gasdotti Italia S.p.A.);
- la Retragas S.p.A. e la Comunità Montana Valtellina di Sondrio, imprese di trasporto costituite per la gestione di reti regionali di trasporto realizzate o in fase di realizzazione, interconnesse con la rete di Snam Rete Gas in Lombardia. La Retragas, fondata nonché controllata dalla società di distri-

buzione Asm Brescia S.p.A., gestisce un tratto di rete regionale estesa essenzialmente nell'area della provincia di Brescia; la Comunità Valtellina è nata invece per la gestione di un tratto di rete in fase di realizzazione che si estende da Berbenno Valtellina a Chiuro e che proseguirà sino a Bormio.

Queste ultime due società hanno presentato proposte tariffarie e Codici di rete ai sensi del decreto legislativo n. 164/00.

L'approvazione di tali Codici di rete è necessariamente subordinata ai chiarimenti attesi sul problema della definizione delle reti di trasporto regionale e delle reti di distribuzione locale (vedi il riquadro).

Il problema della definizione delle reti di distribuzione e delle reti di trasporto regionale

Nel corso dell'anno l'Autorità ha ricevuto diverse comunicazioni in merito alla conversione di alcuni tratti di rete di distribuzione a reti di trasporto regionale. Il decreto legislativo n. 164/00 definisce puntualmente la rete nazionale di trasporto e i compiti per l'impresa di trasporto, nonché l'attività di vigilanza dell'Autorità; esso specifica, inoltre, l'attività della distribuzione, ma non consente di definire chiaramente le reti di distribuzione.

Le reti di distribuzione sono connesse con le reti di trasporto mediante punti di interconnessione rappresentati da impianti di riduzione e misura del gas naturale (impianti Remi). Ogni rete di distribuzione è costituita dal sistema di condotte, posate su suolo pubblico o privato, che partendo dai punti di alimentazione e mediante i gruppi di riduzione e gli impianti di derivazione di utenza, consente la distribuzione del gas ai clienti finali.

Le reti di distribuzione risultano di proprietà di soggetti privati o pubblici e sono caratterizzate da gamme di pressioni comprese tipicamente tra la quarta e la settima specie come definite dal decreto del Ministero delle attività produttive 24 novembre 1984. In tali reti sono comprese anche condotte in alta pressione con funzione principale di supporto alla modulazione oraria dei prelievi e di alimentazione di utenze con prelievi consistenti.

Le reti di distribuzione sono altresì caratterizzate da un numero rilevante di punti di riconsegna e una estesa variabilità dei prelievi, con prevalenza degli usi civili del gas rispetto agli usi industriali. La legge 6 dicembre 1971, n. 1083, stante la diffusione dei prelievi per usi civili nella distribuzione, ha imposto al soggetto gestore dell'attività di distribuzione di gas naturale l'obbligo di provvedere all'odorizzazione del gas stesso, al fine di assicurare la pronta segnalazione di eventuali fuoriuscite di gas dalla reti di distribuzione e dagli impianti interni dei clienti allacciati a tali reti.

Dal punto di vista giuridico, in relazione alle particolarità costruttive, morfologiche e di estensione delle infrastrutture, e anche in relazione al periodo temporale nel quale tali infrastrutture sono state realizzate, possono risultare differenti i titoli mediante i quali i gestori hanno l'autorizzazione alla posa di tali infrastrutture e quelli relativi alle modalità di esercizio dell'attività nelle infrastrutture stesse. Giova ricordare a tal proposito che a livello locale si è andata realizzando, nel corso degli anni, la coesistenza della rete di distribuzione locale, posata secondo quanto disposto dall'atto di concessione comunale, e di gasdotti allora di proprietà Eni in alta e media pressione posati ai sensi dell'art. 2 della legge 10 febbraio 1953, n. 136.

I gasdotti non ricompresi né nella rete nazionale, né nelle reti di distribuzione formano, di fatto, le citate reti regionali di gasdotti, le quali risultano connesse con la rete nazionale presso i punti di uscita dalla stessa e con le reti distribuzione mediante impianti di riduzione e misura del gas naturale.

Il crescente fenomeno della conversione di reti di distribuzione a reti regionali ha preoccupato l'Autorità, in quanto potrebbe comportare il venir meno tra l'altro di tutta una serie di aspetti della qualità del servizio stabiliti dall'Autorità ai sensi della legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, a tutela dei clienti finali del settore civile.

A tal proposito è utile richiamare, tra i poteri e le funzioni conferiti all'Autorità dalla legge n. 481/95, le funzioni atte a garantire, "adequati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e di redditività, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale [...] promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo".

La regolazione degli aspetti sopra citati assume, a differenza del trasporto, una particolare rilevanza per la distribuzione. Infatti, la numerosità dei clienti civili allacciati alle reti di distribuzione e la diversità dei soggetti gestori il servizio di distribuzione a cui tali reti fanno capo, rendono opportuno, se non necessario, la definizione di regole e metodologie volte a ottenere una maggiore omogeneità nelle modalità di effettuazione delle attività rilevanti ai fini della qualità e della sicurezza, tra le diverse imprese di distribuzione operanti nel paese, a differenza delle infrastrutture di trasporto, ove l'incidenza del numero di clienti civili è trascurabile rispetto al numero totale di clienti allacciati e non esiste una varietà di imprese di trasporto comparabile a quella della distribuzione.

Tra i provvedimenti adottati dall'Autorità al fine di tutelare i clienti finali allacciati alle reti di distribuzione, vi sono provvedimenti relativi agli aspetti della qualità del servizio di distribuzione (delibera 29 settembre 2004, n. 168, recante

il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas), alle procedure e modalità di accertamento per la sicurezza degli impianti interni del gas (delibera 18 marzo 2004, n. 40) e all'assicurazione obbligatoria degli stessi clienti civili (delibera 12 dicembre 2003, n. 152).

Infine sono da considerare anche le complicazioni gestionali che sorgerebbero laddove la gestione del sistema di trasporto, similmente alla distribuzione, fosse caratterizzata da più imprese, ognuna con un proprio Codice di accesso e proprie tariffe di trasporto.

Punto di scambio virtuale

Dall'inizio dell'anno termico 2003-2004, come più volte ricordato in precedenza, è attivo il sistema per scambi/cessioni giornalieri di gas sulla rete nazionale presso il PSV. È opportuno ricordare che il PSV è concettualmente situato tra i punti di entrata e i punti di uscita della rete nazionale di gasdotti, e che il sistema PSV facilita le transazioni bilaterali tra gli utenti, consentendo loro di scambiare, cedere e acquistare gas su base giornaliera e sin nel giorno stesso, ai fini del bilanciamento. Nei primi mesi del 2005, i soggetti coinvolti nelle transazioni presso il PSV sono in totale 23.

Il numero delle transazioni è cresciuto dal primo mese di attività del PSV: da un massimo di 7 transazioni giornaliere avvenute nel mese di ottobre 2003, a 45 transazioni giornaliere registrate nell'ultimo fine settimana di febbraio 2005. Anche in termini di volume si è registrato un notevole aumento. Complessivamente i volumi totali di gas scambiati sono passati dai circa 20 M(m³) standard (circa 0,8 milioni di GJ) di ottobre a oltre 160 M(m³) standard registrati nei primi mesi del 2005, con un picco in termini di volumi nell'ottobre 2004, pari a circa 270 M(m³) standard (equivalenti a circa 10,2 milioni di GJ), essenzialmente dovuto all'operazione di *gas release* effettuata da Eni nello stesso periodo.

I grafici mostrano le transazioni avvenute nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero, a partire dall'ottobre del 2001, e presso il PSV (dall'ottobre 2003), in termini di volumi di gas movimentato (Fig. 4.7) e di numero di transazioni effettuate (Fig. 4.8). 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.

Il maggior numero di transazioni, anche in termini di volumi di gas scambiati, storicamente registrato presso il punto di entrata di Passo Gries, nel corso degli ultimi mesi del 2004 è stato registrato presso Tarvisio, ma l'incidenza del PSV è cresciuta sensibilmente nel corso dell'anno termico. Un confronto tra l'anno 2003-2004 e i primi mesi del 2004-2005 mostra un aumento complessivamente

FIG. 4.7 **TRANSAZIONI NEI PUNTI DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE NEL PERIODO OTTOBRE 2001 – APRILE 2005**

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

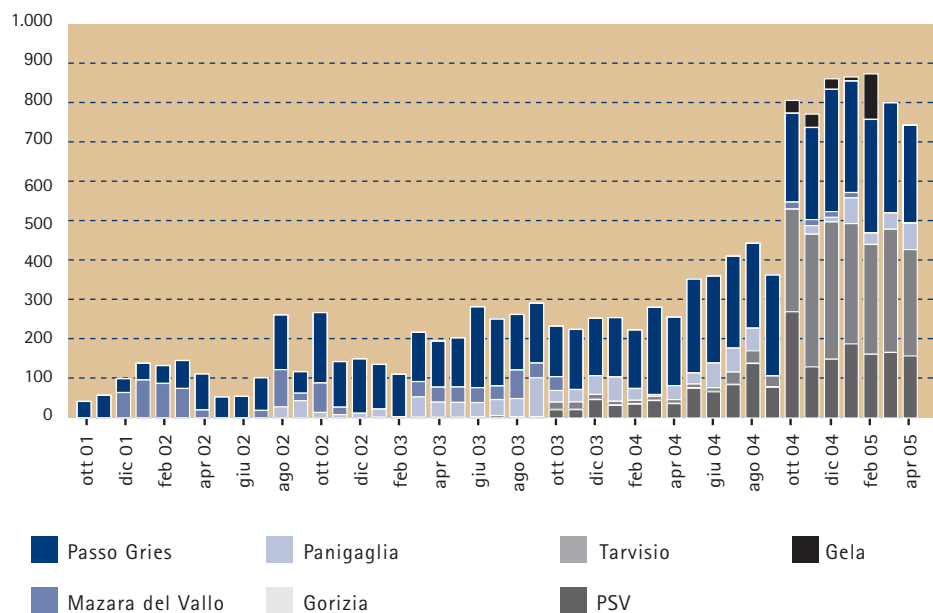
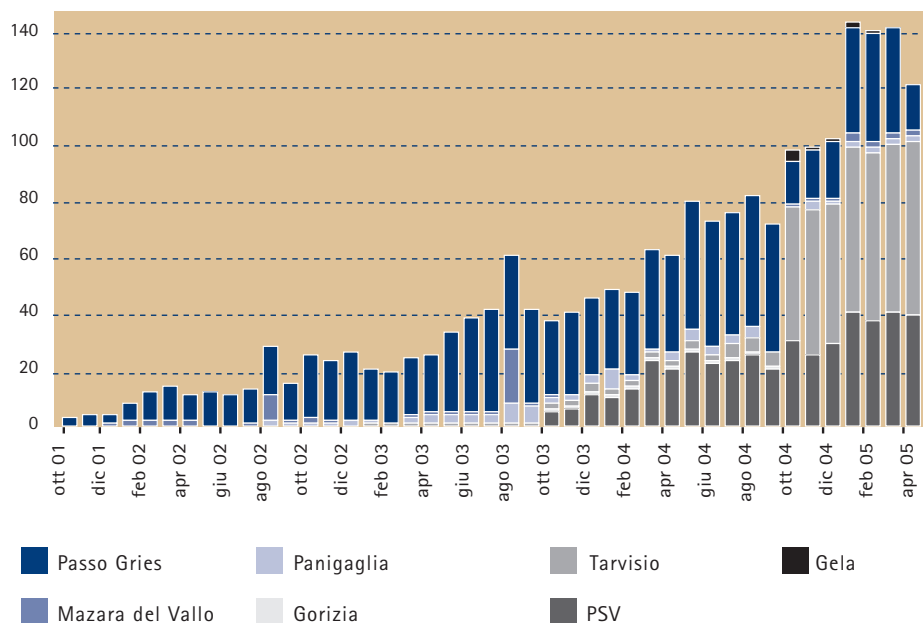


FIG. 4.8 **TRANSAZIONI LATO ITALIA NEL PERIODO OTTOBRE 2001 – APRILE 2005**

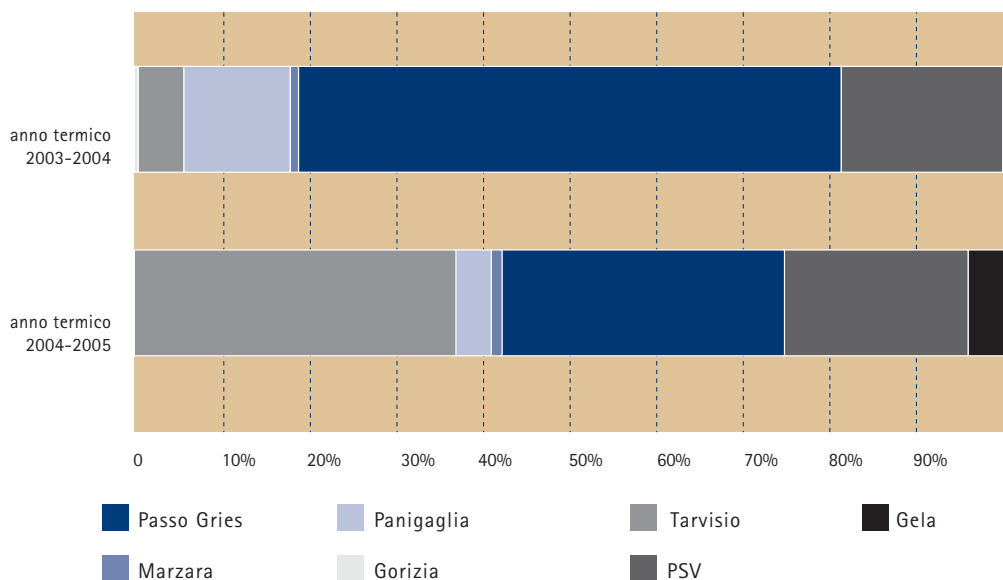
Numero di transazioni per mese



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 4.9 RIPARTIZIONE DEI VOLUMI SCAMBIATI/CEDUTI NEI PUNTI DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE INTERCONNESSI CON L'ESTERO E PSV

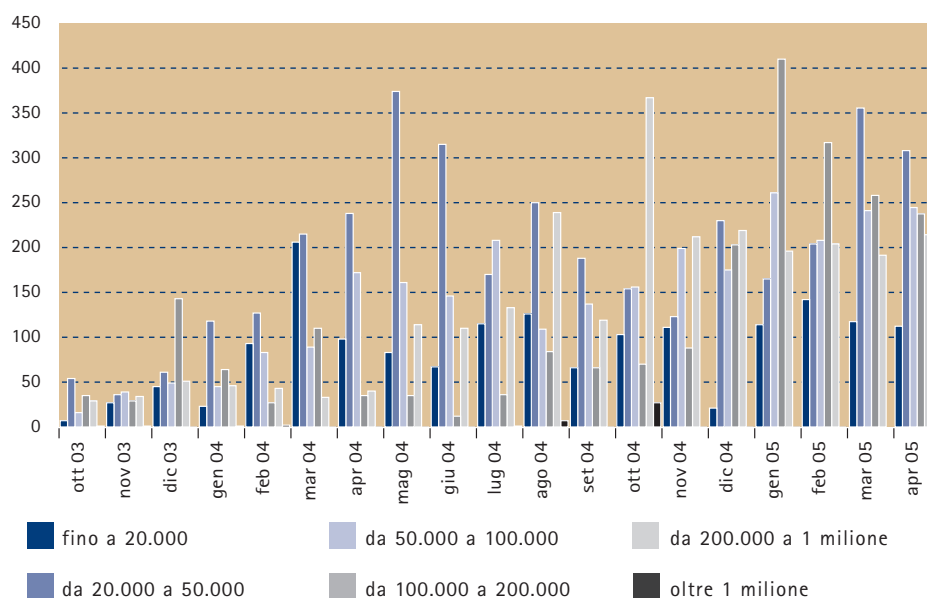
Confronto tra l'anno termico 2003-2004 e i primi mesi dell'anno termico 2004-2005 (ottobre-aprile)



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 4.10 FREQUENZA DEI VOLUMI SCAMBIATI PRESSO IL PSV NEL PERIODO OTTOBRE 2003 – APRILE 2005

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

pari a 3 punti percentuali (Fig 4.9). Nell'aprile 2005, le transazioni di gas presso il PSV in termini di volumi hanno rappresentato oltre il 21 per cento del totale movimentato.

La figura 4.10, in cui sono riportati i dati relativi alle transazioni presso il PSV ordinate in base a classi di volumi, mostra che nel corso del 2004 la maggior parte delle transazioni è avvenuta per volumi di gas compresi tra i 20.000 e i 50.000 m³ standard. Un cambio di tendenza si è verificato nei primi mesi del nuovo anno termico, in cui i volumi maggiormente oggetto di transazione sono compresi nell'intervallo tra 10.000 e 200.000 m³.

Attività di regolazione economica e tecnica della rete di trasporto

Nel 2004 l'Autorità ha effettuato insieme all'AGCM un complessivo lavoro di verifica dello stato dell'arte della liberalizzazione nel sistema del gas, verifica che nel contempo ha permesso all'Autorità stessa di valutare il lavoro svolto in questi anni.

Conclusioni dell'indagine congiunta in materia di trasporto

Per quanto riguarda l'attività del trasporto, l'arco temporale indagato attraverso l'indagine congiunta coincide con il primo periodo di regolazione tariffaria dell'attività di trasporto, periodo che si conclude con il prossimo settembre.

In attesa della consultazione, di prossimo avvio da parte dell'Autorità, che porterà alla definizione dei criteri tariffari per il secondo periodo di regolazione, si ritiene opportuno riassumere le conclusioni dell'indagine congiunta relative a questa fase della filiera.

Per l'attività di trasporto del gas sulla rete nazionale dei gasdotti, l'indagine ha permesso di confermare che la definizione da parte dell'Autorità di una tariffa basata sul modello *entry-exit*, che prevede un corrispettivo per ciascun punto di ingresso e di uscita dalla rete, rappresenta, rispetto ad alternative basate, per esempio, sulla distanza, *“un elemento positivo per la concorrenza in quanto riflette il sempre maggiore sganciamento dei flussi fisici da quelli commerciali e facilita gli scambi di gas all'interno del sistema”*.

Il meccanismo tariffario ha determinato, nei primi due anni di applicazione, significative riduzioni delle tariffe, tuttavia tale abbassamento non ha quasi avuto impatto sui prezzi finali per le forniture di tipo domestico. Va comunque sottolineato che l'incidenza delle componenti infrastrutturali (trasporto, stoccaggio, distribuzione) sul prezzo finale è limitata (circa 10-15 per cento per le forniture industriali, 30-40 per quelle domestiche).

Per quanto riguarda l'accesso all'infrastruttura di trasporto (delibera n. 137/02), l'indagine congiunta ha evidenziato come le modalità di allocazione della capacità di trasporto in ingresso sulla rete nazionale, definite dall'Autorità, rispon-

dano alla logica, da un lato, di contemperare esigenze opposte dei nuovi operatori di ottenere l'accesso, stimolando anche ingressi di breve periodo (ma qui è necessario ricordare che il vero "collo di bottiglia" si colloca nei gasdotti internazionali a monte della rete nazionale), dall'altro di garantire nel contempo, entro certi limiti, gli investimenti in contratti *take or pay* di lungo termine stipulati prima della Direttiva europea 98/30/CE.

In considerazione della necessità di nuove infrastrutture a sostegno della crescita della domanda e di una maggiore concorrenza, sono stati previsti, sia dall'Autorità sia, di seguito, dalla normativa, interventi a favore di nuovi investimenti, che hanno riguardato il riconoscimento di una più alta remunerazione, ma soprattutto meccanismi di allocazione prioritaria della nuova capacità realizzata per i soggetti che ne sostengono l'onere della realizzazione (si veda a tal proposito quanto esposto in precedenza).

Liberalizzazioni e privatizzazioni nei mercati dell'elettricità e del gas: Memoria per l'audizione davanti alla Commissione bilancio della Camera dei deputati (Roma 21 settembre 2004)

L'indagine congiunta conclude evidenziando la necessità di individuare le modalità per veder realizzate le condizioni di liquidità e di eccesso di capacità di trasporto e di stoccaggio necessarie per la creazione di un *hub* nazionale mediterraneo, di riferimento per l'intero mercato europeo del gas.

E in effetti, sin da subito l'Autorità ha prospettato misure in questa direzione. Nell'audizione presso la Commissione bilancio della Camera, l'Autorità, riprendendo gli esiti dell'indagine conoscitiva condotta congiuntamente con l'AGCM, ha evidenziato come il controllo della rete nazionale sia un elemento centrale per il mantenimento di una posizione dominante sul mercato e quindi ostativo per la necessaria apertura alla concorrenza.

Controllo ulteriormente rafforzato dal possesso, totale o parziale, delle infrastrutture internazionali di collegamento con l'Italia e dalla disponibilità dei diritti di trasporto sulle stesse infrastrutture fuori dal territorio nazionale: una situazione che porta a ritenere che anche a valle della completa separazione proprietaria della rete nazionale (si ricorda peraltro che la normativa attuale dispone solo la riduzione della partecipazione Eni sotto il 20 per cento del capitale) sia sufficiente per continuare a consentire all'ex monopolista un eccessivo controllo del mercato interno.

L'Autorità prospettava in tale sede l'ipotesi di un trasferimento a Snam Rete Gas della proprietà della parte delle infrastrutture internazionali afferenti al mercato italiano e dei diritti di trasporto di Eni, al fine di creare un importante operatore di trasporto del gas, in grado di sviluppare anche infrastrutture di interconnessione su linee strategiche per il nostro paese (Unione europea, Sud-Est Europa, Mediterraneo), a garanzia di maggiore competizione nel mercato interno e a supporto di una prospettica funzione di *hub* del territorio italiano per il resto del continente europeo.

Segnalazione dell'Autorità al Parlamento e al Governo in materia di terzietà della rete nazionale, degli stoccaggi e di sviluppo concorrenziale del mercato del gas naturale (27 gennaio 2005)

Seguendo la via delineata ed esposta presso la Camera, l'Autorità ha avanzato la proposta di alcune misure concrete volte alla rimozione di quello che è risultato essere, dall'indagine congiunta, il principale ostacolo allo sviluppo concorrenziale del mercato del gas in Italia: la posizione dominante dell'Eni in tutta la filiera e il controllo delle infrastrutture di trasporto nazionali e internazionali.

L'esperienza dei primi cinque anni di liberalizzazione ha mostrato che la separazione societaria è uno strumento insufficiente per il raggiungimento dell'obiettivo della piena neutralità delle attività di rete e di stoccaggio rispetto a quelle di approvvigionamento e vendita su mercati potenzialmente concorrenziali.

La promozione della concorrenza nel settore passa necessariamente attraverso un processo di separazione che trova la sua conclusione naturale nella piena separazione proprietaria delle società che gestiscono la rete di trasporto e lo stoccaggio.

L'Autorità ha dunque suggerito:

- l'accelerazione del processo di progressiva riduzione delle quote Eni nel capitale della società Snam Rete Gas e il suo completamento sino a livelli residuali (dall'attuale 50,07 per cento al 5 per cento, analogamente a quanto previsto per Enel nel possesso della rete di trasmissione dell'elettricità);
- la dismissione da parte di Eni della controllata Stogit, operatore dominante nell'attività di stoccaggio.

Per quanto riguarda il primo aspetto, stante il controllo di Eni delle infrastrutture di trasporto a monte di quella nazionale, l'evoluzione di Snam Rete Gas verso la condizione di operatore indipendente dovrebbe inoltre essere associata al conferimento a essa della facoltà di operare anche all'estero e, per quanto direttamente funzionale all'approvvigionamento del paese, al conferimento delle proprietà, delle concessioni e dei diritti di trasporto esistenti in capo a Eni afferenti le infrastrutture di trasporto extra nazionali di adduzione del gas ai punti di entrata nella rete nazionale, nel rispetto dei contratti di importazione esistenti.

Per quanto riguarda la seconda misura suggerita, l'Autorità ha prospettato anche la possibilità del conferimento a Snam Rete Gas del controllo della società Stogit, al fine di consentire anche maggiore efficienza nella gestione complessiva di infrastrutture tra loro strettamente connesse, nonché adeguato impulso per gli investimenti di sviluppo.

La volontà è di porre Snam Rete Gas nelle migliori condizioni di indipendenza per stimolare lo sviluppo di infrastrutture essenziali per la sicurezza e l'adeguatezza degli approvvigionamenti, nell'ambito di un quadro normativo che garantisce gli interessi generali.

Infine, l'Autorità ha prospettato la possibilità di disporre la cessione da parte di Eni a terzi di:

- parte di contratti di importazione di lungo periodo, nella disponibilità del gruppo Eni;
- parte della produzione nazionale di gas, anch'essa nella disponibilità esclusiva del gruppo.

Tali cessioni dovrebbero complessivamente riguardare i quantitativi di gas che il decreto legislativo n. 164/00 intendeva rendere disponibili per il mercato attraverso l'imposizione dei limiti alle importazioni, e che Eni ha eluso (le "vendite innovative" illustrate in precedenza nella presente *Relazione Annuale*).

Le misure proposte per il mercato nazionale del gas si associano anche ai potenziali di sviluppo del mercato nazionale del gas offerti dalla collocazione geografica del nostro paese, ponte naturale tra le aree di produzione mediorientali e nord africane e le aree di consumo continentali europee; tale collocazione consentirebbe all'Italia di diventare un vero e proprio *hub*, base di scambio per i mercati internazionali di approvvigionamento e consumo.

In tale prospettiva di sviluppo, le infrastrutture del gas e i mercati fisici e finanziari che su di esse gravitano – anche tramite la costituenda borsa del gas – caratterizzerebbero il nostro paese come area di transito e non più solo come area di consumo; ciò genererebbe significative e positive conseguenze in termini di sicurezza degli approvvigionamenti e di convenienza economica, grazie a una ampliata disponibilità di offerta e a una maggior pressione concorrenziale.

Aggiornamento delle tariffe di trasporto

Nel luglio 2004 (delibera 14 luglio 2004, n. 113), l'Autorità ha approvato le tariffe per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale sulla rete nazionale e regionale per l'anno termico 2004-2005. Come ogni anno le tariffe sono approvate in anticipo allo scopo di permettere agli operatori utenti del servizio la migliore pianificazione dei propri investimenti (Tavv. 4.5-4.7).

Rispetto al precedente anno termico la tariffa complessiva ha presentato un aumento medio nominale dell'1,9 per cento, corrispondente in termini reali a una riduzione dello 0,6 per cento, tenuto conto di un tasso di inflazione del 2,5 per cento. Con riferimento all'intero primo periodo di regolazione, la riduzione della tariffa di trasporto in termini reali è stata pari a circa il 21 per cento.

Rispetto all'anno precedente va evidenziato come la riclassificazione di reti precedentemente considerate di distribuzione abbia originato la comparsa di un nuovo operatore nel settore del trasporto del gas naturale: Retragas. Inoltre, rispetto all'anno termico precedente, sono stati distinti tre nuovi punti di uscita

TAV. 4.5 **TARIFE DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO: CORRISPETTIVO FISSO E CORRISPETTIVI *COMMODITY***

Anno termico 2004-2005

CORRISPETTIVO FISSO CF ^(A) (€/a)	1° LIVELLO	2° LIVELLO	3° LIVELLO
Edison T&S e SGM	31,498577	2.175,738828	5.267,070173
Snam Rete Gas	3.148,536826	7.871,392869	17.853,190420
Retragas	654,000000	34.352,000000	-
CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI (€/GJ)			
CV		0,164529	
CVP		0,011736	

(A) La definizione dei livelli è in funzione di una serie di parametri, tra cui vi possono essere il consumo annuo del punto di riconsegna, la tipologia di catena di misura, i metri cubi prelevati, la tipologia degli apparati di misura o il metodo di acquisizione dei dati di misura.

TAV. 4.6 **TARIFE DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO: CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ SULLA RETE NAZIONALE**Anno termico 2004-2005; €/a/m³ standard/g

CPE – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA			
5 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	1,945701	Tarvisio	0,643004
Gela	1,781302	Gorizia	0,446232
Passo Gries	0,334000		
1 punto dall'impianto di rigassificazione GNL			
Panigaglia	0,469023		
2 punti dagli stoccaggi			
Stoccaggi Stogit, Edison T&S	0,169867		
68 punti dai principali campi di produzione nazionali o dai loro centri di raccolta e trattamento			
Bordolano, Casteggio, Caviaga, Cornigliano, Corte-Colombarola, Fornovo, Leno, Ovanengo, Piadena est, Piadena ovest, Pontetidone, Quarto, Romanengo, Settala, Soresina, Trecate	0,059549	Alfonsine, Casalborsetti, Certaldo, Correggio, Cotignola, Manara, Montenevoso, Muzza, Pomposa, Ravenna Mare, San Potito, Santerno, Scandiano, Spilamberto, Tresigallo-Sabbioncello, Vittorio Veneto-S. Antonio-S. Andrea	0,175502
Calderasi - Monteвердese, Ferrandina, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	0,681442	Larino, Fonte Filippo, Poggiofiorito, Reggente, San Salvo - Cupello, Santo Stefano Mare	0,451709
Rubicone	0,122429	Falconara, Fano	0,395888

continua

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 4.6 TARIFFE DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO: CORRISPETTIVI UNITARI
(SEGUE) DI CAPACITÀ SULLA RETE NAZIONALEAnno termico 2004-2005; €/a/m³ standard/g

Carassai, Cellino, Fontevecchia, Grottamare, Montecosaro, Pineto, Rapagnano, San Benedetto del Tronto, San Giorgio Mare, Settefinestre - Passatempo	0,546694	Candela, Masseria Spavento, Roseto - Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,484837		
Crotone, Hera Lacinia, Lavinia	1,441566	Bronte, Gagliano, Mazara - Lippone, Noto	1,543449		
CPU – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA					
3 punti di interconnessione con le esportazioni					
Gorizia	0,587749	Repubblica di San Marino	0,491873		
Bizzarone	0,896149				
17 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale					
Friuli-Venezia Giulia	A	0,587749	Romagna	I	0,491873
Trentino-Alto Adige e Veneto	B	0,694011	Umbria	L	0,410508
Lombardia orientale	C	0,769463	Marche e Abruzzo	M	0,435380
Lombardia occidentale	D	0,896149	Lazio	N	0,460310
Nord Piemonte	E1	1,098287	Basilicata e Puglia	O	0,537870
Sud Piemonte e Liguria	E2	0,896149	Campania	P	0,335732
Emilia e Liguria	F	0,694011	Calabria	Q	0,335732
Basso Veneto	G	0,601473	Sicilia	R	0,133594
Toscana e Lazio	H	0,605234			

TAV. 4.7 TARIFFE DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO: CORRISPETTIVI UNITARI
DI CAPACITÀ SULLA RETE REGIONALEAnno termico 2004-2005; €/a/m³ standard/g

CRr	
Edison TtS e SGM	1,676970
Snam Rete Gas	1,279798
Retragas	1,684600

dalla rete nazionale, corrispondenti a interconnessioni con le esportazioni (Gorizia, Bizzarone e la Repubblica di San Marino).

Il 30 settembre 2005 terminerà il primo periodo di regolazione del trasporto. I criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto per il secondo periodo di regolazione saranno definiti in esito al procedimento avviato con la delibera 29 marzo 2005, n. 53.

**Completamento della
disciplina del trasporto:
casi di avviamento**

(delibere n. 144/04 e n. 5/05)

L'Autorità ha recentemente completato il quadro delle modifiche al regime di accesso stabilito con i Codici di rete e con i criteri tariffari prospettato con la delibera 31 luglio 2003, n. 91.

La delibera 5 agosto 2004, n. 144, ha regolato la disciplina di avviamento del servizio di trasporto introducendo una riduzione del corrispettivo di trasporto regionale per i nove mesi successivi alla data di disponibilità di capacità di trasporto nel caso di realizzazione di un nuovo punto di riconsegna o di potenziamento di almeno il 10 per cento della capacità di trasporto di un punto di riconsegna esistente, che alimenta un impianto per la produzione di energia elettrica direttamente connesso con la rete di trasporto. Alcune società hanno chiesto di estendere la regolamentazione della disciplina di avviamento anche alle centrali termoelettriche, soggette a rifacimento, per le quali non viene potenziata la capacità di trasporto del punto di riconsegna.

Per risolvere tali problematiche ed evitando discriminazioni tra i soggetti che realizzano nuove centrali e quelli che effettuano il rifacimento delle centrali esistenti già alimentate a gas, l'Autorità (nel corso del procedimento avviato con delibera n. 91/03, per l'adozione di provvedimenti in materia di Codice di rete), ha diffuso nel marzo del 2004 il Documento per la consultazione *Disciplina del servizio di trasporto del gas naturale nei casi di avviamento*.

In esito alla consultazione è stata adottata la delibera 18 gennaio 2005, n. 5, che prevede che la disciplina dell'avviamento si applichi anche ai punti di riconsegna che alimentano le centrali termoelettriche esistenti e soggette a rifacimento con la realizzazione di nuovi cicli combinati a gas, anche in assenza di un potenziamento della capacità di trasporto superiore alla soglia del 10 per cento.

**Completamento della
disciplina del trasporto:
casi di prelievi fuori punta**
(delibera n. 6/05)

L'attività di trasporto del gas in Italia è caratterizzata da una domanda concentrata nel periodo invernale (strettamente legata ai fabbisogni degli usi di riscaldamento). Al fine di soddisfare una domanda di questo tipo, l'impresa di trasporto è tenuta a predisporre un'adeguata capacità delle infrastrutture, con la conseguenza che tale capacità rimane in parte inutilizzata in alcuni periodi dell'anno, in particolare nel periodo estivo (periodi fuori punta).

In considerazione di ciò l'Autorità, nel corso del procedimento avviato con delibera 24 giugno 2004, n. 100, per l'adozione di provvedimenti in materia di ta-

riffe di trasporto, ha diffuso, nel giugno 2004, il Documento per la consultazione *Applicazione dei corrispettivi unitari di capacità per il trasporto sulle reti regionali nel caso di prelievi concentrati in periodi fuori punta*, nel quale è stata proposta la riduzione del corrispettivo di capacità per i soggetti che prelevano gas nel periodo fuori punta.

Sulla base delle osservazioni e proposte pervenute in risposta al Documento per la consultazione è stata predisposta la delibera 18 gennaio 2005, n. 6, che prevede modifiche e integrazioni sia alla disciplina dell'erogazione del servizio di trasporto (deliberazione n. 137/02) sia alla tariffa di trasporto (deliberazione n. 120/01). Più precisamente, dopo aver identificato come "periodo fuori punta" quello compreso tra il 1° maggio e il 31 ottobre di ciascun anno e come "periodo di punta" quello compreso tra il 1° novembre e il 30 aprile, l'Autorità ha stabilito che venga ridotto, a inizio anno termico, il corrispettivo di capacità regionale CRr per una percentuale pari al 30 per cento, nei punti di riconsegna nei quali si prevedono prelievi in periodi fuori punta. A fronte di tale riduzione viene introdotto l'obbligo per gli utenti a prelevare, nel periodo di punta, entro il limite del 10 per cento della capacità conferita nei medesimi punti di riconsegna. In caso di mancato rispetto di tale obbligo il corrispettivo di capacità viene maggiorato per una percentuale pari al 30 per cento.

Tale impostazione è stata adottata con riferimento al fatto che in termini generali il prelievo nei periodi fuori punta apporta benefici al sistema di trasporto regionale nel suo complesso.

Revisione dei corrispettivi di bilanciamento per il servizio sostitutivo del trasporto e distribuzione (delibera n. 41/05)

Nel dicembre 2004 l'Autorità ha diffuso un Documento per la consultazione finalizzato alla revisione dei corrispettivi di bilanciamento per il servizio di trasporto, in particolare delle soglie di tolleranza previste dalla delibera n. 137/02 per quanto riguarda i corrispettivi di scostamento, quest'ultimo definito in delibera come la differenza, per ciascun utente e per ciascun punto di consegna o riconsegna, fra la capacità utilizzata e la capacità conferita giornaliera.

Le imprese di trasporto avevano infatti segnalato che dette soglie, stabilite al fine di assicurare, soprattutto nella fase di prima applicazione del regime di bilanciamento, un adeguato livello di flessibilità per gli utenti del servizio di trasporto, tenuto conto delle difficoltà a controllare i flussi e a prevedere esattamente le punte di consumo e/o le loro contemporaneità in relazione ai prelievi dei clienti finali, venivano utilizzate dagli utenti in modo sistematico come capacità aggiuntiva a titolo gratuito, riducendo in tal modo le richieste di capacità.

La consultazione effettuata ha dato indicazioni per un'applicazione di nuove soglie di tolleranza a partire dal nuovo anno termico 2005-2006, in corrispondenza dell'avvio del secondo periodo regolatorio.

Nel medesimo documento veniva posto alla consultazione un ulteriore tema

collegato al regime di bilanciamento di cui alla delibera n. 137/02, la cui criticità era emersa già nel corso della predisposizione dei Codici di rete, nel 2003: la revisione dei corrispettivi di scostamento per il servizio sostitutivo sulle reti di trasporto e distribuzione effettuato tramite carri bombolai.

La consultazione su quest'ultimo tema ha dato come risultato una completa condivisione delle proposte dell'Autorità, proposte divenute disposizioni nella delibera n. 41 del 10 marzo 2005.

Al fine di illustrare il provvedimento è opportuno riassumere brevemente quanto previsto dalla normativa in merito.

Per quanto riguarda il sistema di trasporto, i Codici di rete Snam Rete Gas ed Edison T&S prevedono la possibilità per l'utente del servizio di trasporto, in caso di interruzioni o riduzioni della capacità di trasporto presso i punti di riconsegna che gli competono, determinate da interventi manutentivi o di potenziamento della rete, di avvalersi di un servizio "alternativo" ovvero sostitutivo (per esempio, il carro bombolaio) per la fornitura di gas ai propri clienti finali interessati da interventi effettuati dall'impresa di trasporto.

Gli stessi Codici contengono la medesima possibilità per l'utente del servizio anche, come in particolare recita il Codice di rete Snam Rete Gas, "al verificarsi di una situazione di emergenza di servizio sulla rete di metanodotti Snam Rete Gas che comporta la sospensione temporanea del servizio di trasporto presso un Punto di riconsegna, [...] per tutto il periodo in cui perdura tale evento [...] così da garantire la fornitura di gas ai relativi Clienti Finali interessati dall'interruzione". Per quanto riguarda il sistema di distribuzione, l'attuale quadro normativo prevede che l'impresa di distribuzione, rispettando gli obblighi derivanti dalla definizione dell'attività di distribuzione come pubblico servizio prevista dal decreto legislativo n. 164/00, organizzi il servizio sostitutivo nei casi di manutenzioni, potenziamenti, situazioni di emergenza che causino interruzioni nell'impianto di distribuzione (delibera 27 luglio 2004, n. 138).

È opportuno inoltre ricordare che la finalità dei corrispettivi di scostamento previsti dalla delibera n. 137/02 è di incentivare gli utenti del servizio di trasporto alla corretta programmazione delle capacità; tanto è che tali corrispettivi versati dagli utenti in conseguenza dell'errata programmazione delle capacità di trasporto loro conferite, vengono ridistribuiti sulla comunità degli utenti del servizio di trasporto.

È necessario infine sottolineare anche che la scelta dei punti di riconsegna ove caricare i carri bombolai con i quali si fornisce il predetto servizio sostitutivo ricade sui punti più idonei, in base alla loro posizione in relazione all'area interrotta o ridotta, e alla disponibilità degli stessi carri bombolai nel periodo di interruzione.

Il combinato disposto della prassi illustrata in materia di servizio sostitutivo e del regime di bilanciamento porta come conseguenza che l'utente del sistema di

trasporto che fornisce direttamente o indirettamente i volumi di gas al carro bombolaio e che interviene per ovviare a problemi del sistema (ovvero per garantire la continuità della riconsegna del gas naturale alle zone interessate da riduzione o da interruzione sul sistema di trasporto e/o di distribuzione), potrebbe incorrere in una penale di scostamento, ai sensi della delibera n. 137/02, dei cui proventi beneficiano tutti gli utenti del sistema stesso.

Conseguentemente il servizio sostitutivo può essere riconosciuto come “situazione eccezionale”, passivo di deroga in specificate condizioni, ai fini della corresponsione dei corrispettivi di scostamento del servizio di trasporto.

Stabilito il principio dell’eccezionalità del servizio sostitutivo, con la delibera n. 41/05 l’Autorità ha disposto che i soggetti che forniscono il gas naturale per il servizio sostitutivo a mezzo carri bombolai, siano esentati dal calcolo dei corrispettivi di scostamento, esclusivamente per la capacità di trasporto utilizzata per assicurare il servizio sostitutivo sul trasporto o sulla distribuzione nei casi di:

- interventi manutentivi, potenziamenti e altri potenziamenti per esigenze del sistema;
- interventi sulle reti causati da opere di terzi;
- interventi sulle reti di trasporto e/o di distribuzione legati a “emergenze di servizio” (definite come emergenze che fanno riferimento a eventi quali il fuori servizio non programmato di condotte, di impianti di linea, di centrali di compressione, e i danneggiamenti ai metanodotti per eventi naturali).

L’Autorità ha infine stabilito un aggiornamento dei Codici di rete al fine di applicare le regole esposte.

Aggiornamento dei Codici di rete

Successivamente all’approvazione dei Codici di rete (delibera 1 luglio 2003, n. 75, per il Codice di rete Snam Rete Gas; delibera 12 dicembre 2003, n. 144, per il Codice di rete Edison T&S), è seguita un’intensa attività di aggiornamento degli stessi. Si trattava infatti della prima esperienza di predisposizione di un documento molto complesso, composto da condizioni contrattuali che riguardano in maniera puntuale tutti gli aspetti dell’attività di trasporto, con importanti implicazioni su tutte le altre attività del settore. Vi era inoltre l’esigenza di verificare l’uniformità e l’omogeneità dei Codici di rete, seppure nel rispetto dell’autonomia contrattuale dei soggetti contraenti.

È opportuno ricordare che ai sensi della delibera n. 137/02, i Codici di rete prevedono una procedura per il loro aggiornamento aperta alle parti interessate. La disciplina di aggiornamento contenuta nei Codici di rete contempla che tutti i soggetti interessati (non solo gli utenti, ma anche imprese di distribuzione, clienti finali ecc.) possano suggerire alle imprese di trasporto modifiche del Co-

dice, debitamente motivate. Le imprese trasmettono le loro proposte di aggiornamento e quelle avanzate da altri soggetti, accompagnate da un loro giudizio (positivo o negativo, anche questo debitamente illustrato), all'Autorità per la valutazione e l'eventuale approvazione.

Le modifiche apportate al Codice di rete Snam Rete Gas, soprattutto quelle avanzate nei primi mesi di applicazione, erano volte principalmente alla correzione di errori manifesti presenti nel testo e alla migliore formulazione di alcune clausole (senza peraltro modificarne il contenuto).

Ulteriori modifiche sono incorse, o sono tuttora previste, a seguito delle nuove disposizioni emanate dall'Autorità in ambito dell'attività del trasporto, ma non solo. Il Codice di rete, in quanto insieme delle condizioni generali di fornitura del servizio di trasporto, ha implicazioni su tutta la filiera del gas: lo sforzo dell'Autorità è stato volto anche all'armonizzazione delle regole del trasporto con quelle previste per le altre attività, *in primis* la distribuzione: è naturale dunque che non solo le necessità delle imprese di trasporto e degli operatori, ma anche l'attività di regolamentazione attuata dalla stessa Autorità abbia guidato l'aggiornamento del Codice di rete.

Per quanto riguarda il Codice Snam Rete Gas, nel corso dell'anno termico 2003-2004 sono pervenute complessivamente, senza contare le modifiche apportate da intervenute nuove disposizioni dell'Autorità, 51 richieste di aggiornamento, alcune delle quali presentate con "procedura d'urgenza" (la procedura d'urgenza comporta un *iter* di valutazione/trasmisione accelerato da parte dell'impresa di trasporto, e la possibilità di presentare tali richieste in qualunque momento dell'anno, anziché entro i termini previsti dal Codice per le altre: l'adozione di tale procedura vale per le richieste relative alla correzione di errori materiali manifesti, nonché nei casi in cui l'inserimento nella procedura ordinaria costituisse grave pregiudizio per la sicurezza e l'efficienza del sistema di trasporto). Nel corso del 2004 sono state effettuate quattro sessioni di aggiornamento, a gennaio, luglio, ottobre. L'ultima sessione, del 18 ottobre, in concomitanza con la delibera n. 180/04, illustrata in precedenza.

Delle proposte pervenute, 26 sono state recepite nei Codici di rete (28, considerando due approvazioni parziali): sul sito dell'Autorità sono indicati tutti gli aggiornamenti ai Codici effettuati, con il testo delle modifiche consultabile da tutti gli interessati; 17 proposte sono state respinte, avendo peraltro ricevuto giudizio negativo, quanto alla possibilità della loro adozione, già dall'impresa di trasporto: parte di tali proposte non era recepibile o non poteva trovare accoglimento presso il Codice di rete in quanto prevedeva la modifica del quadro normativo a monte del Codice stesso. Alcune delle proposte respinte invece non erano implementabili nell'immediato dall'impresa di trasporto poiché comportavano notevoli modifiche di tipo tecnico ai sistemi dell'impresa di trasporto.

L'Autorità ha tenuto comunque conto di tali proposte o ne terrà conto laddove le ritenesse valide, ai fini della predisposizione di provvedimenti sul tema. Esempio ne sia la delibera n. 41/05 – descritta in precedenza – sull'esenzione dai corrispettivi di scostamento per i carri bombolai, con la quale è stata anche accolta la richiesta di modifica del Codice avanzata a livello di associazione, dalle imprese che gestiscono stazioni di autotrazione. Infine, 6 proposte restano allo studio degli Uffici.

Dato il grande numero e l'alta frequenza di arrivo delle richieste, tali da necessitare di una gestione quasi giornaliera dell'attività di aggiornamento, Snam Rete Gas ha predisposto con l'avvio del nuovo anno termico un supporto informativo (Paggio) per gli utenti, disponibile sul sito Internet dell'impresa di trasporto, tramite il quale tutti i soggetti interessati possono avanzare le loro proposte, o presentare commenti alle proposte pubblicate per la consultazione, o ancora trovare la serie storica degli aggiornamenti, il testo delle proposte e il testo del Codice modificato, nonché lo stato delle proposte stesse nell'*iter* di presentazione/approvazione presso l'Autorità. Il supporto informatico è condiviso con l'Autorità per lo snellimento delle procedure di trasmissione dei documenti relativi all'aggiornamento del Codice di rete.

Nel febbraio 2005 è avvenuto il quinto aggiornamento del Codice di rete, stavolta dettato da una decisione del TAR Lombardia a cui l'Autorità ha dovuto prestare acquiescenza (delibera 16 febbraio 2005, n. 23, trattata nel box relativo al contenzioso sui Codici di rete).

Tale delibera ha comportato alcune modifiche pure del Codice di rete SGI: nel contempo è stato effettuato il primo aggiornamento del Codice SGI, per recepire anche le modifiche di tipo formale legate al cambio di ragione sociale della società e alla correzione di errori di testo.

Contenzioso sulle norme relative alla regolamentazione del trasporto

Delibera n. 23/05: Ottemperanza alla sentenza del TAR n. 2643, su alcune clausole dei Codici di rete Snam Rete Gas e SGI

L'accoglimento di un punto del ricorso presentato nell'ottobre 2003 da Eni presso il TAR Lombardia avverso le delibere di approvazione dei Codici di rete (delibere n. 75/03 e n. 144/03), è alla base della delibera dell'Autorità n. 23/05.

È utile, per chiarire quale fosse la contestazione di Eni, richiamare alcune disposizioni contenute nei Codici di rete.

Il Codice di rete prevede che la durata del conferimento di capacità di trasporto sia come minimo annuale, con relativa corresponsione della tariffa sulla medesima base annuale. Da ciò deriva che presso qualunque punto della rete, a prescin-

dere dal momento in cui gli utenti chiedano il conferimento di capacità, essi corrispondano la relativa tariffa dall'inizio dell'anno termico, a eccezione dei seguenti casi:

- casi di nuova capacità di trasporto resa disponibile da parte dell'impresa di trasporto durante l'anno: in tal caso gli utenti che ottengono tale capacità ne corrispondono la tariffa a partire dal momento in cui essa è disponibile;
- casi di trasferimento di capacità per subentro nella fornitura a clienti finali.

È appunto sulla seconda fattispecie, che verte il punto del ricorso di Eni in questione.

In merito a questo aspetto, il Codice prevede che in caso di trasferimento di capacità di trasporto da un utente a un altro, presso un punto di riconsegna della rete di trasporto, a seguito di subentro nella fornitura a un cliente finale, l'utente subentrante – avvalendosi del diritto a una valutazione ex novo della capacità che gli è necessaria per servire il cliente finale che ha acquisito – possa richiedere una capacità inferiore, uguale, o superiore alla capacità utilizzata dal fornitore precedente ("utente uscente") per servire il medesimo cliente.

Nel caso in cui l'utente subentrante chieda maggiore capacità rispetto all'utente uscente, per la quota di capacità ulteriore (definita "addizionale" da Snam Rete Gas, e "incrementale" da SGI), l'utente subentrante corrisponde la tariffa a partire dal momento del subentro.

Il Codice di rete Snam Rete Gas prevede inoltre che l'utente subentrante, qualora posteriormente al subentro necessiti di ulteriore capacità per servire il medesimo cliente finale nel corso dell'anno termico, corrisponda comunque la tariffa per tale quota di nuova capacità (capacità "aggiuntiva") a partire dalla data del subentro e non dall'inizio dell'anno termico.

Eni ha contestato gli aspetti che riguardano la corresponsione della tariffa di trasporto per entrambe le capacità, addizionale (ovvero incrementale) e aggiuntiva.

Con le sentenze n. 2643/2004 e n. 116/2005, il TAR Lombardia, accogliendo la contestazione ha ordinato la rimozione delle clausole della disciplina del trasferimento di capacità richiamate al secondo elenco).

L'Autorità, ottemperando quindi alle sentenze del TAR Lombardia, ha eliminato tali clausole con la delibera n. 23/05.

Delibera 18 febbraio 2005, n. 28: Appello presso il Consiglio di Stato avverso le sentenze del TAR Lombardia di annullamento parziale della delibera dell'Autorità n. 137/02, in seguito ai ricorsi di Energia S.p.A. ed Eni S.p.A.

In data 1 dicembre 2004 sono state depositate le sentenze n. 6097 e n. 6098, con le quali TAR Lombardia ha accolto – in parte qua – uno dei motivi dei ricorsi presenta-

ti dalle società Eni ed Energia, avverso la delibera n. 137/02 (la delibera contenente i criteri e gli obblighi per la predisposizione dei Codici di rete per l'attività del trasporto).

La contestazione delle due società riguarda l'art. 9 della delibera n. 137/02 (relativo all'accesso), nel quale le ricorrenti riscontrano una "illegittimità" rispetto ai dettami del decreto legislativo n. 164/00, laddove tale decreto dispone espressamente (art. 3, comma 8) che i contratti di importazione prevedano sempre un margine di flessibilità non inferiore a una soglia definita pari al 10 per cento della quantità contrattuale media giornaliera riconosciuta nella delibera n. 137/02.

Accogliendo la richiesta di Eni e di Energia, il TAR Lombardia ha ritenuto illegittime le disposizioni dei commi 9.1 e 9.4 della delibera n. 137/02, con riferimento al comma 3.8 del decreto, sostenendo che nel regolamentare il conferimento di capacità di trasporto nei punti della rete nazionale interconnessi con l'estero, l'Autorità non abbia tenuto conto "dell'elemento di flessibilità contemplato nel citato comma del decreto".

L'Autorità lo scorso febbraio ha presentato appello presso il Consiglio di Stato avverso tale decisione del TAR Lombardia. Ciò in quanto in realtà l'Autorità nel predisporre le regole per l'accesso ha in effetti considerato la disposizione che il TAR ritiene non sia stata accolta.

Peraltro lo stesso TAR nel corso delle sentenze riconosce all'Autorità, e solo a questa, il potere di disporre i criteri per l'accesso, attribuendole il compito di conciliare da un lato di "l'esigenza di garantire la pluralità di accesso alla rete in nome del principio di concorrenzialità e competitività del mercato" e dall'altro "l'esigenza di garantire ai titolari di contratti di importazione take or pay un accesso adeguato ai volumi di gas concordati".

E in effetti, come anche si legge nei considerati della delibera n. 137/02, l'Autorità al momento della predisposizione delle regole dell'accesso, ben conscia di queste esigenze, ha riconosciuto quale giusto compromesso il disporre un sistema di priorità che in primis tutelasse l'accesso dei contratti ante direttiva europea, ma pure ponendo il limite di tale tutela nella quantità contrattuale media (su base giornaliera), riconoscendo la flessibilità di cui al comma 3.8 del decreto legislativo n. 164/00 insieme ai contratti annuali.

Coordinamento internazionale della regolazione del settore del gas naturale Il 2004 è stato l'anno di inizio delle attività dell'*European Regulators Group for electricity and gas* (EREGG - www.ergg.org), nuovo soggetto istituito nel dicembre 2003 e composto dai regolatori europei dell'energia, che opera come corpo consultivo all'attività della Commissione europea. L'EREGG si affianca al *Council of European Energy Regulators* (CEER - www.ceer-eu.org), differen-

ziandosene per il riconoscimento formale che il primo ha ottenuto da parte della Commissione europea.

In seno all'ERGEG e al CEER l'Autorità ha contribuito, nel corso del 2004, con attiva partecipazione, alla redazione dei contributi sul tema del gas naturale, che sono stati presentati in occasione di due Forum di Madrid, in luglio e dicembre.

Il tema dell'accesso alle infrastrutture di stoccaggio è stato preponderante per tutto il 2004 e ha rappresentato la prima esperienza di attività dell'ERGEG. Per la rilevanza in Europa dell'esperienza italiana di regolazione della fase dello stoccaggio, l'Autorità ha svolto un ruolo propulsivo essendo a capo, in collaborazione con il CRE (il regolatore francese), della *task force* che si è occupata di redigere le *Linee guida* per l'accesso allo stoccaggio in Europa (*Guidelines for Good Third Party Access Practice for Storage System Operators* – GGSSO).

Le *Linee guida* per l'accesso allo stoccaggio hanno dato inizio al confronto con l'industria, proseguendo il progetto già tracciato con le raccomandazioni per l'introduzione dell'accesso di terzi alle infrastrutture di stoccaggio, redatte dall'Autorità e adottate dal CEER alla fine del 2003. La scelta della maggior parte degli Stati membri di optare per un regime di accesso negoziato alle infrastrutture di stoccaggio (anche in assenza di reali condizioni concorrenziali per questo servizio nell'Europa continentale) amplifica la portata delle *Linee guida*. Queste ultime intendono rimuovere uno dei principali "colli di bottiglia" – la chiusura ai terzi delle infrastrutture di stoccaggio – per l'apertura del mercato, identificando a livello europeo un *set* minimo di regole condivise che garantisca effettive condizioni non discriminatorie e omogenee tra paesi europei in tema di accesso allo stoccaggio di gas naturale.

Al fine di massimizzare il coinvolgimento di tutti gli attori interessati al processo di scrittura delle *Linee guida* per l'accesso allo stoccaggio, esse sono state oggetto di una consultazione formale, la prima sotto l'egida dell'ERGEG. La consultazione svolta nell'autunno del 2004 ha permesso di registrare un ampio consenso sui temi cardine delle GGSSO, evidenziando i rimanenti punti ancora oggetto di dibattito. L'accordo su un testo condiviso è stato possibile solo nel marzo 2005. L'implementazione delle *Linee guida* dovrà avvenire entro l'1 aprile 2005.

I principali aspetti portati all'attenzione del dibattito da parte dell'Autorità, quali la trasparenza delle condizioni commerciali e la loro pubblicazione, l'obbligo di offerta di un servizio minimo di stoccaggio e di gestione confidenziale delle informazioni, sono stati recepiti nel testo approvato lo scorso marzo. L'Autorità, in collaborazione con il regolatore francese, monitorerà l'applicazione delle *Linee guida* nei paesi dell'Unione europea.

Oltre ai lavori sull'accesso alle infrastrutture di stoccaggio, l'Autorità ha supportato gli esercizi di *Benchmarking* relativi all'applicazione del regime tariffa-

rio *entry-exit* per le infrastrutture di trasporto e delle *Linee guida* sul trasporto adottate dal settimo Forum di Madrid nel 2003.

In merito all'adozione del regime *entry-exit* in Europa è stata rilevata una generale mancanza di trasparenza sulle tariffe applicate e sui servizi offerti. Spesso questi ultimi infatti fanno parte di pacchetti complessivi (*bundle*) che non permettono l'identificazione e l'accesso ai singoli servizi. L'Italia, che da tempo ha implementato le tariffe *entry-exit*, è citata come uno degli esempi di riferimento, essendo le imprese di trasporto del nostro paese collocate tra le *best practice* del settore.

Anche relativamente alle *Linee guida* sul trasporto si è registrato un livello di implementazione non soddisfacente, che tuttavia migliora nei paesi in cui vi è un ente regolatore in grado di intervenire con competenze e poteri rilevanti. Il basso livello di implementazione ha dimostrato la reale utilità del regolamento gas (che riprende le *Linee guida* del trasporto) da poco approvato dal Parlamento europeo, con cui si è dato rilievo formale al contenuto degli accordi su base volontaristica di Madrid.

Struttura e organizzazione delle attività di stoccaggio e dei terminali di rigassificazione

Stoccaggio

Il sistema di stoccaggio per l'anno termico 2004-2005 (si ricorda che l'anno termico relativamente all'attività di stoccaggio comincia ad aprile, in concomitanza con l'inizio del ciclo di riempimento degli stoccaggi e si conclude nel marzo successivo, al termine dello svaso degli stessi) ha fornito complessivamente, ossia considerando nell'insieme i siti di stoccaggio gestiti da Stogit e da Edison Stoccaggio S.p.A., una disponibilità in termini di spazio per il *working gas* pari a circa 12,8 G(m³) al momento del conferimento. Tale valore comprende la quota riservata allo stoccaggio strategico, quest'ultima stabilita dal Ministero delle attività produttive ogni anno, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, sulla base della maggiore delle importazioni.

Per quanto riguarda il 2004, la quota di stoccaggio strategico dichiarata dal ministero (l'importazione di riferimento è stata quella dalla Russia), si è mantenuta come negli scorsi anno pari a 5,1 G(m³) (Tav. 4.8).

Lo spazio in stoccaggio che residua dalla riserva strategica, pari a quasi 7,7 G(m³), costituisce la disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario e di modulazione ciclica. La massima disponibilità di punta giornaliera in erogazione è complessivamente circa 252 M(m³) standard, valore subordinato al riempimento degli stoccaggi da parte degli utenti in misura almeno pari al 90 per cento dello spazio reso disponibile. I risultati della campagna conferimenti effettuata dalle imprese di stoccaggio lo scorso marzo 2004 sono riportati nella tavola 4.9.

La tavola mostra una variazione rispetto al 2003 per quanto riguarda il numero

TAV. 4.8 **DISPONIBILITÀ DI STOCCAGGIO IN ITALIA**

	MILIONI DI GJ AL GIORNO, PER LA PUNTA	MILIONI DI m ³ STANDARD
Spazio per stoccaggio strategico	198,27	5.110,13
Spazio per stoccaggio di modulazione ciclica e minerario	297,92	7.682,53
Disponibilità di punta per stoccaggio strategico	1,52	38,88
Disponibilità di punta per stoccaggio minerario, per modulazione oraria e bilanciamento operativo della rete di trasporto e di modulazione ciclica	8,29	213,62
Disponibilità di punta per stoccaggio di modulazione ciclica (interrompibile)	2,29	58,88

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Stogit ed Edison T&S.

TAV. 4.9 **CONFERIMENTI DI CAPACITÀ DI STOCCAGGIO RELATIVI AL SERVIZIO DI MODULAZIONE CICLICA**

IMPRESE DI STOCCAGGIO	ANNO TERMICO 2003-2004		ANNO TERMICO 2004-2005	
	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ)	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ)
Stogit	23	272.728.158 ^(A)	29	289.060.000 ^(A)
Edison Stoccaggio	5	9.602.374	5	8.859.424 + 952.500 (non garantito)

(A) Per il sistema di stoccaggi Stogit il PCS di riferimento è 38,7 MJ/m³ standard nel 2003-2004 e 37,8 nel 2004-2005.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Stogit ed Edison T&S.

dei fruitori del servizio di stoccaggio di modulazione ciclica (servizio di stoccaggio “di base” che prevede il periodo di iniezione da aprile a settembre e la possibilità di erogazione da ottobre al successivo marzo) presso Stogit. Il rialzo è correlabile all'aumentato numero di utenti del servizio di trasporto, cui il servizio di stoccaggio è funzionale.

Le capacità in termini di volumi di riserva attiva (*working gas*) messe a disposizione da Stogit nel 2004 sono state complessivamente pari a circa 12,55 G(m³) (circa 486,9 milioni di GJ, considerando un PCS pari a 38,8 MJ/m³ standard): 7,45 (circa 289 milioni di GJ) per il servizio di modulazione ciclica e minerario e 5,1 G(m³) per la riserva strategica. Rispetto allo scorso anno lo spazio per il servizio di modulazione offerto dalla società è leggermente superiore (di circa 400 M(m³), aumento dovuto principalmente a ottimizzazioni del complesso degli stoccaggi.

Gli utenti del servizio di modulazione ciclica di Stogit sono stati 29, di questi 9 erano titolari di stoccaggio strategico. Considerando anche i servizi speciali (17 utenti del servizio di modulazione aciclica e 28 del servizio di sbilanciamento), nonché la quota assegnata a Snam Rete Gas per il bilanciamento e la modula-

zione oraria, Stogit ha servito in tutto 38 utenti.

I volumi di gas movimentati dal complesso degli stoccaggi Stogit, al febbraio 2005 risultano pari a circa 14,68 G(m³): 7,32 in erogazione e a lordo dei consumi, 7,36 in iniezione.

Le capacità in termini di volumi di *working gas* messe a disposizione da Edison Stoccaggio nell'anno termico 2004-2005 sono state pari a circa 268 M(m³), di cui circa 25 M(m³) interrompibili a causa della concomitanza dei lavori di potenziamento della centrale di Collalto. Lo spazio è stato conferito agli utenti del servizio di modulazione ciclica e del servizio strategico, nonché, ai fini del bilanciamento della rete di trasporto, alla SGI. In tutto, gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati sette: 5 quelli del servizio di base (di cui uno ha usufruito anche del servizio di stoccaggio strategico), e 2 dei servizi speciali (servizio di stoccaggio ai fini di bilanciamento della rete di trasporto, e stoccaggio di modulazione "Asimport"). Alcuni utenti del servizio di modulazione ciclica inoltre nel corso dell'anno hanno potuto ottenere un incremento in termini di spazio e di punta per il servizio di base.

I volumi di gas movimentati complessivamente dallo *hub* stoccaggio Edison (campi di Cellino e Collalto) nell'anno termico 2004-2005 (consuntivo al febbraio 2005) sono stati pari a circa 439 M(m³) (16.758.627 GJ): più o meno 235 movimentati in iniezione (8.968.685 GJ) e 204 (7.789.942 GJ) movimentati in erogazione. A completamento dell'anno termico si prevede che l'erogato complessivo sarà di circa 246 M(m³) (considerando le previsioni per il mese di marzo 2005).

Per quanto riguarda il sistema Edison Stoccaggio, attualmente sono in fase di realizzazione i lavori per una prima fase di potenziamento del campo di Collalto che termineranno durante l'estate del 2005; ciò consente di mettere a disposizione dei clienti prestazioni superiori al precedente anno termico.

Emergenza climatica del febbraio 2005

Il sistema gas nazionale nel corso degli ultimi mesi invernali è stato duramente messo alla prova, in particolare nel periodo fine febbraio, inizio marzo 2005. In applicazione di quanto stabilito al punto 21 della procedura di emergenza per fronteggiare la mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale, approvata con decreto del Ministero delle attività produttive del 25 giugno 2004, su conforme parere del Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas, in data 24 gennaio è stata dichiarato lo stato di "emergenza climatica".

È opportuno ricordare a tal proposito che la procedura citata prevede una serie di misure da applicare in base alla necessità di gas del sistema, misure che vanno dalla massimizzazione delle importazioni, all'interruzione delle forniture interrompibili, all'interruzione della fornitura di gas per le centrali *dual fuel*, sino al ricorso allo stoccaggio strategico. Inoltre il decreto del ministero prevede la sospensione dell'applicazione dei corrispettivi di bilanciamento disposti dall'Auto-

rità nella delibera n. 137/02, in particolare dei corrispettivi di scostamento presso i punti di entrata in rete degli stoccaggi e dei corrispettivi di disequilibrio.

Nel corso dell'emergenza climatica sono state applicate alcune di queste misure, quali la massimizzazione delle importazioni e l'interruzione delle forniture con contratto interrompibile. Alcune imprese hanno fatto inoltre ricorso allo stoccaggio strategico.

Lo stato di emergenza è cessato in data 15 marzo. Il Ministero delle attività produttive, congiuntamente con l'Autorità, ha avviato una indagine conoscitiva sugli eventi dell'inverno 2004-2005 e sui comportamenti degli utenti e degli operatori del sistema gas. È necessario infatti far luce sulle cause che hanno determinato l'emergenza in presenza di un inverno mediamente non rigido – infatti solo in pochi casi si sono raggiunte temperature prossime a quelle dell'inverno freddo con frequenza ventennale – e verificare le disponibilità complessive del sistema, con particolare riguardo agli stoccaggi, ai fini della salvaguardia e della sicurezza dello stesso.

Situazione delle istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Per quanto riguarda i progetti di nuovi siti di stoccaggio, la tavola 4.10 riassume lo *status* dell'assegnazione delle concessioni da parte del Ministero delle attività produttive, comprendente i siti selezionati dal Ministero delle attività

TAV. 4.10 ISTANZE DI CONCESSIONE DI STOCCAGGIO AL DICEMBRE 2004

DENOMINAZIONE ISTANZA	TIPOLOGIA	CAPACITÀ NOMINALE M(m ³)	REGIONE	PROV.	STATO ISTRUTTORIA
Alfonsine	Giacimento	1.550	Emilia Romagna	RA	Assegnato a Stogit
Bordolano	Giacimento	1.440	Lombardia	CR	Assegnato a Stogit
Rivara	Acquifero	3.000	Emilia Romagna	MO-BO	Assegnato a Independent Gas Management per 5 anni – VIA da fare
Canton	Acquifero	1.500	Veneto	VE	Sospesa (in attesa esito Rivara)
Colle Tronco	Acquifero	80	Lazio	FR	Rigettata
Cornegliano	Giacimento	590-1.010	Lombardia	LO	Accolta – VIA da fare
Cotignola	Giacimento	380	Emilia Romagna	RA	Assegnata a Edison Stoccaggio-VIA da fare
San Potito	Giacimento	260			
Cugno Le Macine	Giacimento	420	Basilicata	MT	Assegnato a Geogas – VIA da fare
Serra Pizzuta	Giacimento	100/180			

Fonte: Ministero delle attività produttive.

produttive per la conversione a stoccaggio nel 2001 nonché siti individuati dagli operatori (Rivara, Canton, Colle Tronco, istanze di stoccaggio in acquifero presentate da Independent Gas Management).

Terminali di GNL

La tavola 4.11 riassume i dati dei progetti presentati per la realizzazione di nuovi terminali sulle coste italiane e lo stato attuale del loro iter autorizzativo. Per quanto riguarda il terminale di Rovigo, ai sensi dell'art. 1, comma 17, della legge n. 239/04, la società Edison Lng S.r.l. ha presentato richiesta di esenzione

TAV. 4.11 STATO DEI PROGETTI DI TERMINALI GNL PRESENTATI E AUTORIZZATI

PROGETTO	UBICAZIONE	SOCIETÀ	CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE G(m ³)/ANNO	STATO DELL'ITER AUTORIZZATIVO
Porto Levante Offshore	Porto Levante (Rovigo)	Edison LNG	Ampliamento fino a 8	Rilasciata (nov '04) autorizzazione MAP all'ampliamento
Brindisi	Brindisi	Brindisi LNG	8	Rilasciata (gen '03) autorizzazione MAP; progetto in discussione presso le autorità locali
Toscana Offshore	Al largo della costa tra Livorno e Marina di Pisa	OLT - Offshore LNG Terminal	3 (espandibili a 6)	Effettuata VAS Regione positiva (lug '04); VIA MATT positiva; parere contrario di Provincia e Comune di Pisa; in attesa esito da riunione Conferenza dei servizi
Rosignano	Rosignano Marittimo (Livorno)	Edison	3	Effettuata VAS Regione (lug '04); VIA Regione negativa; richiesta di modifiche al progetto da parte del Comune; VIA nazionale positiva; delibera negativa della giunta regionale in pendenza al TAR che non ha riconosciuto la sospensiva
Gioia Tauro ^(A)	Gioia Tauro (Reggio Calabria)	Società Petroliera Gioia Tauro	4,2 (espandibili a 8)	Conferenza dei servizi svolta (apr '03); VIA attivata da autorità portuale; parere negativo del Consiglio superiore dei lavori pubblici sul piano dell'autorità portuale con richiesta di modifiche al progetto; verbale della conferenza dei servizi impugnato al TAR per parere espresso dall'autorità portuale
San Ferdinando ^(A)	San Ferdinando (Reggio Calabria)	LNG Terminal	6 (espandibili a 12)	Conferenza dei servizi svolta (apr '03); richiesta di modifiche al progetto per renderlo compatibile con il potenziamento del porto di Gioia Tauro
Taranto	Taranto	Gas Natural	8	Prima riunione conferenza dei servizi (set '04); in attesa di VIA
Zaule	Zaule (Trieste)	Gas Natural	8	Competente è la Regione Friuli Venezia Giulia; procedimento da iniziare
Trieste Offshore	Trieste	Endesa	8	Esaminato progetto preliminare
Porto Empedocle	Porto Empedocle (Agrigento)	Nuove Energie	8	Competente è la Regione Sicilia; procedimento iniziato

(A) Presentato (marzo 2005) un nuovo progetto unificato da parte della società LNG Med Gas Terminal nel porto di Gioia Tauro con capacità di 12 G(m³)/anno.

Fonte: Ministero delle attività produttive.

dalla disciplina che prevede il diritto di accesso di terzi, per una quota della nuova capacità realizzata con il terminale di rigassificazione. Si ricorda che il Ministero delle attività produttive già nel 2000 aveva autorizzato la società Edison Gas, cui successivamente è subentrata la società Edison Lng, a realizzare il terminale per una capacità massima di rigassificazione equivalente a 4 G(m³) all'anno. Nel novembre 2004 (decreto 11 novembre 2004, n. 17282), ne è stata autorizzata l'espansione sino alla capacità di 8 G(m³)/anno. Ai sensi della legge n. 239/04, il ministero, su parere dell'Autorità (delibera 23 novembre 2004, n. 206), ha concesso l'esenzione per una quota pari all'80 per cento della capacità del nuovo terminale, per un periodo di tempo pari a venticinque anni dall'avvio dell'operatività del terminale.

La società Edison Lng, interamente controllata da Edison, è stata costituita con lo scopo di realizzare e gestire impianti per la rigassificazione del GNL. Nel novembre 2003 ExxonMobil Italiana Gas S.r.L. (società del gruppo ExxonMobil) e Qatar Petroleum (società dello Stato del Qatar) hanno sottoscritto con Edison un accordo per l'acquisto del 45 per cento ciascuna del capitale sociale di Edison Lng, al fine di costituire un'impresa comune avente per oggetto la realizzazione e la gestione del terminale di Rovigo. L'operazione di concentrazione realizzata con tale accordo è stata approvata dall'AGCM (provvedimento 25 marzo 2004, n. 13036). La quota di capacità del terminale, oggetto della richiesta di esenzione, è destinata a essere utilizzata per la rigassificazione di GNL prodotto in Qatar e fornito dalla società Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II (di seguito: Rasgas) detenuta al 30 per cento da società del gruppo ExxonMobil e per il 70 per cento da Qatar Petroleum. Nel 2003, Edison ha concluso con Rasgas un contratto per l'acquisto di GNL, con consegna presso il terminale, per un periodo di 25 anni.

Il progetto per la realizzazione del terminale di rigassificazione di GNL a Brindisi della British Gas, che con la partecipazione di Enel al 50 per cento ha costituito la società Brindisi Lng S.p.A., è stato autorizzato dal Ministero delle attività produttive. La capacità annua, prevista inizialmente in 4 miliardi di metri cubi, è cresciuta a 8 G(m³). Anche Brindisi Lng ha presentato richiesta di esenzione dalla disciplina di accesso ai terzi: il ministero ha concesso l'esenzione per una quota pari all'80 per cento della capacità di rigassificazione del terminale per un periodo di 20 anni, su parere favorevole dell'Autorità (intervenuta con delibera 22 marzo 2005, n. 46).

Attività di regolazione economica e tecnica dello stoccaggio e dei terminali di rigassificazione

Nel corso del 2003 l'attività di regolazione economica da parte dell'Autorità ha riguardato l'aggiornamento delle tariffe di stoccaggio e di rigassificazione del GNL. Per quanto concerne la regolazione tecnica, gran parte dell'attività svolta è stata relativa a disposizioni in materia di criteri per l'accesso e l'utilizzo dei terminali di rigassificazione del GNL.

Aggiornamento delle tariffe di stoccaggio

Ai sensi dell'art. 8, comma 4, della delibera 27 febbraio 2002, n. 26, sono state pubblicate sul sito Internet dell'Autorità le tariffe relative al servizio di stoccaggio del gas naturale riferite all'anno termico 2004-2005 delle società Stogit ed Edison T&S (Tav. 4.12)

TAV. 4.12 TARIFFE DI STOCCAGGIO PER L'ANNO TERMICO 2004-2005

€/GJ/anno se non altrimenti indicato

CORRISPETTIVI	STOGIT	EDISON T&S
Corrispettivo unitario di spazio fs	0,255461	0,45
Corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera fp	10,099129	13,10
Corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera (interrompibile) fp	-	9,17
Corrispettivo unitario per la messa a disposizione del gas detenuto dall'impresa ai fini dello stoccaggio strategico fd	0,171085	-
Corrispettivo unitario di iniezione ed erogazione CVS	0,091449 (€/GJ)	-
Corrispettivo unitario di iniezione ed erogazione (flusso) CVS	-	0,25 (€/GJ)
Corrispettivo unitario di iniezione ed erogazione (controflusso) CVS	-	0,1 (€/GJ)
Corrispettivo di punta giornaliera fpq	-	0,35
Corrispettivo di spazio giornaliero fsg	-	0,01

Le tariffe di Stogit sono state aggiornate secondo quanto previsto dall'art. 8, comma 1, della delibera n. 26/02, tenuto conto dell'inflazione e del recupero di produttività fissato dall'Autorità, pari al 2,75 per cento annuo. In conseguenza di tale meccanismo di aggiornamento le tariffe del servizio di stoccaggio sono diminuite rispetto all'anno termico precedente dello 0,25 per cento.

Le tariffe del servizio di stoccaggio della società Edison T&S sono state invece determinate ai sensi dei commi 2 e 4 dell'art. 5, della delibera n. 26/02, relativi ai nuovi campi di stoccaggio e ai campi di stoccaggio non ancora a regime.

Aggiornamento delle tariffe dei terminali di GNL (delibera n. 114/04)

Insieme alle tariffe di trasporto l'Autorità ha approvato, con delibera 14 luglio 2004, n. 114, le tariffe per l'utilizzo dei terminali di GNL per l'anno termico 2003-2004 (Tav. 4.13) ultimo anno del periodo di regolazione, che terminerà il 30 settembre 2005. Tali tariffe sono ridotte dell'1,7 per cento nominale rispetto a quelle dell'anno precedente (cosa che corrisponde a una riduzione media del 4,2 per cento in termini reali). Complessivamente, nel primo periodo di regolazione la tariffa di rigassificazione è diminuita, in termini reali, di circa il 13 per cento.

TAV. 4.13 **TARIFFE PER L'UTILIZZO DEL TERMINALE DI PANIGAGLIA DI GNL ITALIA PER L'ANNO TERMICO 2004-2005**

CORRISPETTIVI UNITARI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Di impegno associato ai quantitativi di GNL scaricato CQS	€/a/m ³ liquido	3,102968
Associato agli approdi contrattuali CNA	€/numero di approdi in un anno	23.816,756937
Variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati CVL	€/GJ	0,065321
CVLP	€/GJ	0,004277
Perdite	per m ³ rigassificato	2%

Garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del GNL

Nel luglio del 2004 l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione sulle garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del GNL e norme per la predisposizione dei Codici di rigassificazione. Allo stato attuale sono pervenute osservazioni da parte di operatori del settore. È in corso di predisposizione il relativo provvedimento, sulla base del quale le imprese di rigassificazione redigeranno e invieranno all'Autorità i loro Codici di rigassificazione per l'approvazione.

Adozione di un provvedimento nei confronti di GNL Italia e avvio di istruttoria formale (delibera n. 120/04)

Con la delibera 12 febbraio 2004, n. 16, l'Autorità ha avviato una istruttoria formale nei confronti di GNL Italia in relazione al rifiuto opposto alla richiesta formulata dalla società Gas Natural Vendita Italia S.p.A. per l'accesso al servizio di rigassificazione continuativo per l'anno termico 2003-2004 presso il terminale di rigassificazione di GNL gestito dalla medesima GNL Italia (si veda a proposito la *Relazione Annuale* dello scorso anno).

L'Autorità ha ritenuto illegittimo il rifiuto opposto da GNL Italia riscontrando la violazione delle disposizioni transitorie in materia contenute nella delibera n. 120/01, le quali prevedono che la capacità di rigassificazione sia conferita su base annuale assicurando la parità di trattamento degli utenti. Conseguentemente con la delibera del 20 luglio 2004, n. 120, l'Autorità ha ordinato a GNL

Italia di consentire l'accesso al servizio di rigassificazione da essa gestito alla società Gas Natural Vendita Italia e ha avviato un'istruttoria formale nei confronti della medesima GNL Italia, ai fini dell'adozione di una sanzione amministrativa pecuniaria ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95. Tale istruttoria si è conclusa con la delibera n. 2 del 12 gennaio 2005 con la quale l'Autorità ha approvato l'irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria nei confronti della società GNL Italia.

Approvazione delle condizioni generali di accesso predisposte da GNL Italia (delibera n. 184/04)

Al fine di dare piena attuazione ai contenuti della delibera n. 120/04, GNL Italia ha definito condizioni generali per l'accesso al servizio di rigassificazione e modalità di erogazione del servizio valide per l'anno termico 2004-2005. L'Autorità con la delibera del 20 ottobre 2004, n. 184, ha approvato tali condizioni subordinatamente ad alcune modifiche sostanziali che tengono conto dell'esigenza di massimizzare l'utilizzo del terminale nell'attuale contesto dell'approvvigionamento di GNL per il mercato italiano, caratterizzato dalla parziale indisponibilità dell'impianto di liquefazione algerino di Skikda, a seguito dell'incidente avvenuto nel gennaio 2004, che ha determinato una forte riduzione dei volumi di GNL consegnati presso il terminale. A tal fine l'Autorità ha previsto che la capacità di rigassificazione per l'anno termico 2004-2005 sia conferita prioritariamente ai soggetti che si impegnano a consegnare su base annuale volumi di GNL presso il terminale e limitatamente a tali volumi. Nel caso in cui un utente non consegna i volumi di GNL oggetto della priorità di accesso, è prevista l'applicazione di un corrispettivo.

Inoltre, al fine di rendere disponibile in tempi adeguati ad agevolarne l'utilizzo la capacità di rigassificazione impegnata, ma non utilizzata, dagli utenti continuativi del terminale, l'Autorità ha previsto una programmazione delle consegne di GNL anticipata rispetto a quella inizialmente prevista nelle condizioni generali di accesso al servizio predisposte da GNL Italia. In particolare i volumi consegnati in ciascun mese sono comunicati da ogni utente entro la fine del secondo mese precedente, anziché entro la fine del mese precedente.

Avvio di istruttoria conoscitiva sulla gestione del terminale di Panigaglia (delibera n. 204/04)

Nel corso dell'attività di regolazione e istruttoria relativa al servizio di rigassificazione è emersa l'esigenza di approfondire alcuni temi relativi all'approvvigionamento del GNL per il mercato italiano e alle modalità con le quali si è svolto tale servizio presso l'impianto di Panigaglia. In particolare tali temi riguardano:

- il mancato utilizzo da parte della società Eni dell'intera capacità del terminale a essa conferita per gli anni termici 2002-2003 e 2003-2004, relativamente ai quali altri utenti avevano formulato richieste per l'accesso al servizio di rigassificazione di tipo continuo, rifiutate da GNL Italia, invece, per

insufficienza di capacità;

- le modalità con le quali si è svolto l'accesso al servizio di rigassificazione *spot*, relativamente al quale, negli anni termici 2001-2002 e 2002-2003, un unico operatore ha ottenuto il 90 per cento della capacità conferita;
- l'incertezza dei tempi e delle modalità, segnalate da alcuni operatori, con le quali la società GNL Italia effettua le necessarie verifiche sull'omologazione delle navi metaniere ai fini dell'approvazione per la scarica presso il terminale di Panigaglia;
- la mancata realizzazione di interventi di potenziamento del terminale di rigassificazione di Panigaglia, a seguito dell'offerta da parte di alcuni operatori di sostenerne il costo al fine di ottenere l'accesso al terminale.

Con riferimento a questi temi l'Autorità, allo scopo di verificare la sussistenza dei presupposti per l'adozione di provvedimenti di propria competenza per la tutela e la promozione della concorrenza nonché per la tutela della libertà di accesso al terminale stesso, ha avviato, con la delibera del 18 novembre 2004, n. 204, una istruttoria conoscitiva sulla gestione e l'utilizzo del terminale di rigassificazione di GNL di Panigaglia.

Struttura e organizzazione delle attività di distribuzione

Aggiornamento struttura distribuzione

Da un triennio si assiste a una costante diminuzione del numero delle imprese di distribuzione e all'acquisizione da parte di grandi gruppi industriali, italiani e stranieri, di piccole e medie imprese. Nel periodo marzo-ottobre 2004, 17 società di distribuzione sono state acquisite da altre imprese operanti nel settore o si sono fuse per la costituzione di una nuova società; a queste si aggiungono le 17 acquisizioni registrate nel 2002 e le 30 nel 2003.

Durante il 2004 circa 80 distributori, di cui 50 Comuni che gestivano direttamente il servizio, hanno ceduto le proprie attività ad altri soggetti. Nel corso del 2002, erano state effettuate 110 cessioni (di cui 10 da parte di Comuni) e 80 gestioni dirette erano cessate.

Complessivamente, dai 750 soggetti operanti nella distribuzione alla fine degli anni Novanta si è scesi ai 560 circa del 2003 e ai circa 480 del 2004.

Da questi dati si può percepire che la ristrutturazione del settore è in corso e sta proseguendo, dopo una fase più intensa, a un andamento leggermente più lento rispetto allo scorso biennio. La tendenza positiva di una aggregazione degli esercenti della distribuzione rimane; il settore si sta riorganizzando migrando verso una struttura industriale costituita da imprese medio-grandi.

Sotto il profilo della natura societaria del soggetto esercente l'attività di distri-

TAV. 4.14 TIPOLOGIA DI NATURA SOCIALE DEGLI ESERCENTI IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE GAS

TIPOLOGIA	NUMERO	QUOTA PERCENTUALE
Diretta del Comune	61	12,7
Società per azioni	206	42,7
Società a responsabilità limitata	185	38,4
Società in nome collettivo	2	0,4
Società in accomandita semplice	2	0,4
Società consortile per azioni	2	0,4
Società consortile a responsabilità limitata	5	1,0
Società cooperativa a responsabilità limitata	4	0,8
Azienda speciale	6	1,2
Azienda speciale consortile	5	1,0
Consorzi	4	0,8
Totali	482	100,0

buzione, al primo ottobre 2004 risultavano prevalenti le società per azioni e le società a responsabilità limitata (rispettivamente pari al 42,7 e al 38,4 per cento). Complessivamente, gli impianti di distribuzione all'inizio del nuovo periodo regolatorio (1 ottobre 2004) erano 3.268.

Gare sulla distribuzione

Per quanto riguarda le gare per l'affidamento del pubblico servizio del gas naturale, vi è da rilevare che l'avvicendamento di norme e orientamenti giurisprudenziali, pur perseguendo l'obiettivo di anticipare il regime di liberalizzazione del mercato del gas secondo i principi concorrenziali imposti dalla norme comunitarie, sembra comunque rimettere nuovamente in discussione l'equo temperamento tra l'interesse pubblico a una gestione concorrenziale del servizio (onde migliorare la qualità del servizio e diminuirne tendenzialmente i costi) e gli interessi privati dei soggetti eroganti il servizio medesimo, i quali già vedono limitate le proprie prospettive di guadagno alla luce della scadenza anticipata delle loro concessioni.

Dopo l'adozione da parte dell'Autorità della proposta al Ministero delle attività produttive avente a oggetto lo schema di contratto tipo per l'affidamento del servizio di distribuzione, ai sensi dell'art. 14, comma 1, del decreto legislativo n. 164/00, l'entrata in vigore della legge n. 239/04, ha in parte modificato

quanto previsto dall'art. 15 del medesimo decreto legislativo che disciplina il regime di transizione nell'attività di distribuzione del gas al fine di attuare, con gradualità, gli obiettivi di liberalizzazione e di concorrenza in questo settore. Ciò, in particolare, per l'interpretazione autentica contenuta nell'art. 1, comma 69, della legge n. 239/04, secondo cui è fatta salva la facoltà di riscatto anticipato del servizio, durante il periodo transitorio e da parte degli enti locali.

Sul medesimo regime è poi intervenuta la Direzione Generale dell'Energia e delle Risorse Minerarie del Ministero delle attività produttive che ha inviato agli enti locali e alle imprese di distribuzione, per il tramite delle associazioni di categoria, una circolare di chiarimento nella quale ha affermato, tra l'altro, che il termine del periodo transitorio di cui all'art. 15 del decreto legislativo n. 164/00, per effetto dell'entrata in vigore della legge n. 239/04, è ora fissato al 31 dicembre 2007.

Successivamente e in merito al medesimo tema, è giunta la sentenza del 28 febbraio 2005, n. 111, del TAR Lombardia, sezione di Brescia, che si è posta in contrasto con quanto affermato dalla sopra citata circolare e la sentenza del 25 gennaio 2005, n. 36, del medesimo tribunale secondo cui è fatta salva, a seguito dell'interpretazione autentica contenuta nell'art. 1, comma 69, della legge n. 239/04, la facoltà di riscatto anticipato del servizio da parte degli enti locali durante il periodo transitorio.

Attività di regolazione economica e tecnica della distribuzione

Regolazione dell'accesso alla rete di distribuzione (delibera n. 138/04)

In merito all'attività di regolazione tecnica della distribuzione, con la delibera n. 138/04, l'Autorità ha stabilito i criteri atti a consentire il libero accesso alle infrastrutture appartenenti agli impianti di distribuzione e gli obblighi per le imprese che svolgono il servizio di distribuzione, ai sensi dell'art. 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00.

Il provvedimento si compone di due parti: la prima, relativa all'accesso, definisce gli obblighi per le imprese e disciplina la fase pre-contrattuale, ossia la fase che si conclude con la sottoscrizione del contratto di distribuzione tra utente e impresa di distribuzione; la seconda provvede a regolare l'erogazione del servizio (il dettaglio delle disposizioni della delibera è contenuto nel riquadro a essa dedicato). Allegato al provvedimento vi è uno schema di Codice di rete che l'Autorità ha disposto, anche sulla base dell'esperienza del Codice di rete per il trasporto, al fine di uniformare il contenuto dei Codici di rete delle diverse imprese di distribuzione, indicando nelle sezioni e nei capitoli previsti il contenuto minimo che ogni Codice di rete deve comprendere.

Le sezioni dello schema di Codice di rete per la distribuzione, organizzate in ca-

pitoli, riguardano: l'informazione, l'accesso e l'erogazione del servizio, la misura e la qualità del gas naturale, l'amministrazione, le emergenze, la qualità del servizio e la procedura di aggiornamento del Codice stesso.

A integrazione dei criteri e degli obblighi definiti nel provvedimento, l'Autorità ha previsto inoltre (con la collaborazione delle associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione), la definizione di un "Codice di rete tipo" per la distribuzione, a garanzia che i Codici di rete adottati dalle imprese di distribuzione abbiano un contenuto quanto più omogeneo. Data infatti la complessa situazione dell'attività allo stato attuale in Italia, connotata da un numero elevato di imprese e da un elevato grado di frammentazione e di varietà delle forme organizzative, l'applicazione della disposizione del decreto legislativo n. 164/00 (art. 24, comma 5) per la quale ogni impresa di distribuzione adotta un proprio Codice, avrebbe determinato una eccessiva diversificazione dei Codici di distribuzione e avrebbe costituito un possibile ostacolo all'apertura del mercato del gas alla concorrenza (si pensi a un venditore che per arrivare al cliente finale debba sottoscrivere più contratti di distribuzione e dunque sottostare a più Codici di distribuzione tra loro diversi).

In seguito all'entrata in vigore del Codice di rete tipo, l'impresa di distribuzione può adottare il proprio Codice di rete optando fra le seguenti alternative:

- adottare il Codice di rete tipo, mediante apposita dichiarazione scritta trasmessa all'Autorità;
- redigere il proprio Codice sulla base dello schema di Codice di rete allegato al provvedimento.

Laddove l'impresa di distribuzione adotti il Codice tipo quale proprio Codice di rete, l'approvazione si intende automaticamente rilasciata. L'impresa, laddove ne abbia necessità, e motivando debitamente le proprie specifiche esigenze, può comunque integrare il Codice tipo con ulteriori clausole, le quali saranno però sottoposte ad approvazione da parte dell'Autorità.

Delibera n. 138/04**Natura del servizio di distribuzione**

Recependo il dettato del decreto legislativo n. 164/00, il provvedimento definisce il servizio di distribuzione del gas come servizio pubblico, consistente nell'utilizzo di un impianto di distribuzione mediante il prelievo, a uno o più punti di riconsegna, del gas naturale immesso presso uno o più punti di consegna del medesimo impianto di distribuzione o dell'impianto direttamente o indirettamente interconnesso.

Nel caso in cui un medesimo impianto di distribuzione sia gestito da più imprese di distribuzione, e nel caso di impianti di distribuzione alimentati da altri impianti di distribuzione (e non direttamente dalla rete di trasporto), per i punti di interconnessione tra diversi impianti di distribuzione e/o per le diverse porzioni del medesimo impianto, il provvedimento dispone la definizione di accordi per l'ottimizzazione della gestione tecnica degli impianti.

L'utente interessato alla fornitura di un punto di riconsegna (presso un cliente finale) stipula il contratto di distribuzione solamente con l'impresa che gestisce tale punto di riconsegna.

Obblighi informativi e di coordinamento

Il provvedimento dispone una serie di obblighi informativi in capo e/o a vantaggio degli utenti e delle imprese di distribuzione e di trasporto, oltre che per l'Autorità: ciò al fine di colmare le asimmetrie informative tra i venditori che operano nelle realtà distributive locali in regime di monopolio, e gli altri operatori che mirano a ottenere l'accesso in quelle realtà ma che non dispongono di informazioni in merito.

L'impresa di distribuzione pubblica e mantiene aggiornato, anche sul proprio sito Internet, l'elenco degli impianti di distribuzione gestiti, la loro ubicazione, l'elenco dei punti di consegna direttamente o indirettamente (tramite altri impianti di distribuzione) collegati ai punti di riconsegna presenti sugli impianti che gestisce e dei punti di interconnessione (qualora presenti) con altri impianti. Indica, inoltre, le proprie sedi, presso le quali mette a disposizione di eventuali richiedenti le informazioni tecniche e descrittive degli impianti.

Per ciascun impianto di distribuzione l'impresa di distribuzione rende pubblici, con diverse scadenze, i piani di sviluppo e manutenzione relativi agli impianti gestiti.

Il provvedimento prevede per le imprese di distribuzione obblighi informativi nei confronti di altre imprese di distribuzione, quelle interconnesse con il proprio impianto: lo scopo di questi obblighi è principalmente quello di garantire l'efficienza e la sicurezza del servizio di distribuzione e di favorire il libero gioco della concorrenza nel segmento della vendita, scoraggiando comportamenti opportunistici nei processi di accesso e di allocazione.

L'impresa di distribuzione è inoltre tenuta al rispetto di obblighi informativi nei confronti dell'impresa di trasporto. Tali obblighi sono funzionali al corretto svolgimento delle operazioni di allocazione dei volumi di gas riconsegnati agli utenti nel punto di interconnessione (punto di consegna).

Il provvedimento dispone che ogni impresa di distribuzione renda pubblici i propri profili di prelievo standard, associati a categorie d'uso del gas: successivamente l'Autorità definirà con proprio provvedimento tali profili e le associate categorie.

Accesso al servizio di distribuzione

Il provvedimento introduce la procedura relativa all'accesso presso i punti di riconsegna degli impianti di distribuzione, elencando il contenuto della richiesta di accesso e le modalità di esame della stessa da parte dell'impresa di distribuzione.

Dalla procedura di accesso sono esclusi i punti di riconsegna già attivi al momento dell'entrata in vigore del provvedimento: per tali punti, che costituiscono oggetto dei rapporti contrattuali in essere, vige il concetto della "continuità dell'accesso".

La procedura di accesso si applica ai punti di riconsegna con prelievi annui superiori a 50.000 m³ standard nei casi di:

- *nuove attivazioni;*
- *variazione del massimo prelievo orario nei punti di riconsegna già attivi;*
- *riattivazioni.*

Tenuto conto che il servizio di distribuzione è funzionale alla fornitura del cliente finale, la richiesta di accesso descritta dal provvedimento è caratterizzata da un insieme di dati relativi alle caratteristiche correlate al punto di riconsegna e alle modalità di prelievo, e da dichiarazioni che attestino l'esistenza di contratto di fornitura con il cliente finale presso il punto di riconsegna nonché la disponibilità di gas presso il punto o i punti di consegna.

Il provvedimento introduce anche la procedura relativa all'accesso per sostituzione nella fornitura al cliente finale (switching) riguardante tutti i punti di riconsegna, per qualsiasi entità di prelievo.

Tale procedura comporta il trasferimento dell'accesso dall'utente uscente all'utente subentrante, inteso come automatica surrogazione dell'utente subentrante nella posizione dell'utente uscente, a parità di condizioni di riconsegna (massimo prelievo orario, impegno giornaliero, categoria d'uso), senza disattivazione del punto di riconsegna.

Il provvedimento prevede, tra la documentazione da inserire nella richiesta di accesso per sostituzione nella fornitura al cliente finale, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà o atto equipollente rilasciata dal cliente finale che

attesti la cessazione del rapporto contrattuale tra il medesimo cliente finale e l'utente uscente.

La tempistica per la procedura di switching è stata predisposta al fine di rendere compatibile l'operazione di switching nel sistema di distribuzione con la medesima operazione prevista nel sistema di trasporto. Il sistema di distribuzione e il sistema di trasporto a monte sono strettamente legati, essendo uno in un certo senso il prosieguo dell'altro: dal sistema di trasporto derivano i flussi di gas che vengono distribuiti nel sistema di distribuzione, e il confine tra i due sistemi è la cabina Remi (cabina di regolazione e misura) che rappresenta, allo stesso tempo, il punto terminale del sistema di trasporto (punto di riconsegna) e il punto iniziale (punto di consegna) del sistema di distribuzione.

Interruzione e sospensione dell'erogazione del servizio

Il provvedimento prevede una procedura dettagliata riguardante la chiusura del punto di riconsegna e l'eventuale interruzione della fornitura di gas in caso di morosità del cliente finale. In caso di morosità del cliente finale nei confronti dell'utente, infatti, quest'ultimo può richiedere all'impresa di distribuzione la chiusura del punto di riconsegna o l'interruzione del punto, al fine di evitare che lo stesso cliente finale si appropri indebitamente di gas.

Sono inoltre disciplinati i casi in cui l'impresa di distribuzione sospende l'erogazione del servizio di distribuzione. Nei casi di interventi di manutenzione, interventi di dismissione, estensione o potenziamento dell'impianto di distribuzione, interventi derivanti da interferenze con opere di terzi l'impresa di distribuzione provvede a organizzare il servizio sostitutivo necessario a garantire l'alimentazione dei punti di riconsegna interessati, sostenendo i costi di tale servizio e ripartendo i costi relativi alla materia prima tra gli utenti interessati dal servizio sostitutivo.

Allocazione dei volumi di gas presso i punti di consegna condivisi

Il provvedimento prevede obblighi e responsabilità in capo all'impresa di distribuzione, agli utenti del servizio e all'impresa di trasporto riguardo all'attività di allocazione dei volumi di gas transitati presso i punti di consegna degli impianti di distribuzione.

La procedura di allocazione prevede scambi informativi tra i soggetti interessati che consentono di ricostruire la "mappa" degli scambi commerciali di gas, a partire dal cliente finale e risalendo la catena, sino ai punti di consegna degli impianti della distribuzione, al fine di determinare i quantitativi di gas di competenza di ogni singolo utente del servizio di trasporto a partire dai volumi di competenza degli utenti della distribuzione.

La procedura di allocazione sarà attivata gradualmente al termine di un periodo che consenta all'impresa di trasporto di redigere un piano per l'adeguamento del proprio sistema informativo, di implementare tale sistema e di "testarlo".

In parallelo esisterà un processo di aggiornamento della "mappa" delle relazioni contrattuali, tale da consentire un corretto processo di allocazione e un processo di riconciliazione dei volumi riconsegnati da parte degli utenti della distribuzione con i volumi misurati presso i punti di consegna.

Monitoraggio del gas immesso e prelevato e del PCS

Il provvedimento infine prevede il monitoraggio da parte dell'Autorità sui volumi di gas immesso presso i punti di consegna e prelevato presso i punti di riconsegna, al fine di meglio valutare l'efficienza dei singoli impianti (le imprese di distribuzione, per singolo impianto gestito o per la porzione di impianto gestita, trasmettano annualmente all'Autorità i dati riguardanti il volume di gas prelevato presso la totalità dei punti di riconsegna e quello transitato presso i punti di consegna, evidenziando eventuali volumi di gas di titolarità dell'impresa di distribuzione), nonché sulla qualità del gas (potere calorifico superiore convenzionale ed effettivo); per quanto quest'ultimo aspetto, si mantiene transitoriamente la metodologia per la determinazione del potere calorifico superiore prevista dalla delibera 28 dicembre 2000, n. 237, rimandando al momento dell'entrata in vigore dei Codici di rete una metodologia definitiva.

Avvio dei gruppi di lavoro: determinazione n. 170/04

Ai sensi dell'art. 3, comma 1, della delibera n. 138/04, il Direttore generale dell'Autorità con determinazione 13 dicembre 2004, n. 170, ha avviato un procedimento per la formazione del Codice di rete tipo per il servizio di distribuzione, istituendo a tal fine un gruppo di lavoro.

Il gruppo di lavoro, costituito dalle associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione e, nel caso di particolari argomenti in discussione, dai soggetti interessati alla discussione, deve consentire alle Direzioni dell'Autorità di acquisire elementi utili sulla base dei quali elaborare una proposta di Codice di rete da sottoporre all'Autorità per l'adozione.

La determinazione prevede la possibilità nel corso dei lavori del gruppo di convocare anche ulteriori soggetti che possano fornire il proprio contributo, qualora ciò sia ritenuto opportuno in ragione degli interessi coinvolti o di particolari problematiche che dovessero emergere; o anche la possibilità di lavorare su specifiche tematiche con la costituzione di sottogruppi di lavoro dedicati.

Il gruppo di lavoro è stato convocato presso la sede dell'Autorità di Milano in data 8 marzo e ha visto la partecipazione di rappresentanti delle associazioni degli operatori del settore: Aiget, Antigas, Assogas, Federenergia, Federestrattiva, Federgasacqua.

In tale riunione di insediamento l'Autorità ha previsto la consegna di alcuni capitoli del Codice di rete predisposti, secondo lo schema allegato alla delibera

n. 138/04, dagli Uffici dell'Autorità per una successiva congiunta discussione. Quanto al meccanismo di lavoro ai fini della predisposizione del Codice di rete tipo, è stato disposto che i contributi e i documenti elaborati all'interno del gruppo di lavoro siano, di volta in volta, pubblicati nel sito Internet dell'Autorità, in un'apposita sezione denominata "Consultazione on line - Gruppo di lavoro - Codice di Rete per la Distribuzione", al fine di consentire a tutti i soggetti interessati di presentare, nei tempi e nelle forme previste dai responsabili del procedimento, osservazioni e commenti sui predetti contributi e documenti.

Contenzioso, problematiche, segnalazioni relative all'accesso al servizio di distribuzione

Nel corso del 2004 sono pervenute diverse segnalazioni di contenzioso e/o richieste di chiarimenti relativi a problematiche sull'accesso al servizio di distribuzione del gas naturale, in particolar modo dopo l'adozione da parte dell'Autorità della delibera n. 138/04.

Le segnalazioni di contenziosi che gli Uffici dell'Autorità hanno ricevuto sono state complessivamente 44, di cui 39 si sono risolte con l'intervento dell'Autorità e 5 sono ancora aperte. Le segnalazioni si possono così raggruppare per argomento:

- applicazione del dispositivo dell'art. 14 della delibera n. 138/04, ossia della disciplina dello *switching* (subentro nella fornitura a uno o più clienti finali);
- attivazione del fornitore di ultima istanza (è il fornitore che interviene per garantire la continuità della fornitura ai clienti finali di un'area nel caso, per motivi indipendenti dalla loro volontà, tali clienti si vengano a trovare temporaneamente sprovvisti di un fornitore);
- neutralità del distributore circa le vicende intercorrenti tra clienti finali e utenti del servizio di distribuzione;
- casi di sospensione dell'erogazione del servizio di distribuzione;
- autorizzazione alla vendita come requisito per l'accesso al sistema;
- gestione da parte del distributore della facoltà di ripensamento esercitata dal cliente finale ai fini della procedura di *switching* (delibera del 22 luglio 2004, n. 126);
- gestione della attività di misura (delibera del 21 dicembre 2001, n. 311).

Approvazione OTB primo periodo di regolazione

Il 30 giugno 2004 si è concluso il primo periodo di regolazione dell'attività di distribuzione, in cui le tariffe sono state regolate, sia per il gas naturale sia per gli altri gas, dalla delibera n. 237/00 e sue successive modifiche e integrazioni. Nel corso del 2004, gli Uffici dell'Autorità hanno svolto, come negli anni precedenti, le consuete verifiche e controlli delle proposte tariffarie formulate dagli esercenti. In esito a tale attività sono state adottate varie delibere di approvazione delle opzioni tariffarie base proposte dalle imprese di distribuzione (deli-

bere 5 febbraio 2004, n. 9, 26 marzo 2004, n. 42, 26 marzo 2004, n. 43, 24 giugno 2004, n. 101, 27 giugno 2004, n. 130, 30 settembre 2004, n. 172 e 29 dicembre 2004, n. 249) con cui si è praticamente completato il quadro di approvazione delle tariffe di distribuzione per il primo periodo di regolazione.

Per due imprese l'Autorità ha provveduto ad attivare la procedura prevista dall'art. 13, comma 7, della delibera n. 237/00, determinando le opzioni tariffarie base con le deliberazioni 7 ottobre 2004, n. 177 e 3 febbraio 2005, n. 16.

Nuove tariffe di distribuzione
(delibera n. 170/04)

Da più parti era stato proposto all'Autorità di far coincidere gli anni termici della distribuzione e del trasporto: a questo scopo l'Autorità, con la delibera 25 giugno 2004, n. 104, ha definito il secondo periodo di regolazione come il periodo intercorrente tra l'1 ottobre 2004 e il 30 settembre 2008, ha prorogato la validità delle tariffe in vigore al 30 giugno 2004 fino al 30 settembre 2004 e ha stabilito le norme da utilizzare nel periodo transitorio per la valutazione delle quote del Fondo nazionale di compensazione.

Nel corso del procedimento avviato con la delibera 6 maggio 2004, n. 69, ai fini della adozione di provvedimenti in materia tariffaria, l'Autorità ha diffuso alla fine di luglio 2004 il Documento per la consultazione *Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione del gas naturale nel secondo periodo di regolazione*. In tale documento si è svolta un'ampia analisi delle strutture tariffarie che sono state applicate nel corso del primo periodo di regolazione.

Tale analisi ha evidenziato una notevole disomogeneità delle strutture tariffarie utilizzate dalle imprese di distribuzione. Si è infatti riscontrata una grande variabilità sia nel numero di scaglioni utilizzati, che poteva essere liberamente scelto da un minimo di 1 a un massimo di 7, sia nella loro ampiezza, che poteva essere scelta tra 20 valori estremi. Inoltre le imprese di distribuzione hanno utilizzato ripartizioni molto diverse dei loro ricavi tra quote fisse e quote variabili. In circa il 5 per cento degli ambiti le quote fisse erano state articolate, come consentiva la normativa del primo periodo, in base alla classe dei contatori anziché in base allo scaglione di consumo. Questa grande variabilità delle strutture tariffarie utilizzate dalle imprese di distribuzione è stata giudicata come un fattore di scarsa chiarezza del mercato e come un ostacolo allo sviluppo della concorrenza: pertanto la consultazione per la definizione dei criteri tariffari per il secondo periodo di regolazione è stata volta a limitare tale variabilità.

In esito alla consultazione si è adottata la delibera 29 settembre 2004, n. 170, che ha innovato la struttura delle tariffe di distribuzione del gas naturale sotto numerosi profili. Tra questi il più rilevante è appunto rappresentato dalla forte riduzione della variabilità tariffaria, ottenuta per mezzo dell'introduzione di un'articolazione tariffaria di base omogenea per tutto il territorio nazionale, composta da una quota fissa unica di 30 euro/cliente/anno e da una quota va-

riabile, da applicare su sette scaglioni di consumo. La tariffa di distribuzione di ogni singolo ambito si ottiene applicando alle quote variabili della tariffa nazionale di riferimento un coefficiente di ambito, definito in funzione del vincolo sui ricavi e dei ricavi convenzionali, a loro volta determinati applicando la tariffa nazionale al numero dei clienti e ai volumi di gas venduto nell'ambito. L'Autorità ritiene che la semplificazione tariffaria introdotta con la nuova struttura favorisca la promozione della concorrenza nel settore. Inoltre, sono stati aggiornati i parametri relativi al recupero annuale di produttività, fissato al 5 per cento, e il tasso di remunerazione del capitale investito, fissato al 7,5 per cento da confrontare con l'8,8 per cento utilizzato nel primo periodo di regolazione. La delibera n. 170/04 prevede inoltre che il vincolo sui ricavi di distribuzione sia calcolato secondo un regime ordinario, a partire dal valore del vincolo dell'anno termico precedente. Parallelamente al regime ordinario, la delibera ha istituito il regime individuale di calcolo del vincolo sui ricavi, basato sui bilanci certificati, ai sensi delle vigenti disposizioni di legge.

A ogni impresa di distribuzione è infatti riconosciuta la facoltà di presentare proposte tariffarie contenenti il vincolo sui ricavi calcolato sulla base di criteri definiti dall'Autorità i quali:

- consentono di ottenere un riconoscimento adeguato dei costi di pertinenza dell'attività di distribuzione efficientemente sostenuti, qualora essi siano superiori ai costi riconosciuti;
- consentono all'Autorità di verificare la correttezza dei dati forniti;
- fanno riferimento, tra l'altro, ai dati trasmessi ai sensi della delibera n. 311/01 sulla separazione contabile e amministrativa dell'attività di distribuzione, nonché agli ulteriori dati necessari anche ai fini della determinazione del costo storico originario rivalutato delle immobilizzazioni.

Tenuto conto che, ai sensi dell'art. 14, comma 10, del decreto legislativo n. 164/00, a decorrere dall'1 gennaio 2002 tutte le imprese del gas sono tenute alla certificazione di bilanci; nonché dal 2003 sono divenuti efficaci gli obblighi di separazione contabile e amministrativa previsti dalla delibera n. 311/01, tutti gli esercenti sono in grado di accedere alla metodologia di calcolo del regime individuale.

Le modalità applicative del regime individuale di calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione saranno definite in esito al procedimento avviato con la deliberazione 29 ottobre 2004, n. 190. Nel Documento per la consultazione, pubblicato nel gennaio 2005, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti e le proposte per la definizione di tali criteri.

In attuazione della delibera n. 170/04 e della delibera 30 settembre 2004,

n. 173, le imprese di distribuzione hanno presentato le proposte tariffarie per via telematica, utilizzando le sezioni del sito Internet dell'Autorità appositamente predisposte. Tramite il sito sono stati aggiornati sia l'elenco delle imprese di distribuzione titolari di ambiti tariffari (per le quali si evidenzia la riduzione da 557 a 482), sia l'estensione territoriale in cui ogni impresa opera. Gli Uffici dell'Autorità hanno proceduto al controllo delle proposte presentate e, in esito a tale controllo, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie formulate da 394 imprese titolari di ambito tariffario (delibera 16 febbraio 2005, n. 22).

La sentenza n. 531/05 del TAR Lombardia ha parzialmente annullato la delibera n. 170/04, richiedendo l'introduzione di criteri di calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione che tengano conto degli investimenti effettuati successivamente all'approvazione del vincolo per l'anno termico 2003-2004 e contestando l'adozione di un valore di recupero di produttività costante valevole per l'intero secondo periodo di regolazione. Con delibera 31 marzo 2005, n. 62, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'ottemperanza parziale alla sentenza del TAR. Inoltre, tenendo conto dei commenti proposti dagli operatori al Documento per la consultazione del luglio 2004 in merito all'introduzione di tariffe omogenee su base regionale, nella delibera n. 62/05 ha stabilito di mantenere l'applicazione di tariffe per ambiti per il secondo periodo di regolazione.

**Condizioni economiche
di fornitura del gas naturale
a mezzo di carro bombolaio
(delibera n. 174/04)**

La fornitura di gas naturale tramite reti canalizzate alimentate da carro bombolaio è un'attività che in genere ha carattere transitorio, ed è svolta nelle more del collegamento degli impianti di distribuzione alle reti di trasporto di metano. Attualmente tale attività è svolta da 14 imprese e interessa 28 località.

Con la delibera 30 settembre 2004, n. 174, è stata introdotta, per il secondo periodo di regolazione, una normativa specifica per le tariffe di fornitura del gas naturale in reti alimentate a mezzo di carro bombolaio. La delibera n. 174/04 ha fissato criteri coerenti con quelli stabiliti dalla delibera 4 dicembre 2003, n. 138, per le condizioni di fornitura del gas naturale da metanodotto: anche nel caso delle reti alimentate da carro bombolaio infatti le tariffe di fornitura sono definite come la somma di un corrispettivo di commercializzazione all'ingrosso, una componente di distribuzione, un corrispettivo di vendita al dettaglio e una componente tariffaria relativa a trasporto e altri costi. Quest'ultima viene aggiornata, per gli anni termici del secondo periodo di regolazione successivi al primo, con l'indice Istat dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati.

VENDITA

Struttura e organizzazione dell'attività di vendita

Alla fine del 2004 le società autorizzate dal Ministero delle attività produttive a effettuare attività di vendita di gas erano 389. La maggior parte di queste società sono nate con la scissione del ramo di vendita delle precedenti società di distribuzione integrate. Il processo di riassetto del settore della compravendita di gas naturale con la fusione di queste società o il loro accorpamento in altre entità maggiori è ancora molto dinamico e l'elenco dei venditori autorizzati dal Ministero delle attività produttive non riflette in tempo reale il quadro aggiornato degli operatori. Inoltre, esistono diverse società grossiste che, non effettuando attività di vendita sul mercato finale, non sono obbligate a richiedere l'autorizzazione per la vendita al Ministero delle attività produttive, ai sensi dell'art. 17 del decreto legislativo n. 164/00. I dati riportati in questa sezione derivano dalle indagini svolte dall'Autorità nel corso degli anni ed è possibile che non vi sia una perfetta coincidenza con il numero di operatori ricavabile

TAV. 4.15 ATTIVITÀ DEI GROSSISTI NEL PERIODO 2002-2004

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 4.16 ATTIVITÀ DEI VENDITORI NEL PERIODO 2002-2004

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

dagli elenchi ministeriali.

Il criterio di classificazione, adottato nel paragrafo dedicato al bilancio del settore gas del presente capitolo, individua 41 operatori che vendono il gas sia ad altri operatori, sia direttamente al mercato finale e circa 350 operatori che svolgono quasi esclusivamente rivendite a clienti finali, ricorrendo ad altri operatori solo nel caso di eccedenze e bilanciamenti. In linea con la terminologia impiegata in precedenza, queste due tipologie di operatori vengono indicate nel seguito per semplicità, rispettivamente, come “grossisti” e “venditori”.

La fluidità del mercato del gas nell'attuale fase di transizione viene messa in risalto nelle tavole 4.15 e 4.16 che sintetizzano, rispettivamente, il quadro delle attività dei grossisti e dei venditori negli ultimi tre anni. I dati evidenziano una forte concentrazione del settore della vendita che è tuttora in atto e difficilmente potrà esaurirsi in tempi brevi. In molti casi, le strategie di vendita adottate dalle imprese sono ancora allo stato sperimentale. Le imprese maggiori in termini di quantità vendute hanno costituito società specializzate in specifiche attività di vendita e segmenti di mercato. Altre imprese hanno preferito operare con la stessa società indifferentemente sul mercato al dettaglio e su quello all'ingrosso.

Mentre le maggiori imprese hanno ormai consolidato le proprie attività di vendita, altre sono ancora alla ricerca della strategia migliore. Con il progredire

della liberalizzazione, l'acquisizione di maggiore esperienza ha portato alla ridefinizione dei ruoli con la nascita e successiva scomparsa, ridimensionamento o ampliamento di grossisti e venditori all'interno della stessa casa madre. Questo spiega tra l'altro la variabilità dei volumi venduti e del numero di operatori tra il 2002 e il 2003, dovuta al fatto che le vendite sul mercato finale di alcune aziende primarie venivano effettuate da operatori classificati come grossisti nel 2002 e come venditori nell'anno successivo.

La tavola 4.17 riporta i principali dati sulle attività caratteristiche dei primi 25 operatori identificati come grossisti che coprono il 97 per cento delle vendite complessive e il 98 per cento delle importazioni dei grossisti nel 2004. Questi operatori ottengono la materia prima prevalentemente mediante importazione, seguita a distanza da acquisti interni da altri operatori (non riportati nella tavola) e quindi da produzione propria: rispettivamente nella misura del 73, 15 e 12 per cento degli approvvigionamenti complessivi. Solo due tra questi operatori non hanno fatto ricorso all'importazione. Una quantità significativa delle importazioni (quasi il 25 per cento di quelle effettuate da operatori diversi da Eni Gas & Power) si configura come vendite innovative dell'Eni oltre frontiera. Quasi tutti i grossisti hanno fatto ricorso ai servizi di stoccaggio assicurando anche la maggior parte delle attività di modulazione per i venditori. Tuttavia, nel 2004 i prelievi netti dagli stoccaggi sono ammontati nel complesso a meno dello 0,5 per cento delle vendite finali (tuttavia con punte per alcuni operatori che hanno superato il 10 per cento delle vendite totali).

Completamente diversa è la panoramica dei primi 25 venditori riportati nella tavola 4.18 che coprivano il 78 per cento delle vendite finali. Solo quattro di questi, tra cui Gaz de France, hanno effettuato importazioni e solo una (Prometeo) ha avuto attività di produzione nel 2004. Con l'unica eccezione di Hera Comm, tutti i venditori hanno utilizzato i servizi di modulazione e stoccaggio forniti dai grossisti.

Azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nella vendita di gas

Modalità di aggiornamento della componente materia prima e revisione del corrispettivo per la commercializzazione all'ingrosso (delibera n. 248/04)

A fronte di un andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi in sostanziale e costante ascesa dal 2003, l'Autorità ha ritenuto opportuno intervenire, con delibera 29 dicembre 2004, n. 248, modificando la modalità di aggiornamento della componente materia prima delle condizioni economiche di fornitura del gas e rivedendo il corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso.

Rispetto alle assunzioni adottate nel processo di definizione della delibera

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 4.17 ATTIVITÀ E CARATTERISTICHE DEI MAGGIORI GROSSISTI NEL 2004

M(m³); gli acquisti interni da altri grossisti e/o venditori sono pari alla differenza tra vendite e approvvigionamenti

	IMPORTAZIONI			PRODU- ZIONE	IMMISSIONE IN STOCCAGGI	VENDITE		
	OLTRE FRONTIERA	LATO ITALIA	TOTALE			A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni – Divisione Gas & Power ^(A)	41.953	0	41.953	10.807	-908	22.942	30.690	53.632
Enel Trade	9.373	0	9.373	0	147	6.915	9.353	16.268
Edison	6.687	156	6.842	1.027	235	4.936	4.629	9.565
Plurigas	3.317	353	3.671	0	84	2.453	1.053	3.506
Energia	1.511	88	1.598	0	7	796	827	1.623
Blumet	64	158	222	0	-7	385	1.068	1.454
Blu Gas	139	215	354	0	53	1.045	59	1.104
Gas Natural Vendita Italia	191	562	752	0	30	758	75	833
Italtrading	248	215	463	0	73	664	50	714
Dalmine Energie	730	2	732	0	21	282	297	580
Energas	201	260	461	0	-51	525	45	570
Amga Commerciale	0	637	637	0	0	200	368	568
Worldenergy SA	348	62	410	0	8	406	0	406
Enoi	359	16	375	0	16	347	41	388
Hera Trading	241	75	317	0	101	306	0	306
AceaElectrabel Trading	150	15	165	0	2	301	0	301
EGL Italia	0	257	257	0	9	139	118	257
Elettrogas	0	99	99	0	24	224	0	224
Gas della Concordia	0	202	202	19	24	219	2	221
Energetic Source	105	41	147	0	5	111	36	147
Easygas	0	53	53	0	0	53	53	105
E.On Ruhrgas AG	94	12	106	0	13	92	0	92
BP Italia	61	15	76	0	7	79	6	85
Exergia	0	0	0	0	0	69	12	81
Acos Energia	0	0	0	0	0	15	52	67

(A) Le importazioni oltre frontiera comprendono i transiti (Geoplin).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 4.18 ATTIVITÀ E CARATTERISTICHE DEI MAGGIORI VENDITORI NEL 2004

M(m³); gli acquisti interni da altri grossisti e/o venditori sono pari alla differenza tra vendite e approvvigionamenti

	IMPORTAZIONI			PRODU- ZIONE	IMMISSIONE IN STOCCAGGI	VENDITE		
	OLTRE FRONTIERA	LATO ITALIA	TOTALE			A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Italgas Più	0	0	0	0	0	348	7.097	7.445
Enel Gas	0	0	0	0	0	8	4.455	4.462
Hera Comm	121	15	136	0	-53	12	1.764	1.776
Aem Energia	0	0	0	0	0	0	1.053	1.053
Gaz de France	829	164	993	0	2	35	880	915
Italcogim Vendite	0	0	0	0	0	0	814	814
Ascotrade Energia e Servizi	0	85	85	0	0	1	794	796
Edison Energia	0	0	0	0	0	0	565	565
Fiorentina Gas Clienti	0	0	0	0	0	0	531	531
Asmea	0	0	0	0	0	0	520	520
Toscana Gas Clienti	0	0	0	0	0	0	488	488
Napoletana Gas Clienti	0	0	0	0	0	0	458	458
Amps Energie	0	0	0	0	0	0	374	374
Consiagas Servizi Energetici	0	0	0	0	0	0	352	352
Meta	0	0	0	0	0	0	340	340
Edison per Voi	0	0	0	0	0	0	323	323
Trenta	0	0	0	0	0	0	320	320
Co.Gas Vendita	0	0	0	0	0	0	318	318
Agsm Verona	0	0	0	0	0	0	317	317
SGR Servizi	0	0	0	0	0	0	312	312
ENERcom	0	0	0	0	0	0	292	292
Erogasmet Vendita	0	0	0	0	0	13	275	289
Prometeo	0	0	0	270	0	0	273	273
Sinergas	0	0	0	0	0	0	261	261
SPEIA	86	125	212	0	0	4	241	245

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

29 novembre 2002, n. 195⁴, e in considerazione delle finalità poste dal quadro normativo, l'Autorità ha preso atto:

- dei cambiamenti che si sono verificati negli ultimi anni sui mercati internazionali e nel mercato all'ingrosso per effetto di mutamenti strutturali e normativi intervenuti nel settore;
- dell'imprevedibile quanto eccezionale mutamento, rispetto alle condizioni di mercato esistenti e valutabili nel 2002, dello scenario di riferimento per i prezzi energetici nei mercati internazionali: in particolare, vi è stata evidenza di un congiunturale e inaspettato aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi⁵;
- del fatto che la suddetta dinamica di incremento dei prezzi energetici sia dovuta almeno in parte a pratiche speculative e congiunturali sul mercato internazionale del greggio;

e ha quindi avviato un procedimento per la revisione, alla luce di tutti i possibili elementi conoscitivi, delle modalità di aggiornamento della componente materia prima.

Al fine di acquisire ulteriori elementi sulle effettive condizioni di costo nel mercato degli approvvigionamenti di gas naturale, in particolar modo per quanto concerne le importazioni⁶, l'Autorità ha emanato la delibera 27 ottobre 2004, n. 188, per la richiesta di informazioni e documenti relativi ad accordi e contratti di approvvigionamento del gas naturale ai soggetti importatori titolari di contratti annuali e pluriennali. Alcuni dei soggetti destinatari della richiesta hanno avanzato ricorso contro la delibera n. 188/04 presso il TAR Lombardia che, nel novembre 2004, ha temporaneamente accolto, fino alla pubblicazione del dispositivo della sentenza di merito della controversia, la domanda di sospensione "alla sola parte della delibera in cui è prescritto che gli importatori di gas naturale abbiano a fornire all'Autorità informazioni circa i nomi dei loro

4 La delibera n. 195/02, a seguito del decreto legge 4 settembre 2002, n. 193, poi convertito con legge 28 ottobre 2002, n. 238 e del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002, ha modificato i criteri di indicizzazione delle tariffe di fornitura ai clienti del mercato vincolato del gas naturale, dei GPL e di altri gas per la parte relativa al costo della materia prima, stabiliti in precedenza con delibera 22 aprile 1999, n. 52.

5 Per quanto concerne i valori medi del Brent, si è passati dai 24 \$/barile del novembre 2002 ai circa 50 \$/barile dell'ottobre 2004.

6 L'Autorità non ha tenuto conto della produzione nazionale dato che il suo contributo all'approvvigionamento nazionale è decrescente nel tempo.

fornitori e i prezzi stabiliti nei singoli contratti di importazione”⁷. Sono tuttavia pervenute all’Autorità le risposte, in alcuni casi solo parziali, di 30 operatori.

Le informazioni acquisite nell’ambito della richiesta dati ai sensi della delibera n. 188/04, congiuntamente a quelle trasmesse nell’ambito della consultazione e a quelle già in possesso dell’Autorità, anche in esito all’Istruttoria conoscitiva congiunta dell’Autorità e dell’AGCM sullo stato della liberalizzazione del mercato del gas, avviata nel febbraio 2003 e conclusasi nel giugno 2004, hanno tuttavia permesso di predisporre alcune modifiche della metodologia in vigore, in modo da renderla maggiormente rispondente alle attuali condizioni di mercato.

Pur confermando nella sostanza l’impianto della delibera n. 195/02 (ovvero il mantenimento della periodicità trimestrale delle cadenze di aggiornamento, il riferimento alle medie mobili a nove mesi degli indicatori scelti nell’indice e la soglia di invarianza posta al 5 per cento), con la delibera n. 248/04 l’Autorità è quindi intervenuta modificando da un lato alcuni elementi della metodologia di aggiornamento, quali i coefficienti adottati nell’indice di riferimento e i riferimenti per le quotazioni dei greggi, dall’altro integrando la vigente metodologia con la previsione di una clausola che attenui l’incidenza delle quotazioni dei prodotti petroliferi, qualora l’andamento delle stesse non rientri in un predeterminato intervallo di prezzo.

Per quanto concerne le modifiche del metodo esistente, l’Autorità ha inteso rivedere i coefficienti adottati nell’indice I_p , introducendo un’indicizzazione della componente materia prima basata per il 46 per cento sul BTZ, per il 41 per cento sul gasolio e per il 13 per cento sul greggio (a fronte del precedente *set* di pesi: 38 per cento per il BTZ, 49 per cento per il gasolio e 13 per cento per il greggio). Ciò allo scopo di rendere l’indice più aderente alle reali condizioni praticate nell’importazione e nei mercati all’ingrosso; è stato inoltre necessario modificare i riferimenti adottati per le quotazioni dei greggi assumendo, alla luce della diminuita rappresentatività dei greggi scelti nella precedente formulazione dell’indice dei prezzi di riferimento, per l’indicatore greggio il valore del *Brent dated*. Questo riferimento è stato eletto in ragione della sua caratteristica di diffusi notorietà e rilievo nella contrattualistica internazionale, cosa che si riflette anche in una semplificazione delle attività di copertura finanziaria.

La particolare e intensa congiuntura negativa registrata sui prezzi del petrolio

7 In data 24 marzo 2005 sono state pubblicate, mediante deposito in cancelleria, le sentenze del TAR Lombardia n. 89/2005, n. 90/2005, n. 91/2005 e n. 92/2005 con le quali è stato disposto il parziale accoglimento del ricorso e, per l’effetto, l’annullamento dell’impugnata delibera n. 188/04 esclusivamente “*per quanto attiene alle ivi richieste di informazioni di cui alle lettere a) e b) dell’allegato A della stessa*”.

negli ultimi mesi, ha reso inoltre necessaria un'integrazione alla delibera n. 195/02, che non contemplava specifiche misure da adottare a fronte del verificarsi di situazioni anomale sul mercato dei prodotti petroliferi⁸. L'Autorità ha ritenuto opportuno provvedere a tale eventualità con l'introduzione di una clausola di salvaguardia nel sistema di aggiornamento trimestrale della componente materia prima. Si tratta di una formula che riduce le variazioni da apportare alla componente materia prima al 75 per cento quando il prezzo del Brent ricade al di fuori di un intervallo prefissato tra i 20 e i 35 \$/barile. L'introduzione della clausola di salvaguardia completa la tutela dei consumatori, evitando il trasferimento sui prezzi finali di picchi al rialzo corrispondenti a crescite sui mercati petroliferi e garantendo maggiore stabilità alle tariffe. Infatti la dinamica introdotta con la nuova formulazione dà luogo, per valori medi delle quotazioni del *Brent dated* al di fuori dell'intervallo 20-35 \$/barile, a variazioni minori dei prezzi del gas rispetto a quelle calcolate mediante le disposizioni della delibera n. 195/02. Dal punto di vista redistributivo la manovra introdotta garantisce una migliore ripartizione di rischi e benefici tra imprese e consumatori, contemperando sia l'esigenza di remunerare i costi di attività di esportazione/importazione di gas in caso di quotazioni dei prodotti petroliferi eccezionalmente basse, sia la necessità di ripartire più equamente i benefici derivanti da alte quotazioni dei prodotti petroliferi senza che queste ultime si traducano esclusivamente in aumenti dei profitti delle imprese del settore.

Nell'ambito delle osservazioni pervenute durante la consultazione, alcune società di vendita hanno paventato gravi ripercussioni nel mercato nazionale del gas all'ingrosso a seguito dell'introduzione della clausola di salvaguardia; secondo tali operatori, in particolare, essa avrebbe posto un onere eccessivo in capo all'acquirente nei contratti di compravendita in essere, nel caso in cui tali contratti non avessero previsto clausole di adeguamento o di revisione automatica dei prezzi a seguito di modifiche della disciplina di aggiornamento trimestrale. Per assicurare un'adeguata tutela agli operatori attivi nel mercato nazionale del gas all'ingrosso, l'Autorità ha quindi adottato una specifica direttiva che impone agli esercenti l'attività di vendita di offrire ai propri clienti condizioni economiche coerenti con gli esiti dell'aggiornamento della componente materia prima, anche nei contratti di compravendita all'ingrosso di gas già in essere al momento della modifica della metodologia di aggiornamento della componente materia prima e che non contengano clausole di aggiornamento o di revisione dei prezzi

8 Il recente aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi si è verificato nel periodo successivo all'adozione della delibera n. 195/02, ossia nell'arco temporale compreso tra il 2003 e il 2004.

automatiche nel caso di modifiche della medesima metodologia.

I dati trasmessi ai sensi della delibera n. 188/04, come pure le informazioni desunte, sia pure limitatamente al 2002, nell'ambito dell'Istruttoria conoscitiva congiunta con l'AGCM, hanno peraltro evidenziato che a fronte di un prezzo medio all'importazione in linea, se non inferiore, alla media europea, in Italia si sono avute iniziative di importazione anche per prezzi sensibilmente superiori alla media europea. Nell'ambito dell'attività di vigilanza sui contratti di vendita di gas all'ingrosso, l'Autorità ha inoltre rilevato la tendenza al manifestarsi di un'ulteriore, seppure contenuta, riduzione dei prezzi sul mercato nazionale all'ingrosso, rispetto a quella che si registra nella definizione delle condizioni economiche di riferimento (stabilite con la delibera n. 138/03). Tuttavia tale tendenza nel mercato all'ingrosso non si è tradotta in un corrispondente beneficio per il consumatore finale oggetto della tutela prevista dalle condizioni economiche di cui alla delibera n. 138/03⁹. Alla luce delle dinamiche evidenziate e tenuto conto della necessità di tutelare il consumatore, di incentivare comportamenti efficienti e di non indebolire le capacità negoziali degli operatori, l'Autorità ha ritenuto opportuno, quindi, prevedere una riduzione di circa 0,26 c€/m³ del valore attualmente riconosciuto del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso, allo scopo di trasferire al consumatore finale i vantaggi di costo inizialmente lasciati al venditore. Al contempo, accogliendo, come si è visto, le osservazioni di alcune società di vendita in merito alla necessità di tutelare i contratti di fornitura con i clienti finali già in essere ed efficaci sino al 30 settembre 2005, l'Autorità ha deciso che la riduzione del valore riconosciuto del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso abbia effetto a partire dall'1 ottobre 2005.

Sulla base della nuova metodologia, nel dicembre 2004 l'Autorità ha poi provveduto all'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il trimestre gennaio-marzo 2005, determinando un aumento del 2 per cento della tariffa media nazionale comprensiva di imposte, rispetto al trimestre precedente.

La delibera n. 248/04 è stata impugnata da alcune società e associazioni di imprese; il TAR Lombardia ne ha disposto la parziale sospensione, nei limiti degli artt. 1, 2 e 4 della sua parte dispositiva, e ha fissato per la fine di giugno 2005 l'udienza per la trattazione del merito del ricorso.

9 In occasione della definizione di tali condizioni economiche, e in particolare nella definizione del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso, l'Autorità ha espressamente motivato la ripartizione in misura equa tra esercenti e clienti finali dei benefici derivanti, a quella data, dalle riduzioni di costo già registrate nel settore nella fase della vendita all'ingrosso, con la necessità di incentivare, nell'attuale fase di apertura del mercato, l'entrata di nuovi operatori.

La decisione del TAR Lombardia, su cui il Consiglio di Stato non ha concesso la sospensiva, ma contro la quale pende comunque un ricorso dell'Autorità, ha reso necessario il ricalcolo del valore del prezzo del gas naturale riconosciuto in tariffa sulla base dei meccanismi in vigore nell'ultimo trimestre del 2004. Il ricalcolo dovuto all'ordinanza del TAR Lombardia, si è basato sulla media delle quotazioni dei greggi e dei prodotti petroliferi, cui è indicizzato il prezzo del gas naturale, che è aumentata nel periodo marzo 2004 – novembre 2004 rispetto ai nove mesi precedenti, determinando un aumento dell'1,7 per cento in media nazionale comprese le tasse con retroattività dallo scorso 1 gennaio. Tale aumento va a sommarsi al rialzo calcolato in precedenza con la delibera n. 248/04, pari al 2 per cento. Le nuove condizioni economiche di riferimento così determinate per il trimestre gennaio-marzo non hanno tuttavia subito variazioni per il trimestre aprile-giugno, poiché gli ulteriori aumenti medi dei prezzi internazionali non hanno superato la soglia di invarianza del 5 per cento.

Regolazione della fornitura del GPL e altri gas a mezzo reti locali (o cittadine)

Dalla più recente rilevazione tariffaria, è stata confermata la tendenza alla crescita delle reti canalizzate a GPL, la cui diffusione è in aumento nelle località non collegate alla rete dei metanodotti. All'1 ottobre 2004, le imprese attive nella distribuzione di GPL erano 85 e le località servite 499. Al 30 giugno 2003, data di formulazione delle precedenti proposte tariffarie, le imprese erano 70 e le località servite 430 (Tav. 4.19).

Le località servite con gas manifatturato (gas incondensabile da raffineria, o gas composto da miscele a base di gas naturale o di propano) sono cinque, e i clienti serviti complessivamente circa 26.000.

Nuove tariffe di fornitura dei gas diversi dal gas naturale (delibera n. 173/04)

Il 30 giugno 2004, si è concluso il primo periodo di regolazione relativo alle attività di distribuzione e fornitura di GPL e di gas diversi da gas naturale, in cui le tariffe sono state regolate dalla delibera n. 237/00 e sue successive modifiche e integrazioni. In analogia a quanto disposto per la distribuzione del gas naturale l'Autorità, con la delibera 25 giugno 2004, n. 105, ha definito il secondo periodo di regolazione come il periodo intercorrente tra l'1 ottobre 2004 e il 30 settembre 2008, ha prorogato la validità delle tariffe in vigore al 30 giugno 2004 fino al 30 settembre 2004 e ha avviato il procedimento per la individuazione dei criteri di determinazione delle tariffe di fornitura per il nuovo periodo di regolazione.

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera n. 105/04, nell'agosto 2004 l'Autorità ha diffuso il Documento per la consultazione *Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di fornitura di gas diversi da gas na-*

TAV. 4.19 EVOLUZIONE DELLA DISTRIBUZIONE DI GPL E ALTRI GAS A MEZZO RETE

Numero di comuni serviti

REGIONE	AL 30.06.2002	AL 30.06.2003	AL 1.10.2004
Piemonte	57	53	59
Vai d'Aosta	1	1	2
Lombardia	34	35	34
Trentino Alto Adige	4	5	4
Veneto	4	56	5
Friuli Venezia Giulia	8	3	8
Liguria	56	8	59
Emilia Romagna	40	36	44
Toscana	115	107	123
Umbria	17	18	20
Marche	29	26	29
Lazio	33	29	36
Abruzzo	19	17	9
Molise	2	2	2
Campania	12	11	12
Puglia	2	2	2
Basilicata	3	3	5
Calabria	5	5	5
Sicilia	3	2	4
Sardegna	18	11	37
TOTALE	462	430	499

turale da metanodotto distribuiti a mezzo di reti urbane per il secondo periodo di regolazione.

In esito a tale consultazione è stata adottata la delibera n. 173/04, che ha fissato i criteri per la definizione delle tariffe di fornitura dei gas diversi dal gas naturale per il secondo periodo di regolazione. Tale delibera prevede la determinazione del vincolo sui ricavi di distribuzione con due regimi diversi: il regime ordinario, in cui il valore del vincolo deriva da quello determinato nel precedente periodo di regolazione, e il regime individuale, per il quale i criteri di determinazione sono rinviati a un successivo provvedimento. La delibera n. 173/04, nel calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione con il regime ordinario, ha ridotto il tasso di remunerazione del capitale investito dall'8,8 per cento, utilizzato nel primo periodo di regolazione, al 7,5 per cento, mentre ha confermato per il secondo periodo di regolazione il valore del 3 per cento per il recupero annuale di produttività. A causa delle particolarità del servizio di fornitura e distribuzione di gas diversi dal gas naturale, la delibera n. 173/04 consente di mantenere la struttura tariffaria definita dalla delibera n. 237/00 per il primo periodo di regolazione, articolata su sette scaglioni di consumo i cui valori estremi coincidano con quelli

delle fasce di consumo definite dall'Autorità, nonché articolata in quote fisse e variabili in modo da rispettare il vincolo sui ricavi e la condizione di degressività. Con la delibera n. 190/04, è stato avviato il procedimento volto all'individuazione dei criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi con metodo individuale. Nell'ambito di tale procedimento, nel gennaio 2005 è stato diffuso il Documento per la consultazione *Modalità applicative del regime individuale di calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione di gas naturale e di gas diversi dal gas naturale, istituito dall'art. 9 della delibera dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 170 e dall'art. 9 della delibera 30 settembre 2004, n. 173.*

PREZZI E TARIFFE DEL GAS

Tariffe del gas e inflazione

L'andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi in sostanziale continua ascesa dalla primavera 2003 ha causato una marcata accelerazione delle tariffe del gas per le famiglie italiane nel corso del 2003, mentre nel 2004 i meccanismi di indicizzazione stabiliti dall'Autorità sono riusciti a calmierare notevolmente il prezzo del gas. La dinamica dell'indice elementare del gas raccolto mensilmente dall'Istat nell'ambito del paniere di rilevazione dell'inflazione¹⁰ è illustrata nella tavola 4.20.

Nella prima parte del 2004, il prezzo del gas naturale per le famiglie italiane ha invertito il *trend* di ascesa che aveva mantenuto per tutto il 2003, registrando diversi cali; la riduzione si è interrotta solo a partire dall'autunno, quando si sono registrati tre aumenti consecutivi, mediamente dello 0,6 per cento rispetto al mese precedente.

Valutando i dati in media d'anno, si può affermare che, con una variazione complessiva pari allo 0,2 per cento, nel 2004 il prezzo del gas ha registrato una sostanziale stabilità rispetto all'anno precedente. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è cresciuto del 2,1 per cento, la dinamica del gas ha registrato una riduzione in termini reali di quasi due punti percentuali.

Interessante è osservare, per lo stesso periodo, l'andamento del prezzo del gas italiano nel confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 4.11).

¹⁰ 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'1,1 per cento.

TAV. 4.20 INDICI MENSILI ISTAT DEI PREZZI DEL GAS

Numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali

MESI	2003				2004			
	PREZZO NOMINALE	var. % 2003/ 2002	PREZZO REALE ^(A)	var. % 2003/ 2002	PREZZO NOMINALE	var. % 2004/ 2003	PREZZO REALE ^(A)	var. % 2004/ 2003
Gennaio	123,4	-1,0	102,3	-3,8	128,7	4,3	104,5	2,1
Febbraio	124,6	-0,1	103,1	-2,5	127,6	2,4	103,2	0,1
Marzo	125,0	1,8	103,1	-0,9	127,3	1,8	102,9	-0,2
Aprile	128,2	6,2	105,6	3,6	127,3	-0,7	102,7	-2,8
Maggio	128,4	7,5	105,5	4,9	127,3	-0,9	102,3	-3,0
Giugno	128,4	7,6	105,4	4,9	127,1	-1,0	102,0	-3,2
Luglio	128,6	6,9	105,4	4,2	126,9	-1,3	101,8	-3,5
Agosto	128,5	6,8	105,1	4,0	126,9	-1,2	101,5	-3,4
Settembre	128,8	6,7	105,1	3,9	127,2	-1,2	101,8	-3,2
Ottobre	128,7	6,4	105,0	3,8	128,1	-0,5	102,5	-2,4
Novembre	128,8	6,4	104,8	3,8	129,1	0,2	103,2	-1,5
Dicembre	129,0	6,4	104,9	3,9	129,6	0,5	103,5	-1,3
Media annua	127,5	5,1	104,6	2,4	127,8	0,2	102,7	-1,9

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

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

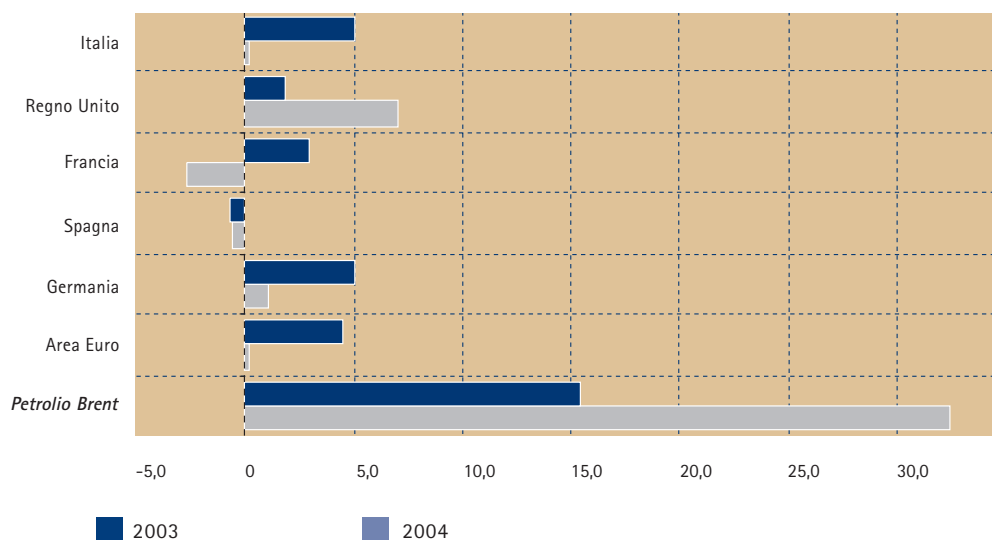
A fronte di marcate variazioni del prezzo del petrolio Brent, rispettivamente superiori al 15 e al 30 per cento nei due anni considerati (riprodotte per memoria nel grafico), si nota come l'Italia sia riuscita a contenere l'incremento del prezzo del gas su valori simili a quelli della media dei paesi dell'area dell'euro. Valutando le cifre per i due anni complessivamente, si osserva che a fronte di una *performance* migliore da parte di Francia e Spagna, due paesi che sono meno dipendenti da petrolio e gas di quanto non lo sia l'Italia, gli aumenti sono stati più sensibili in Germania e Regno Unito.

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 con riferimento ai piccoli consumatori che utilizzano meno di 200.000 m³ all'anno, riprodotta nella figura 4.12. Si tratta della tariffa di riferimento, definita dalla delibera n. 138/03, 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 (vale a dire ai clienti del vecchio mercato vincolato).

FIG. 4.11 VARIAZIONI DEI PREZZI DEL GAS NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI

Variazioni percentuali sull'anno precedente



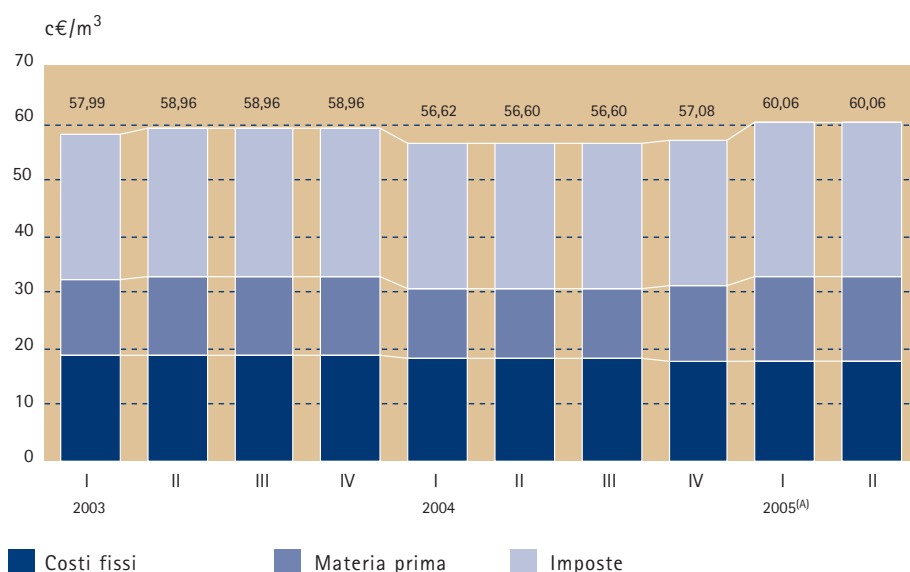
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

L'impatto dei rincari petroliferi è stato attenuato nel 2003 dal meccanismo di indicizzazione grazie al quale il valore della componente materia prima ha subito un unico aumento, da 13,21 a 14,02 c€/m³, nel secondo trimestre dell'anno per poi rimanere stabile nei due trimestri successivi; nel 2004 alla riduzione a 12,83 c€/m³ registrata nel primo trimestre, sono poi seguiti due trimestri di invarianza e una risalita finale a 13,68 c€/m³. L'impatto di questo aumento della componente materia prima è stato però parzialmente attenuato sul valore della tariffa totale dalla contemporanea riduzione che nel quarto trimestre 2004 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 (come si è visto in un precedente paragrafo di questo capitolo). 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 per cento.

Il 2005 si è poi aperto con un nuovo e sensibile incremento tariffario, le cui cause risiedono, ancora una volta, nel perdurare dell'innalzamento delle quotazioni petrolifere internazionali, oltre che nell'aumento delle imposte che gravano sul gas (si veda più oltre).

Al fine di attenuare le spinte sulla tariffa complessiva, l'Autorità era intervenuta

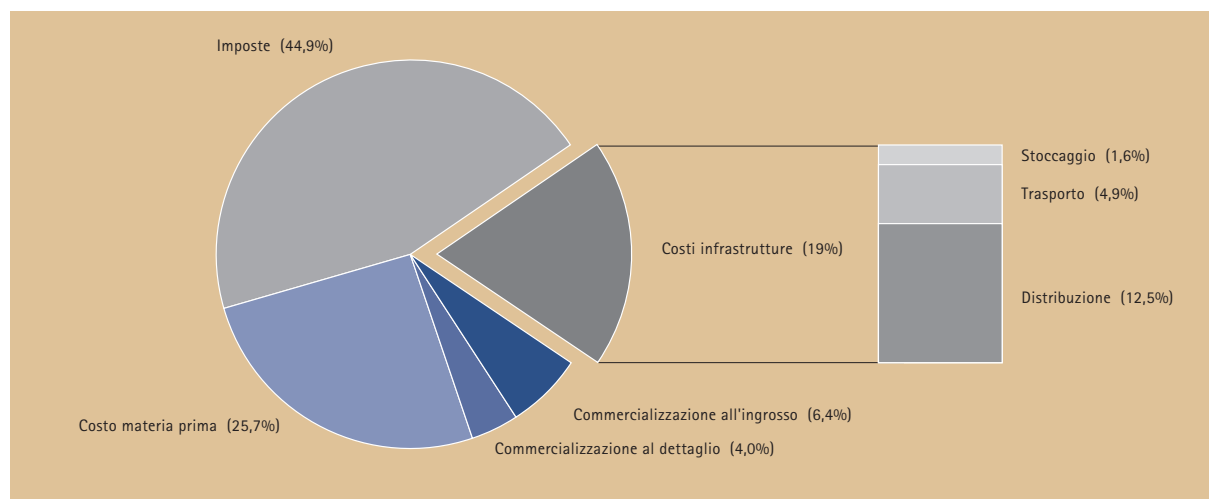
FIG. 4.12 ANDAMENTO DELLA TARIFFA MEDIA NAZIONALE DI RIFERIMENTO DEL GAS NATURALE NEGLI ULTIMI DUE ANNI



(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.

mettendo a punto, alla fine del 2004, un nuovo meccanismo di indicizzazione della componente materia prima (delibera n. 248/04). Esso aveva permesso di contenere la risalita della componente QE nel primo trimestre dell'anno a 14,63 c€/m³, innalzando la tariffa complessiva a 59,09¹¹ c€/m³. A seguito della sospensione della delibera n. 248/04 (si veda il paragrafo sulle azioni dell'Autorità per la promozione della concorrenza nella vendita, nel quale è descritto in dettaglio l'iter di questa delibera), 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, quello previsto dalla delibera n. 195/02, ed è quindi salito a 15,44 c€/m³. La tariffa complessiva è passata, di conseguenza, a 60,06 c€/m³, valore a cui è rimasta invariata nel secondo trimestre dell'anno. Così, come illustrato nella figura 4.13, all'1 aprile 2005 la tariffa media nazionale di riferimento risulta composta per il 55 per cento circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 45 per cento dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (imposta di consumo, addizionale regionale e IVA).

11 I valori della tariffa complessiva citati nel testo non corrispondono a quelli diffusi nei comunicati stampa che accompagnavano le revisioni trimestrali della tariffa di riferimento per il I e il II trimestre 2005, in quanto in quei comunicati non si è tenuto conto dell'aumento delle imposte sul gas.

FIG. 4.13 **COMPOSIZIONE PERCENTUALE DELLA TARIFFA MEDIA NAZIONALE DI RIFERIMENTO DEL GAS NATURALE AL 1° APRILE 2005**Tariffa di riferimento per consumi inferiori a 200.000 m³ annui.

Il costo della materia prima incide sul valore complessivo della tariffa per quasi un terzo (25,7 per cento), i costi di commercializzazione per il 10,4 per cento e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 19 per cento. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione: la componente Cd incide infatti per il 12,5 per cento sulla tariffa complessiva; l'incidenza della componente a copertura dei costi di trasporto raggiunge quasi il 5 per cento, mentre è pari all'1,6 per cento l'incidenza della componente per lo stoccaggio.

La tavola 4.21 mostra il valore delle accise e le aliquote IVA in vigore per l'anno 2005. 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.

I valori dell'imposta di consumo, determinati per l'anno in corso nell'ambito della legge finanziaria per il 2005 (legge 31 dicembre 2004, n. 311) hanno subito un incremento rispetto allo scorso anno (escluso solo per le località ricadenti nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno), a causa della cessazione in vigore del decreto del Ministro dell'economia e delle finanze 12 febbraio 2004 che, per attenuare i costi esorbitanti del petrolio, aveva disposto abbattimenti d'imposta per l'anno 2004. Le aliquote di accisa sono quindi tornate ai livelli fissati dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999 che aveva introdotto la *carbon tax*. Gli aumenti, sono di entità variabile e in alcuni casi

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 4.21 IMPOSTE SUL GAS

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

TARIFFA	T1	T2		T3	T4
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI
CONSUMO ANNUO		<250 m ³ /a	>250 m ³ /a		
Imposta di consumo					
Normale	4,48491	7,88526	17,33074	17,33074	1,24980
Località ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,86516	3,86516	12,42182	12,42182	1,24980
Addizionale regionale^(B)					
Piemonte	2,2425	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249
Veneto	0,5165	0,5165	1,2911	1,2911	0,6249
Liguria ^(C)	2,2425	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249
Emilia Romagna	2,2425	3,09874	3,09874	3,09874	0,6249
Toscana	2,0000	2,0000	2,6000	2,6000	0,6000
Umbria	0,5200	0,5200	0,5200	0,5200	0,5200
Marche	1,5500	1,5500	1,5500	1,5500	0,6249
Lazio	2,2425 ^(D)	3,09874 ^(D)	3,1000	3,1000	0,6200
Abruzzo	1,9326	1,9326	2,582 ^(E)	2,582 ^(E)	0,6249
Molise ^(F)	1,5000	1,5000	1,5000	1,5000	1,5000
Campania	1,93258	1,93258	3,1000	3,1000	0,6249
Puglia	1,93258	1,93258	2,5800	2,5800	0,6249
Basilicata	1,93258	1,93258	2,5800	2,5800	0,6249
Calabria	1,93258	1,93258	2,58228	2,58228	0,6249
Aliquota IVA (%)	10	20	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 (articolo 1, comma 10, LR 18/12/2001, 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".

piuttosto rilevanti: passa da 4 a 4,48 c€/m³ l'imposta sulla T1, da 4 a 7,89 c€/m³ quella sul primo scaglione della T2 (consumi annui sino a 250 m³), da 17,32 a 17,33 c€/m³ quella sul secondo scaglione della T2 (consumi annui superiori a 250 m³) e sulla T3; rimane invariata a 1,25 c€/m³ l'imposta sulla T4. È appena il caso di ricordare che l'aumento dell'imposta di consumo trascina con sé l'incremento di alcune addizionali regionali. Com'è noto, ciascuna Amministrazione regionale è libera di fissare, con proprie norme, il valore dell'accisa addizionale, purché esso rimanga all'interno di una fascia prestabilita e uguale per tutte le Regioni. L'imposta sul valore aggiunto, infine, produce un effetto moltiplicativo dell'incremento iniziale delle accise, visto che queste entrano nella base imponibile dell'IVA.

Complessivamente, l'effetto dell'aumento fiscale sul valore della tariffa media nazionale per il primo trimestre 2005 è valutabile in una maggiorazione dell'1,5 per cento.

5. OBBLIGHI DI SERVIZIO PUBBLICO, QUALITÀ E TUTELA DEI CONSUMATORI

QUALITÀ NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Nel corso del 2004 è proseguito il miglioramento della continuità del servizio sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica. Per effetto della regolazione della continuità del servizio introdotta dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas a partire dall'anno 2000, più avanti descritta, sono migliorati l'indicatore sia di durata di interruzione media per cliente sia del numero medio di interruzioni per cliente, riferiti alle interruzioni senza preavviso lunghe (durata superiore a 3 minuti).

La durata complessiva di interruzione è passata da 104 minuti persi per cliente nel 2003 (escludendo il *black out* del 28 settembre e i distacchi a rotazione del 26 giugno) a 91 minuti persi per cliente nel 2004 (considerando tutte le interruzioni), con un miglioramento del 53 per cento rispetto al 1999. Il numero di interruzioni per cliente è passato da 2,7 interruzioni per cliente nel 2003 (escludendo il *black out* del 28 settembre e i distacchi a rotazione del 26 giugno) a 2,5 interruzioni per cliente nel 2004 (considerando tutte le interruzioni), migliorando del 35 per cento rispetto al 1999 (Tav. 5.1 e Figg. 5.1, 5.2 e 5.3).

Al miglioramento complessivo a livello nazionale si affianca la progressiva convergenza tra i valori di continuità del servizio delle regioni del Nord e quelli delle regioni del Centro-Sud, per quanto riguarda sia la durata sia il numero delle interruzioni. In particolare, le regioni del Sud hanno riscontrato un miglioramento medio della durata di interruzione pari al 64 per cento e quelle del Centro pari al 58 per cento rispetto all'anno 1999, contro il 31 per cento delle regioni del Nord. Analogamente anche per il numero medio di interruzioni per cliente, i divari tra regioni del Nord e del Centro-Sud si sono ridotti. È confermata inoltre la progressiva e costante riduzione dei divari di continuità interregionali anche a parità di grado di concentrazione territoriale.

I dati di continuità del servizio riportati in questa *Relazione Annuale* differiscono da quelli presentati nelle precedenti *Relazioni Annuali* per alcune modifiche introdotte da Enel Distribuzione S.p.A. alla propria metodologia di registrazione del numero di clienti coinvolti in ciascuna interruzione. In particolare, Enel Distribuzione ha affinato dal 2004 la stima del numero di clienti interrotti per ciascuna interruzione, passando da una valutazione del numero di clienti alimentati da un trasformatore MT/BT realizzata a livello di Comune, a un valore reale di clienti BT per singolo trasformatore MT/BT.

Il nuovo metodo, che approssima con maggiore accuratezza il numero reale di clienti interessati da ciascuna interruzione, ha comportato la modifica degli indicatori di continuità. L'Autorità ha richiesto a Enel Distribuzione di ricalcolare

TAV. 5.1 INTERRUZIONI PER CLIENTE IN BASSA TENSIONE

Valori annuali medi regionali per Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali, esclusi i distacchi programmati del 26 giugno e il *black out* del 28 settembre 2003

	2003 ^(A)			2004		
	DURATA CUMULATA NETTA	DURATA CUMULATA TOTALE ^(A)	NUMERO DI INTERRUZIONI ^(A)	DURATA CUMULATA NETTA	DURATA CUMULATA TOTALE ^(A)	NUMERO DI INTERRUZIONI ^(A)
Piemonte	57	92	2,2	57	134	2,3
Valle d'Aosta	60	71	1,3	27	80	1,0
Liguria	48	61	2,1	44	51	1,7
Lombardia	36	63	1,6	30	44	1,3
Trentino Alto Adige	76	211	4,1	41	72	2,7
Veneto	44	67	1,7	63	152	2,2
Friuli Venezia Giulia	53	80	1,7	36	53	1,8
Emilia Romagna	43	58	1,9	41	96	1,8
Toscana	55	76	2,4	56	87	2,3
Marche	54	65	2,0	43	50	1,7
Umbria	43	64	2,0	42	68	2,2
Lazio	85	107	2,9	78	97	2,8
Abruzzo	109	134	3,0	60	73	2,3
Molise	81	151	3,7	36	39	1,8
Campania	115	147	4,1	92	119	4,3
Puglia	72	123	2,8	56	80	2,4
Basilicata	81	152	3,4	45	52	2,2
Calabria	104	151	4,9	85	107	3,9
Sicilia	119	196	4,4	80	95	3,6
Sardegna	121	146	4,6	96	115	3,9
NORD	45	73	1,9	44	88	1,8
CENTRO	68	88	2,6	64	86	2,5
SUD	105	154	4,0	77	97	3,4
ITALIA	70	104	2,7	59	91	2,5

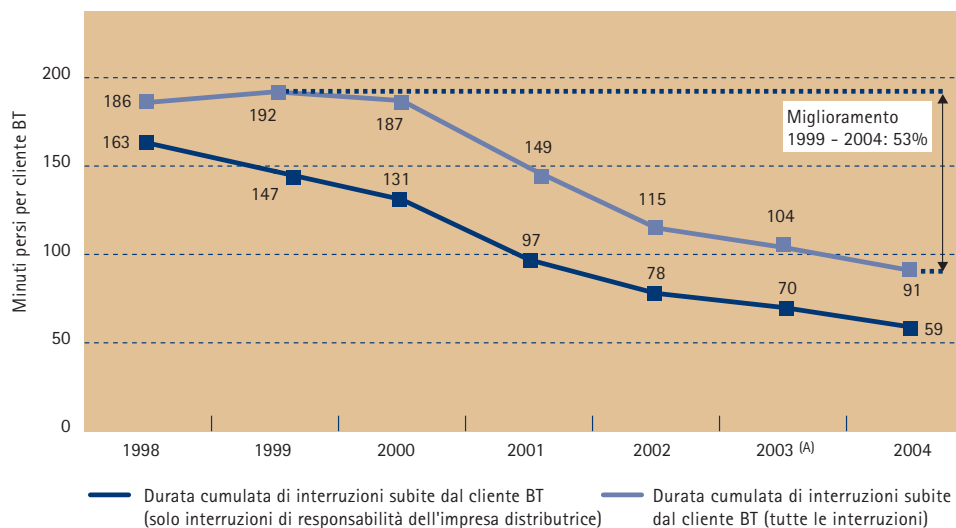
(A) Al netto delle interruzioni verificatesi per distacchi programmati e *black out*.

anche gli indicatori di continuità del servizio relativi agli anni 1998-2003, per ogni ambito territoriale, in modo da garantire la permanenza delle serie storiche di continuità del servizio, a cui fanno riferimento anche altre istituzioni (per esempio il Dipartimento per le politiche di sviluppo del Ministero dell'economia e delle finanze) nell'ambito della valutazione degli effetti delle misure di sostegno finanziate dalla Unione europea per le zone svantaggiate.

Anche per le interruzioni brevi (durata inferiore a 3 minuti ma superiore a un secondo) si riscontra un miglioramento: da 6,7 interruzioni brevi all'anno per cliente nel 2002 (primo anno per cui sono disponibili i dati sulle interruzioni

FIG. 5.1 DURATA DELLE INTERRUZIONI PER CLIENTE IN BASSA TENSIONE

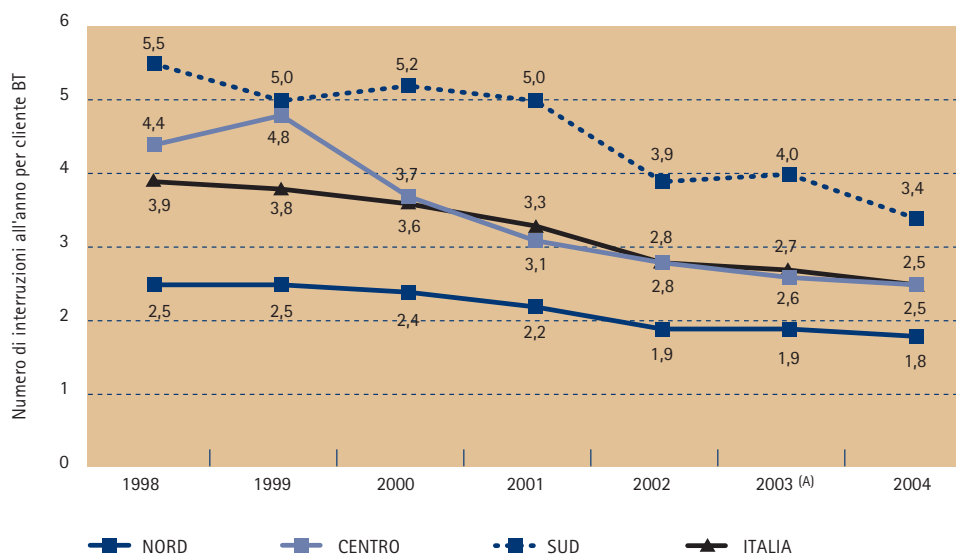
Minuti persi per cliente; valori annuali medi, Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



(A) Esclusi distacchi programmati e black out.

FIG. 5.2 NUMERO DELLE INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE PER CLIENTE IN BASSA TENSIONE

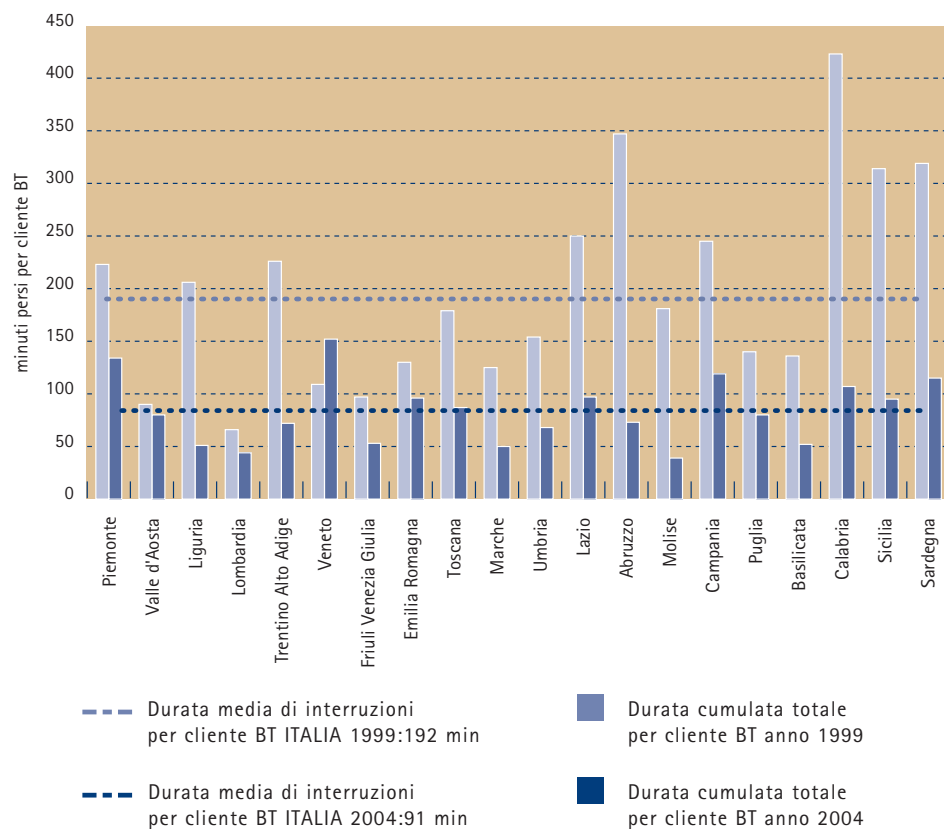
Minuti persi per cliente; valori annuali medi, Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



(A) Esclusi distacchi programmati e black out.

FIG. 5.3 DURATA MEDIA DELLE INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE PER CLIENTE IN BASSA TENSIONE, ANNI 1999 E 2004

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



brevi) si passa a 5,8 interruzioni brevi all'anno per cliente nel 2004 (Tav. 5.2). Le interruzioni brevi non sono attualmente soggette alla regolazione; il miglioramento del numero per clienti di interruzioni brevi dimostra che la regolazione della continuità del servizio riferita alla durata delle interruzioni lunghe non ha avuto effetti indesiderati: la riduzione delle interruzioni lunghe non è stata realizzata aumentando le interruzioni brevi.

TAV. 5.2 NUMERO DELLE INTERRUZIONI BREVI PER CLIENTE IN BASSA TENSIONE

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

	2002	2003	2004
Lunghe ^(A)	2,8	2,7	2,5
Brevi	6,7	6,4	5,8
Totale	9,4	9,2	8,3

(A) Al netto delle interruzioni verificatesi il 26 giugno e il 28 settembre 2003.

**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 di regolazione 2004-2007 con il Testo integrato della qualità dei servizi elettrici, approvato con la delibera 30 gennaio 2004, n. 4. La regolazione della durata delle interruzioni 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 finanziari da assegnare alle imprese distributrici.

Gli obiettivi di miglioramento si riferiscono all'indicatore di riferimento (durata complessiva delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT), 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.

Con le delibere del 17 dicembre 2004, n. 220 e 27 dicembre 2004, n. 243, l'Autorità, a chiusura del procedimento di verifica del raggiungimento degli obiettivi di continuità del servizio per l'anno 2003, ha disposto incentivi e penalità per un saldo netto di 202 milioni di euro. Ai 204 ambiti territoriali che nel 2003 hanno registrato un livello effettivo di continuità superiore all'obiettivo di miglioramento assegnato, sono stati riconosciuti incentivi per 176,6 milioni di euro; ai 50 ambiti in cui il livello effettivo di continuità è stato peggiore dell'obiettivo di miglioramento assegnato sono state inflitte penalità pari a 37,2 milioni di euro e ai 51 ambiti territoriali che hanno mantenuto nel 2003 livelli effettivi di continuità di eccellenza (migliori o uguali dei livelli nazionali di riferimento individuati per il periodo di regolazione 2000-2003) sono stati assegnati incentivi per 62,5 milioni di euro.

L'impatto tariffario per i miglioramenti di continuità ottenuti nel 2003 è stato assorbito dalla giacenza del Conto oneri per i recuperi di continuità del servizio, gestito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) e alimentato dalla quota delle tariffe 2004 destinata ai recuperi di continuità.

Gli incentivi e le penalità per l'anno 2003 sono stati erogati a seguito di un'attività di controllo tecnico sulla qualità del servizio elettrico, focalizzata anche per il 2004 sulla continuità del servizio (si veda il paragrafo "Controlli tecnici sui servizi di distribuzione dell'energia elettrica e del gas").

Dal 1° febbraio 2004 sono in vigore i nuovi obiettivi di miglioramento della continuità del servizio, secondo i criteri stabiliti dal Testo integrato della qualità dei servizi elettrici. Tra i principali elementi di novità per il periodo di regolazione 2004-2007 vi è il nuovo metodo di determinazione degli obiettivi annuali di miglioramento, basato su un criterio di convergenza obbligatoria verso livelli obiettivo di lungo termine. Questi ultimi individuati dall'Autorità sono differenziati per grado di concentrazione e valgono 25 minuti persi per cliente all'anno nelle

città, 40 minuti persi per cliente all'anno nelle aree a media densità abitativa e 60 minuti persi per cliente all'anno nelle zone rurali.

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, nei limiti delle risorse rese disponibili dai livelli tariffari.

Con delibera del 29 luglio 2004, n. 133, sono stati determinati sia i livelli di partenza sia gli obiettivi annuali di miglioramento per ogni ambito territoriale e per ciascun anno del periodo di regolazione 2004-2007. Per i primi, il livello di partenza è pari al valore medio biennale dell'indicatore di riferimento nel biennio 2002-2003. Per il periodo 2004-2007 le imprese distributrici regolate sulla durata di interruzione sono 23.

L'esperienza maturata nel periodo di regolazione 2000-2003 ha messo in luce l'opportunità di prevedere una procedura semplificata di registrazione delle interruzioni per quanto attiene alla loro attribuzione a cause di forza maggiore; per esse, così come per le interruzioni imputate a danni provocati da terzi, è richiesta la documentazione dell'attribuzione di responsabilità. È stato introdotto un metodo statistico, basato sull'analisi dei valori giornalieri in cui un indicatore di continuità presenta valori del tutto eccezionali, al fine di individuare i "giorni di particolare rilevanza", ovvero quelli in cui le interruzioni possono essere escluse dalla regolazione della durata. Le imprese distributrici che hanno optato per l'adozione del metodo statistico di determinazione dei giorni di particolare rilevanza, per l'intero periodo di regolazione 2004-2007, sono 14, inclusa Enel Distribuzione. Le altre imprese distributrici hanno scelto di continuare a utilizzare il precedente metodo di attribuzione delle interruzioni a cause di forza maggiore basato sulle evidenze documentali.

**Nuova regolazione
individuale
del numero di interruzioni**

A seguito di ampia consultazione, l'Autorità ha introdotto, con il Testo integrato della qualità dei servizi elettrici, con decorrenza dall'anno 2006, nuovi standard specifici di continuità relativi al numero annuo massimo di interruzioni senza preavviso lunghe per clienti di alta e media tensione, per i quali sono già disponibili dati individuali di continuità del servizio. La nuova regolazione del numero delle interruzioni ha lo scopo di tutelare i clienti di alta e media tensione "peggio serviti", cioè quelli che subiscono un numero eccessivo di interruzioni lunghe all'anno.

Le principali caratteristiche della nuova regolazione del numero di interruzioni sono:

- definizione dell'indicatore di continuità per il numero annuo di interruzioni senza preavviso per i clienti alimentati in alta e media tensione; sono escluse dal conteggio le interruzioni attribuite alla rete di trasmissione nazionale e alla rete di distribuzione in alta tensione (per i soli clienti in media tensione), a cause esterne e a causa di forza maggiore, nonché le interruzioni che hanno luogo entro 60 minuti da una precedente interruzione lunga;
- definizione di standard specifici di continuità; per i clienti alimentati in alta tensione: massimo 1 interruzione all'anno (2 per i clienti alimentati in derivazione rigida); per i clienti alimentati in media tensione: massimo 3 interruzioni all'anno nelle città, 4 nelle aree a media densità abitativa e 5 nelle zone rurali;
- penalità a carico delle imprese distributrici in caso di mancato rispetto degli standard specifici, proporzionali al numero di interruzioni in eccedenza allo standard;
- gradualità di applicazione delle penalizzazioni per le imprese distributrici secondo livelli di potenza decrescente per i clienti alimentati in media tensione;
- indennizzi automatici ai clienti di alta e media tensione che subiscono un numero annuo di interruzioni superiori allo standard applicabile, purché gli stessi clienti siano dotati dei requisiti tecnici necessari a selezionare i guasti nei propri impianti e pertanto a evitare di provocare interruzioni sulla rete di distribuzione;
- corrispettivi tariffari specifici previsti per i clienti che non adegueranno i propri impianti ai requisiti tecnici entro un arco di tempo di alcuni anni.

Nel corso del 2004, l'Autorità ha definito le modalità e i requisiti necessari per i clienti di alta e media tensione per avere diritto a indennizzi automatici nel caso di mancato rispetto degli standard specifici di continuità già introdotti con il Testo integrato della qualità del servizio; in esso erano state definite anche le penalità per le imprese distributrici in caso di mancato rispetto degli standard e il profilo di gradualità per l'entrata in vigore della regolazione orientata a contenere il numero annuo di interruzioni (delibera 27 dicembre 2004, n. 247).

Il tema degli indennizzi e dei requisiti tecnici per ottenerli è stato oggetto, nel corso del 2004, di una specifica consultazione per il suo elevato contenuto tecnico. L'Autorità si è avvalsa della collaborazione della società CESI S.p.A. in qualità di soggetto che finora svolge la ricerca di sistema nel settore elettrico e del Comitato elettrotecnico italiano (CEI), ente responsabile della normazione tecnica per il settore elettrico.

Per avere diritto agli indennizzi, i clienti di alta e media tensione dovranno dimostrare di avere installato nei propri impianti apparecchi di protezione in gra-

do di evitare che eventuali interruzioni provocate da guasti all'interno degli impianti di utenza si riverberino sulla rete, danneggiando gli altri clienti connessi nelle vicinanze.

Le penalità pagate dalle imprese distributrici saranno utilizzate per erogare gli indennizzi; a differenza delle penalità, che verranno calcolate su un numero ristretto di clienti per motivi di gradualità (clienti con potenza disponibile superiore a 500 kW nel 2006 e clienti con potenza disponibile superiore a 100 kW nel 2007), gli indennizzi potranno essere erogati a tutti i clienti, fin dal 2006, purché dotati dei requisiti tecnici richiesti. In questo modo l'Autorità conta di massimizzare il numero di clienti che adegueranno i propri impianti, con benefici in termini di continuità e sicurezza del servizio per sé e per gli altri clienti, inclusi quelli in bassa tensione. Per i clienti in media tensione che non provvederanno ad adeguare gli impianti, e che quindi potrebbero essere causa di interruzioni non solo per sé ma anche per gli altri clienti, l'Autorità ha introdotto un corrispettivo tariffario specifico aggiuntivo. Per clienti in media tensione con potenza maggiore di 500 kW il corrispettivo specifico è dell'ordine dell'1 per cento della spesa annua e dovrà essere pagato a decorrere dal 2007 in caso di mancato adeguamento entro il 2006; per i clienti con potenza inferiore a 500 kW il corrispettivo specifico sarà determinato in occasione della revisione tariffaria nel corso del 2007 e dovrà essere pagato a decorrere dal 2008.

Durante la consultazione sono state raccolte informazioni che hanno permesso di stimare gli effetti della nuova regolazione del massimo numero annuo di interruzioni:

- se tutti i clienti di media tensione adeguassero i propri impianti ai requisiti tecnici, si otterrebbe un miglioramento compreso tra il 7 per cento e il 10 per cento rispetto al 2002 del numero delle interruzioni lunghe;
- tale miglioramento è in larga parte aggiuntivo a quello atteso (stimabile alla fine del corrente periodo di regolazione tra il 20 per cento e il 25 per cento rispetto al 2002) per effetto dei nuovi standard sul numero massimo di interruzioni e delle relative penalità a carico delle imprese distributrici in caso di mancato rispetto, già introdotti con il Testo integrato della qualità dei servizi elettrici.

Sono inoltre previsti controlli per verificare a campione le dichiarazioni di adeguatezza dei clienti, che dovranno essere rilasciate da personale qualificato per legge.

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

La regolazione della qualità commerciale tutela i clienti del mercato vincolato e del mercato libero, con interventi di garanzia e promozione della qualità del servizio, più incisivi per le attività non soggette a concorrenza e nel rispetto del diritto di scelta delle parti interessate nelle attività in concorrenza, affinché la liberalizzazione non comporti l'indebolimento della tutela, in particolare per i clienti con minore forza contrattuale.

Dall'1 luglio 2000 sono in vigore gli standard nazionali di qualità commerciale che esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni (allacciamenti, attivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposta a reclami ecc.) richieste dai clienti 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'avanzamento della liberalizzazione nel settore e delle modifiche legislative intervenute sono state messe a punto le necessarie separazioni tra le prestazioni relative all'attività di distribuzione, all'attività di misura e all'attività di vendita.

Gli standard fissati per il precedente periodo sono stati revisionati; per alcune prestazioni sono stati ridotti i tempi massimi e si sono individuate nuove aree da monitorare con appositi indicatori di qualità. Si sono anche apportate semplificazioni, in particolare per quanto riguarda le attività relative ai tempi di preventivazione, e per alcuni standard generali, che sono stati ridotti di numero a fronte dell'introduzione di nuovi standard specifici.

L'effetto dell'introduzione di nuovi standard specifici (tempo massimo sia per il ripristino di guasti sul misuratore sia per la restituzione di somme erroneamente fatturate) aumenta la tutela dei clienti.

È stato previsto l'avvio di un monitoraggio dei livelli di servizio e di attesa al *call center* delle principali imprese distributrici. Il monitoraggio è propedeutico alla definizione di standard di qualità di questo fattore particolarmente importante per i clienti.

L'impresa esercente informa ogni cliente che fa richiesta di una prestazione soggetta a standard specifico, del tempo massimo e dell'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto del tempo massimo. 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 sia imputabili alla stessa impresa esercente sia 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. 5.3).

TAV. 5.3 NUMERO DI RIMBORSI PAGATI PER MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD DI QUALITÀ

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

	CARTA DEI SERVIZI			REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ COMMERCIALE				
	1997	1998	1999	2000 II SEM.	2001	2002	2003	2004 ^(A)
Casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso	6.099	4.167	8.418	7.902	25.650	61.881	67.344	57.479
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	21	54	22	4.771	12.437	52.229	79.072	53.006

(A) Dati da febbraio a dicembre 2004.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

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 riesce a rispettare questo termine deve pagare un rimborso di entità doppia o quintupla, in ragione del ritardo di pagamento.

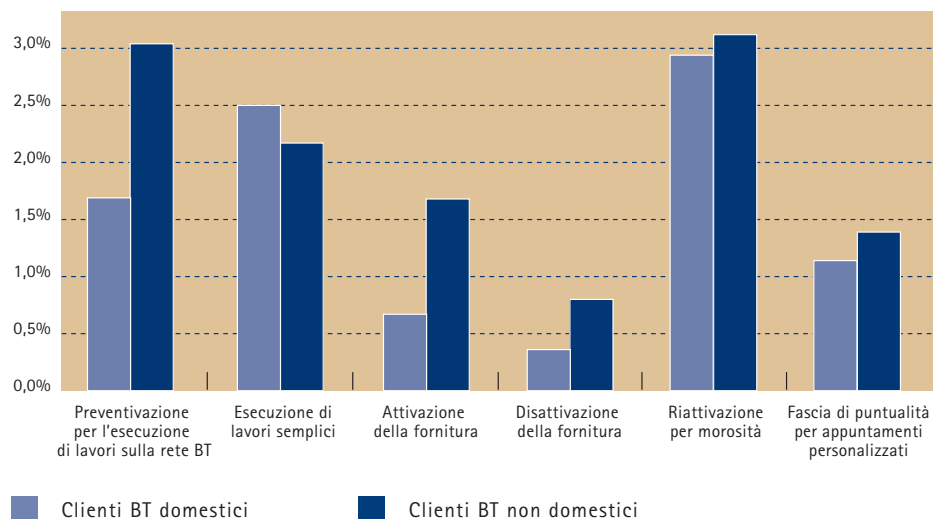
Dai dati forniti dagli esercenti si rileva che anche per l'anno 2004 si è assistito a un assestamento del numero di indennizzi pagati ai clienti per mancato rispetto degli standard specifici di qualità.

Le percentuali di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale sono sempre inferiori al 4 per cento, in alcuni casi inferiori anche all'1 per cento, a esclusione delle rettifiche di fatturazione, nuova prestazione soggetta a indennizzi automatici dal 2004 (non inclusa nella Fig. 5.4) che raggiunge per i clienti BT domestici quasi il 20 per cento benché il tempo effettivo medio di tale prestazione sia notevolmente al di sotto del livello definito dall'Autorità. Si ritiene che questa anomalia sia riconducibile alla recente entrata in vigore del

nuovo standard specifico soggetto a indennizzo per questa prestazione che verrà, pertanto, eliminata nel corso del 2005.

FIG. 5.4 PERCENTUALE DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SPECIFICI DI QUALITÀ COMMERCIALE, ANNO 2004

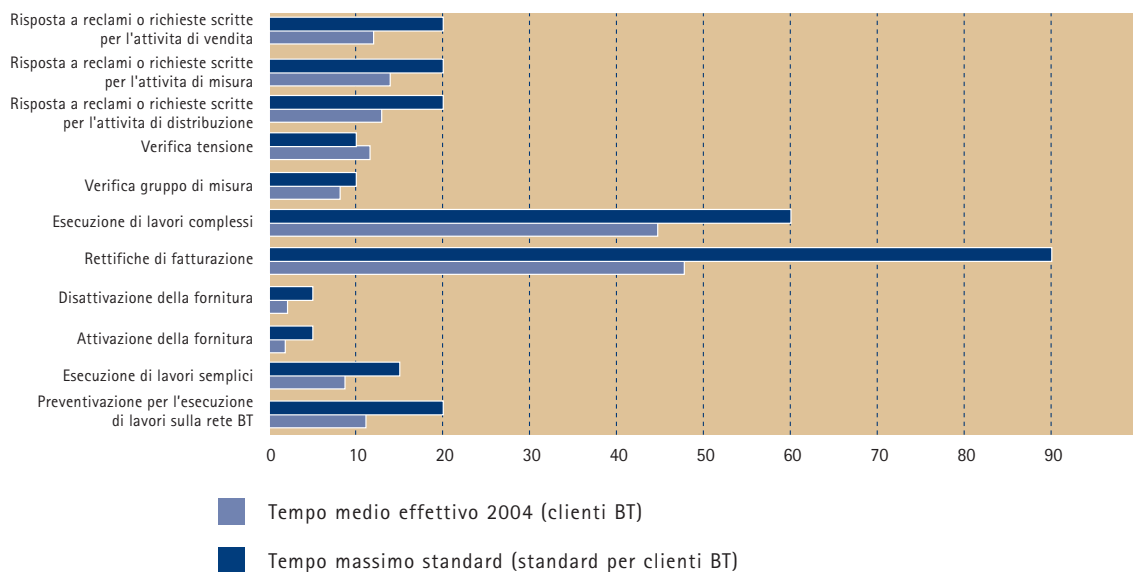
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

FIG. 5.5 CONFRONTO TEMPO EFFETTIVO MEDIO E STANDARD DEFINITO DALL'AUTORITÀ PER TUTTE LE PRESTAZIONI DI QUALITÀ COMMERCIALE PER CLIENTI IN BASSA TENSIONE, ANNO 2004

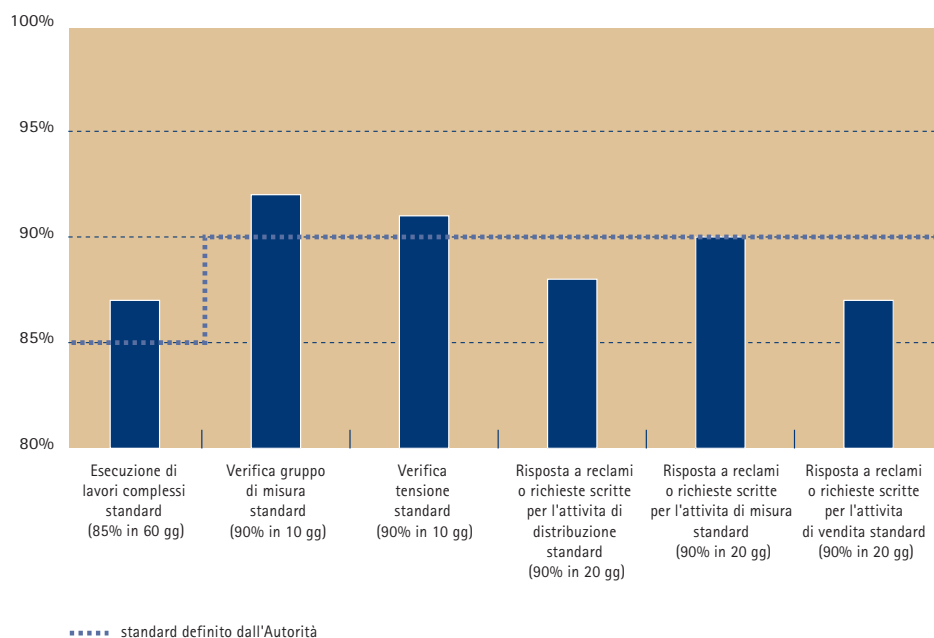
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

FIG. 5.6 **PERCENTUALE DI RISPETTO DEGLI STANDARD GENERALI DI QUALITÀ COMMERCIALE NEL 2004**

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



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

Per tutte le prestazioni soggette a standard specifico o generale, l'Autorità verifica il tempo medio effettivo. Per molte prestazioni, il tempo medio effettivo risulta in genere pari a circa i 2/3 del tempo massimo definito dall'Autorità; solo per le verifiche di tensione nel 2004 si registra un tempo medio effettivo superiore al tempo massimo definito dall'Autorità (Fig. 5.5).

Gli obiettivi fissati dagli standard generali di qualità risultano raggiunti nella maggior parte dei casi; tuttavia, nel 2004, gli standard generali non sono stati raggiunti per quanto riguarda la risposta ai reclami e alle richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e vendita (Fig. 5.6).

Qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica

La qualità della tensione di fornitura comprende un elevato numero di parametri tecnici descritti e caratterizzati nella norma tecnica europea EN 50160. Tale norma, recepita in Italia dalla norma CEI EN 50160, per alcuni parametri di qualità della tensione fornisce valori di riferimento. In particolare per le interruzioni e i buchi di tensione (cadute di tensione rapide oltre la soglia del 10 per cento della tensione nominale) la norma CEI EN 50160 fornisce valori indicativi

che si rivelano non adeguati alle esigenze di gran parte dei clienti che consumano energia elettrica per usi industriali o di servizi. L'Autorità intende promuovere azioni di contenimento finalizzate in via prioritaria alle interruzioni, ai buchi di tensione e alle variazioni della tensione di fornitura. Il problema della qualità della tensione è rilevante in particolare per l'impatto economico che può comportare per i clienti quando inadeguata.

Con il Testo integrato della qualità dei servizi elettrici è stata introdotta la facoltà, per i clienti alimentati in alta e media tensione e per le imprese di distribuzione dell'energia elettrica, di stipulare contratti per la qualità che prevedono la fissazione di un suo livello concordato, un premio annuo a carico del cliente e un rimborso a favore dello stesso nel caso in cui il livello concordato di qualità non venga rispettato. I contratti per la qualità possono avere a oggetto qualsiasi parametro di qualità della tensione di fornitura, purché misurato per almeno un anno con strumenti di registrazione conformi alle norme tecniche sopra ricordate. A tal fine i clienti possono installare un proprio registratore individuale dei parametri della qualità della tensione di fornitura conforme alle norme tecniche o richiedere l'installazione del misuratore all'impresa distributrice. I parametri di qualità della tensione vanno misurati in ottemperanza alla norma tecnica IEC 61000-4-30, recepita in Italia dalla norma CEI 61000-4-30.

Nonostante la rilevanza del problema, in Italia, come nella maggior parte dei paesi europei, non si dispone di un monitoraggio adeguato dei diversi parametri di qualità della tensione. La conoscenza della reale entità del problema permetterà 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 recentemente per la trasmissione (nel documento si propone anche di estendere tali obblighi alle reti di distribuzione in alta tensione che presentano caratteristiche analoghe a quelle di trasmissione).

Con riferimento alle reti di distribuzione dell'energia elettrica, in data 6 aprile 2005 è stato diffuso il Documento per la consultazione *Iniziativa per il monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica* avente lo scopo di realizzare un sistema di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica in media tensione che sarà realizzato a cura della società CESI nell'ambito del finanziamento della Ricerca di sistema. Tale 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 (dove esiste un sistema di monitoraggio finanziato tramite la tariffa), Spagna (dove è stato imposto l'obbligo in capo alle imprese distributrici di effettuare campagne di rilevazione della qualità della tensione) e Francia (dove i contratti di accesso alla rete prevedono la possibilità di ottenere un livello personalizzato garantito di inter-

ruzioni e buchi di tensione, per questi ultimi a fronte di una componente tariffaria aggiuntiva).

La campagna di monitoraggio della qualità della tensione si pone, quali obiettivi principali, la raccolta di elementi conoscitivi sulle attuali *performance* delle reti di distribuzione 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, e una valutazione circa l'introduzione di nuovi obblighi di misurazione di qualità della tensione in capo alle imprese distributrici, cui potrà fare seguito l'inserimento di forme di regolazione economica di alcuni parametri della qualità della tensione. L'Autorità ha inoltre manifestato l'intenzione di determinare valori minimi garantiti della potenza di cortocircuito per tutti i punti di consegna delle reti di distribuzione in media tensione.

Qualità del servizio sulla rete di trasmissione nazionale

Nel corso del 2004, l'Autorità ha dedicato attenzione anche al tema della qualità del servizio di trasmissione, finora non soggetto ad alcuna regolazione. Il Titolo VIII della delibera 30 dicembre 2004, n. 250, recante *Directive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. per l'adozione del Codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004*, ha introdotto per la prima volta obblighi in materia di qualità del servizio di trasmissione.

Sono state fissate le modalità per la determinazione di indici di qualità del servizio di trasmissione che dovranno essere resi disponibili sul sito Internet della società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (GRTN) attraverso un sistema di interrogazione *on line*. In occasione di ogni periodo di regolazione il GRTN dovrà definire i livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione relativamente all'intero sistema, anche suddiviso in aree, e ai singoli utenti della rete. Il GRTN dovrà anche stabilire i criteri per la determinazione dei valori minimo e massimo convenzionali di potenza di cortocircuito e rendere disponibile sul proprio sito Internet tali valori per ciascun sito di connessione con la rete. Il valore della potenza di cortocircuito dovrà essere superiore per il 95 per cento delle ore dell'anno al valore minimo convenzionale dichiarato dal GRTN (transitoriamente per il 2006 il limite è abbassato al 90 per cento delle ore dell'anno). È previsto inoltre che il soggetto risultante dall'unificazione della gestione e della proprietà della rete di trasmissione nazionale pubblici annualmente un rapporto sulla qualità del servizio di trasmissione in cui saranno resi noti:

- i livelli effettivi degli indici di qualità del servizio di trasmissione e gli inter-

venti attuati e previsti per il miglioramento di tali indici;

- il confronto tra i livelli effettivi degli indici di qualità del servizio per l'intero sistema e i livelli attesi, con l'indicazione sia del numero di utenti della rete per i quali non sono rispettati i livelli di qualità sia degli interventi mirati alla risoluzione delle situazioni più critiche e i temi di realizzazione di tali interventi;
- i livelli previsionali a cinque anni di potenza di cortocircuito massima e minima, nonché i programmi mirati all'innalzamento della potenza di cortocircuito nelle situazioni più critiche e i tempi di realizzazione di detti programmi.

Infine, sono previste campagne di misurazione della qualità della tensione sulla rete di trasmissione nazionale. È stata estesa agli utenti della rete di trasmissione nazionale la facoltà di parteciparvi e, al pari dei clienti della distribuzione, di stipulare contratti per la qualità con il GRTN.

Rilevazione della soddisfazione e disponibilità a pagare per il miglioramento della continuità

Nel corso degli anni 1998-2003 l'Istat ha svolto per conto dell'Autorità, all'interno dell'Indagine multiscopo sulle famiglie "Aspetti della vita quotidiana" specifici quesiti volti a rilevare la soddisfazione degli utenti e l'efficacia dei servizi nel settore dell'energia elettrica e del gas.

Nel 2004 l'Autorità ha rinnovato la convenzione con l'Istat per il quinquennio 2005-2009 al fine di continuare a rilevare la soddisfazione dei clienti domestici e assicurare continuità alla serie dei dati storici. Il campione, estremamente elevato, permette la rappresentatività regionale, in modo da osservare costantemente gli effetti della regolazione della qualità, mirata tra l'altro alla riduzione

TAV. 5.4 SODDISFAZIONE COMPLESSIVA PER IL SERVIZIO ELETTRICO

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

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

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2003.

TAV. 5.5 SODDISFAZIONE PER LA CONTINUITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO

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

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

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2003.

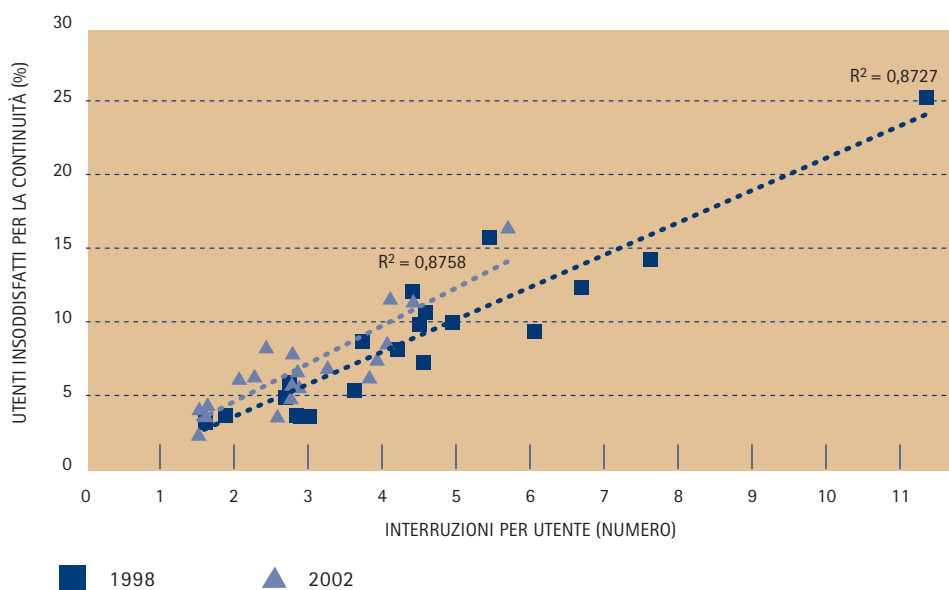
dei divari regionali di qualità. I risultati dell'indagine relativa al 2004 saranno resi disponibili nel corso del 2005.

L'andamento generale della soddisfazione dell'utenza è risultato complessivamente buono: all'interno di un livello mediamente alto si evidenziano situazioni diverse sotto il profilo geografico.

La soddisfazione dei clienti dei servizi nel settore dell'energia elettrica è legata fortemente alla continuità del servizio (mancanza di interruzioni nell'erogazio-

FIG. 5.7 CORRELAZIONE TRA QUALITÀ PERCEPITA E QUALITÀ EFFETTIVAMENTE EROGATA

Numero medio di interruzioni per cliente BT e percentuale di insoddisfatti; valori regionali 1998 e 2002



ne dell'energia elettrica agli utenti).

I dati raccolti permettono di confermare una stretta correlazione tra “qualità erogata” (livelli effettivi di continuità del servizio) e “qualità percepita” (percentuale di clienti soddisfatti e insoddisfatti per la continuità del servizio). Tale correlazione si mantiene nel tempo; pertanto, al migliorare della continuità si riduce la quota di clienti poco o per niente soddisfatti.

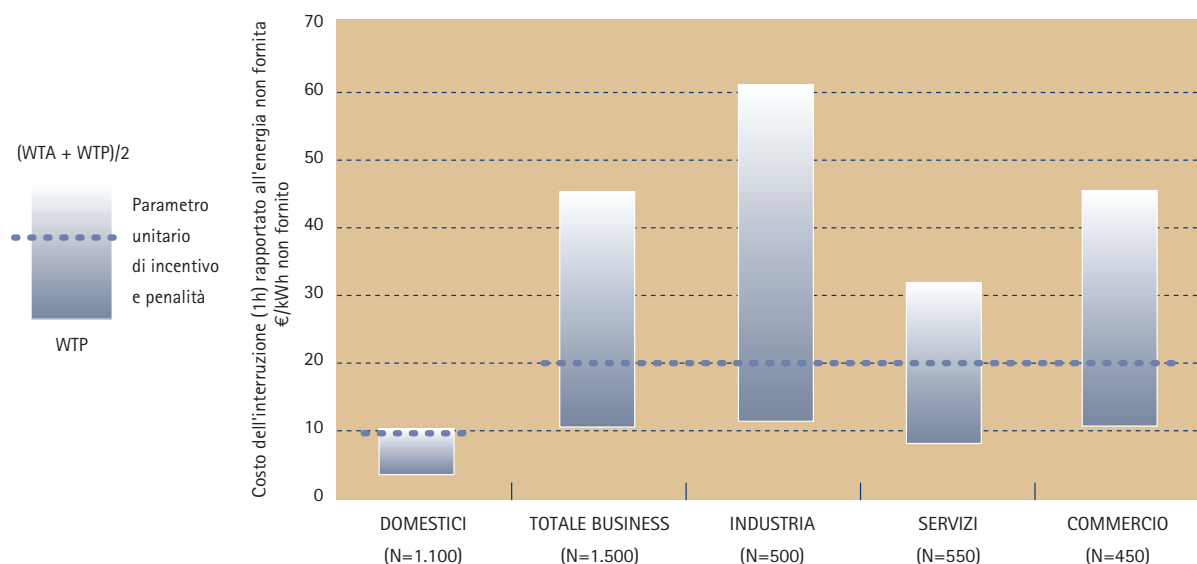
Disponibilità a pagare per il miglioramento della continuità

L'Autorità, per arrivare a determinare i valori dei parametri unitari utilizzati per il calcolo degli incentivi e delle penalità (“parametri C”) durante il periodo regolatorio 2004-2007, più rispondenti alla reale propensione dei clienti per il miglioramento della continuità ed espressione quindi della “disponibilità a pagare” (WTP, *willingness to pay*), ha concluso nel corso del 2004 un'indagine; essa ha avuto l'obiettivo di quantificare e valorizzare il costo derivante dalle interruzioni di energia elettrica agli utenti finali rappresentati da utenze domestiche (famiglie) e utenze non domestiche (operatori economici nei settori industria, commercio e servizi).

L'indagine ha comportato l'effettuazione di oltre 2.600 interviste personali, svolte dall'istituto di ricerca AC Nielsen C.R.A. (selezionato a seguito di gara), a due distinti campioni, uno di famiglie (1.100) e uno di unità produttive dei settori industriali e terziario (1.500), rappresentativi di tutto il territorio nazionale. Il progetto è stato implementato con la collaborazione di SINTEF *Energy Research* e SNF due istituti di ricerca norvegesi specializzati nel campo dell'energia e dell'economia, che hanno curato l'adattamento al contesto italiano del modello di valutazione del costo sopportato dai clienti in occasione delle interruzioni di energia (*customer outage cost*), già utilizzato in analoghe indagini condotte in Norvegia dagli stessi istituti per conto del regolatore norvegese.

Il metodo di valutazione che deriva dall'applicazione di un modello di *contingent valuation*, si basa sulla presentazione agli intervistati di una serie di ipotetici scenari di interruzione dell'energia elettrica, per ciascuno dei quali è richiesto di fornire, con riferimento alla propria esperienza, una quantificazione monetaria del costo diretto che ne deriverebbe, nonché della disponibilità a pagare per la riduzione delle interruzioni (WTP) e la disponibilità ad accettare rimborsi in caso di interruzioni (*willingness to accept*, WTA) rivelando le proprie preferenze. La quantificazione monetaria è successivamente normalizzata rispetto all'energia non servita durante l'interruzione, slegandola quindi dalla quantità di energia utilizzata al momento dell'interruzione e determinando valori che rendano possibile confrontare situazioni diverse; attraverso opportune ponderazioni si giunge a una stima del costo sopportato dai clienti in occasione delle interruzioni di energia e dei conseguenti parametri di WTP e WTA, ottenendo valori di costo espressi in €/kWh non fornito, più facilmente utilizzabili nella re-

FIG. 5.8 COSTO DELLE INTERRUZIONI PER I CLIENTI DI ENERGIA ELETTRICA, ANNO 2003
Valori normalizzati €/kWh non fornito



golazione delle interruzioni per definire incentivi e penalità.

I parametri unitari utilizzati per il calcolo degli incentivi e delle penalità nel Testo integrato della qualità dei servizi elettrici (“parametri C”) sono scelti nel *range* rappresentato nella figura 5.8 e costituito all’estremo inferiore dal parametro WTP e all’estremo superiore dal parametro $(WTP+WTA)/2$, come espressione del punto medio tra la disponibilità a pagare per il miglioramento e quella a subire una interruzione accettando una compensazione. Tale *range* può essere interpretato come l’intervallo di valori entro i quali l’organismo di regolazione interviene fissando i valori unitari dei parametri di incentivo/penalità per la regolazione della continuità del servizio.

La scelta di rappresentare la propensione a pagare dei clienti ha comportato la differenziazione dei valori unitari di incentivo e penalità in relazione all’uso finale dell’energia (usi domestici e usi non domestici) e la previsione di valori unitari di incentivo e penalità decrescenti al migliorare dei livelli di continuità. In questo modo è rispettata la propensione dei clienti che godono di un buon livello di continuità in generale meno disposti a pagare per il miglioramento marginale rispetto ai clienti serviti con peggiori livelli di continuità. Tale struttura dei parametri costituisce anche un maggiore incentivo per ottenere miglioramenti superiori a quelli previsti dai livelli tendenziali nelle zone con peggiori livelli di qualità, contribuendo ad accelerare il processo di convergenza verso i livelli obiettivo.

QUALITÀ NEL SETTORE DEL GAS

Qualità dei servizi gas

Nel 2004 la regolazione della qualità nel settore del gas si è concentrata in particolare sull'emanazione sia del regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas (delibere 18 marzo 2004, n. 40 e 22 luglio 2004, n. 129), sia del Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas (approvato con la delibera 29 settembre 2004, n. 168).

Sono proseguite anche le attività di rilevazione dei dati sulla qualità del servizio erogato ai clienti finali per valutare l'attuazione da parte degli esercenti dei provvedimenti emanati dall'Autorità in materia sia di qualità commerciale (delibera 2 marzo 2000, n. 47) sia di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas (delibera 28 dicembre 2000, n. 236).

Inoltre, nel corso del 2004, l'Autorità ha avviato, in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, una campagna di controlli sulla qualità del gas fornito ai cittadini attraverso le reti di distribuzione locali (si veda il paragrafo "Controlli tecnici sui servizi di distribuzione dell'energia elettrica e del gas").

Testo integrato della qualità dei servizi gas

L'Autorità ritiene che la regolazione della qualità dei servizi gas introdotta per la prima volta con le delibere n. 47/00 e n. 236/00 abbia prodotto nel suo complesso notevoli benefici per i clienti finali e abbia favorito il miglioramento della qualità del servizio reso dalle imprese del settore.

In particolare, la definizione di obblighi di servizio relativi alla sicurezza e alla continuità del servizio di distribuzione e l'imposizione di indennizzi automatici a favore dei clienti finali in caso di mancato rispetto degli standard garantiti di qualità commerciale si sono rivelati particolarmente efficaci.

Al termine del primo periodo di regolazione, a partire dall'esame degli effetti positivi derivanti dall'attuazione delle delibere n. 236/00 e n. 47/00 e delle criticità emerse, l'Autorità, a seguito di un processo di consultazione di tutte le parti interessate, ha definito alcune integrazioni e modifiche della regolazione della qualità dei servizi gas confluite nel Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas.

In particolare, l'avvenuta separazione societaria tra distribuzione e vendita e la liberalizzazione di quest'ultima hanno reso opportuno un affinamento nella regolazione della qualità dei servizi gas che da un lato facilitasse la scelta di un nuovo fornitore da parte del cliente finale e dall'altro definisse in maniera precisa i compiti e le responsabilità dei diversi soggetti in gioco.

In generale il nuovo Testo integrato della qualità dei servizi gas, nel confermare

l'impianto della disciplina pre-esistente, rafforza ulteriormente le tutele per i clienti finali, semplifica le modalità applicative e introduce una nuova metodologia statistica di controllo dei dati di qualità a supporto dell'attività di vigilanza dell'Autorità.

**Sicurezza e continuità
del servizio di distribuzione
del gas**

La sicurezza del servizio è la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito; essa dipende dall'odorizzazione del gas, finalizzata a consentire di avvertirne la presenza nell'aria, da un servizio di pronto intervento in caso di chiamata, dalla riduzione delle fughe di gas attraverso l'ispezione della rete di distribuzione e dalla protezione catodica delle reti in acciaio.

La continuità del servizio di distribuzione del gas è la mancanza di interruzioni nell'erogazione della fornitura ai clienti. Il gas dovrebbe essere fornito con continuità, in quanto le interruzioni del servizio possono esporre i clienti a rischi all'atto della riattivazione dell'erogazione, nonché provocare loro danni e disagi. Tuttavia, per motivi tecnici, non è possibile raggiungere la mancanza assoluta di interruzioni.

Alla fine del 2000 l'Autorità ha emanato la delibera n. 236/00, con la quale ha definito la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas ponendosi come scopo quello di:

- salvaguardare la sicurezza fisica delle persone e delle cose e tutelare l'ambiente attraverso la riduzione del gas metano immesso in atmosfera;
- tutelare i clienti riducendo il numero e la durata delle interruzioni;
- ridurre i divari esistenti tra i diversi distributori operanti nel paese, senza far peggiorare le situazioni in cui già oggi si registrano i migliori livelli effettivi di sicurezza e di continuità.

Il provvedimento ha introdotto un sistema di obblighi e di controlli per la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio, fissando i livelli nazionali base e di riferimento per alcuni indicatori nonché vincoli di registrazione e di comunicazione dei dati all'Autorità.

Al termine del primo periodo di regolazione l'Autorità ha effettuato una verifica dell'attuazione della delibera n. 236/00 e alla fine del 2004, a seguito di una consultazione dei soggetti interessati, ha emanato la delibera n. 168/04 con la quale ha confermato e per alcuni aspetti rafforzato la pre-esistente regolazione, estendendone l'applicazione anche ai distributori che in sede di prima attuazione erano stati esonerati.

Per regolare con sufficiente precisione la sicurezza e la continuità del servizio, l'Autorità ha scelto il singolo impianto di distribuzione come ambito territoriale

per il quale calcolare i livelli effettivi di sicurezza e di continuità. La pubblicazione comparativa dei livelli effettivi raggiunti dai distributori stimola questi ultimi al miglioramento dei propri livelli effettivi di sicurezza e di continuità.

Per alcune delle attività rilevanti per la sicurezza l'Autorità ha introdotto una serie di obblighi di servizio. In particolare sono stati fissati la percentuale minima annua di rete che deve essere sottoposta a ispezione per la ricerca sistematica delle dispersioni di gas e il numero minimo annuo di misure del grado di odorizzazione del gas che devono essere effettuate dal distributore.

I distributori devono inoltre dotare ogni punto di alimentazione della rete di un idoneo gruppo di misura del gas immesso in rete e ogni gruppo di riduzione finale in antenna di doppia linea in modo conforme a quanto previsto dalle norme tecniche vigenti in materia. Per quanto riguarda il pronto intervento è stata definita la percentuale minima di chiamate (90 per cento) per le quali l'arrivo sul luogo di intervento deve avvenire entro 60 minuti pena la sanzionabilità del distributore da parte dell'Autorità; è stato inoltre fissato uno standard generale (arrivo sul luogo di chiamata entro 60 minuti per almeno il 95 per cento dei casi), prevedendo una penale di 500 € per ogni chiamata mancante al raggiungimento della soglia del 95 per cento per cause imputabili all'esercente. Per tutte le imprese di distribuzione gli obblighi di effettuazione del pronto intervento valgono anche per chiamata relativa a segnalazione di fuga di gas sull'impianto del cliente finale. I distributori devono inoltre dotarsi di planimetria aggiornata degli impianti. Infine il Testo integrato ha previsto per i distributori l'obbligo di sostituzione completa (o di risanamento) delle tubazioni in ghisa con giunti canapa e piombo entro il 2014, prevedendo comunque entro il 2008 la sostituzione (o il risanamento) di almeno il 30 per cento delle condotte in esercizio a fine 2003.

La regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas ha introdotto l'obbligo per ogni distributore di definire procedure operative per la gestione di emergenze (fuori servizio di cabine di alimentazione della rete, di interi tratti di rete di media o di bassa pressione ecc.) e di incidenti derivanti dall'uso del gas distribuito; l'Autorità ha introdotto anche l'obbligo di comunicare tempestivamente al Comitato italiano gas (CIG) ogni emergenza o incidente da gas che lo abbia coinvolto.

Particolare attenzione è stata rivolta allo sviluppo delle *Linee guida* relative alle attività correlate alla sicurezza e alla continuità del servizio. Su impulso dell'Autorità, il CIG, l'APCE (Associazione per la protezione dalle corrosioni elettrolitiche) e l'ATIG (Associazione tecnica italiana del gas) hanno redatto le *Linee guida* necessarie all'applicazione della delibera n. 236/00, ai sensi dell'art. 28 della stessa, che sono poi state pubblicate dall'UNI nel proprio sito Internet. Le raccomandazioni contenute nelle *Linee guida* rappresentano le modalità obbligatorie per l'effettuazione delle attività regolate per gli aspetti di sicurezza e

continuità del servizio di distribuzione del gas non coperti o non ancora sufficientemente regolati da norme tecniche nazionali o europee.

Il dispiegamento della regolazione della sicurezza e della continuità definita dall'Autorità è stato graduale e precisamente:

- per tutte le imprese di distribuzione, a partire dal 2001, sono decorsi gli obblighi di effettuazione del pronto intervento anche per chiamata relativa a segnalazione di fuga di gas sull'impianto del cliente;
- per ogni impresa distributrice con più di 5.000 clienti finali (e per ogni impianto da essa gestito con più di 1.000 clienti finali allacciati):
- dall'1 luglio 2001 è decorso l'obbligo di dotarsi di planimetria aggiornata;
- dall'1 gennaio 2002 è decorso l'obbligo del rispetto della regolazione della sicurezza e della continuità;
- per tutti i distributori di gas naturale dall'1 gennaio 2006 decorrerà l'obbligo di attuazione della regolazione della sicurezza e della continuità;
- per i distributori di gas diversi dal gas naturale a partire dall'1 gennaio 2005 è decorso l'obbligo di ispezionare l'intera rete di distribuzione ogni cinque anni e dall'1 gennaio 2007 decorrerà l'obbligo di dotarsi di una cartografia aggiornata degli impianti.

Sulla base dei dati comunicati dagli esercenti per il 2002 e il 2004 si può affermare che l'introduzione della regolazione dell'Autorità ha comportato:

- la sistematica esecuzione dell'ispezione programmata delle reti su una percentuale delle stesse significativamente maggiore dei livelli minimi stabiliti dall'Autorità e l'utilizzo di una metodologia di localizzazione delle dispersioni a seguito sia di ispezioni programmate sia di segnalazione di terzi omogenea tra la maggior parte dei distributori (Fig. 5.9);
- l'aumento della tempestività del pronto intervento e in generale l'individuazione della rilevanza di tale servizio quale crocevia di tutte le attività rilevanti ai fini della sicurezza nella distribuzione di gas (Fig. 5.10);
- la sensibilizzazione dei distributori sulle attività di controllo dell'odorizzazione del gas e dello stato di protezione catodica delle reti in acciaio;
- l'effettuazione della misura della continuità del servizio;
- in generale, la definizione di *Linee guida* per la corretta e omogenea effettuazione delle principali attività di sicurezza.

Il confronto tra i dati del 2002, del 2003 e del 2004 evidenzia una leggera diminuzione delle percentuali di rete ispezionata, indice della tendenza dei distributori a ottimizzare le risorse disponibili pur rimanendo al di sopra dei limiti minimi imposti.

FIG. 5.9 PERCENTUALE DI RETE ISPEZIONATA

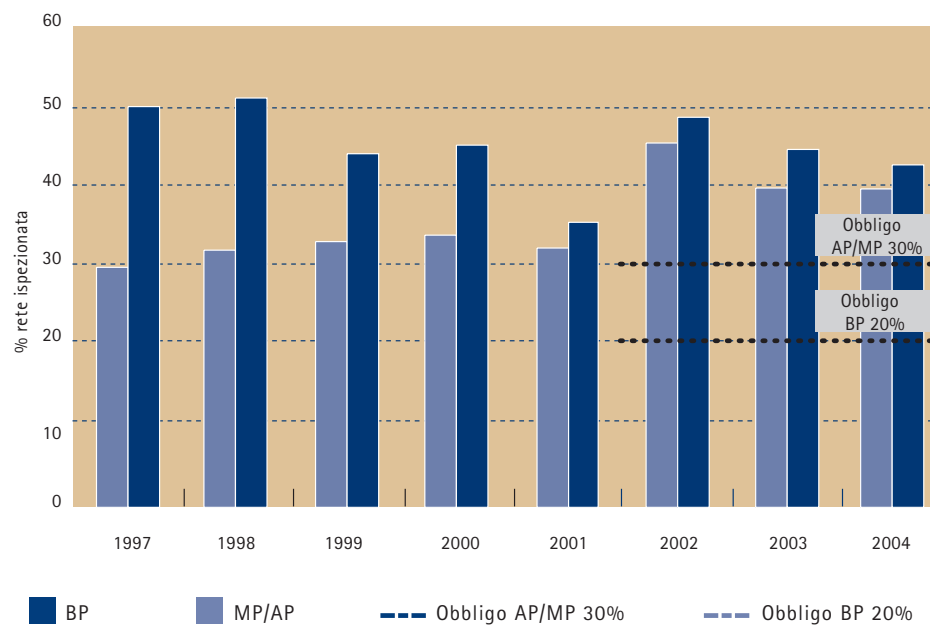
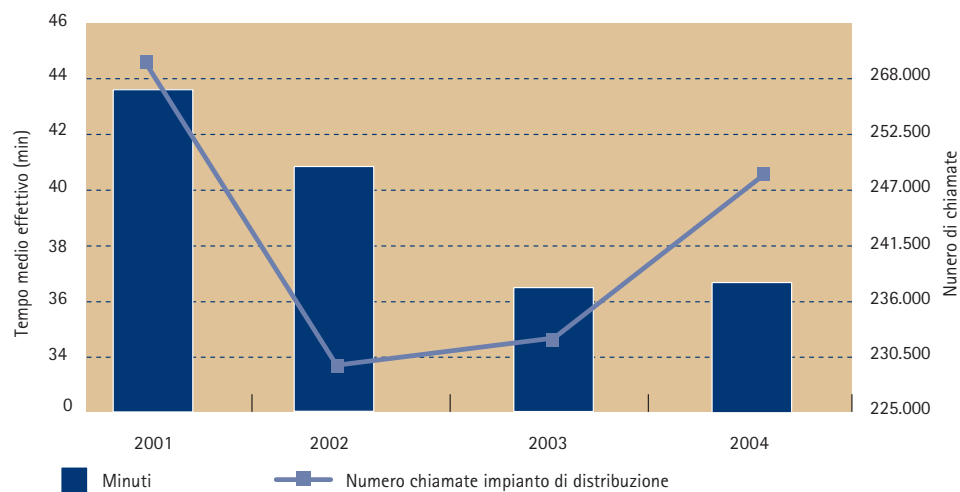


FIG. 5.10 CHIAMATE DI PRONTO INTERVENTO PER IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE, ANNI 2001-2004



XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

La tavola 5.6 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento per l'anno 2004 relative ai grandi esercenti.

TAV. 5.6 PRONTO INTERVENTO DEI GRANDI ESERCENTI NEL 2004

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	4.450.000	70.530	15,8	6.978	1,6	77.508
Enel Rete Gas	1.886.462	28.048	14,9	2.438	1,3	30.486
Aem Distribuzione Gas e Calore	845.601	16.693	19,7	515	0,6	17.208
Hera	798.716	13.710	17,2	468	0,6	14.178
Napoletana Gas	632.029	13.752	21,8	250	0,4	14.002
Italcogim Reti	557.672	7.288	13,1	358	0,6	7.646
Azienda Energia e Servizi	457.231	7.756	17,0	1.106	2,4	8.862
Enia	356.786	5.110	14,3	246	0,7	5.356
Azienda Mediterranea Gas e Acqua	322.774	4.857	15,0	21	0,1	4.878
Fiorentina Gas	320.565	6.112	19,1	468	1,5	6.580
Ascogas	295.198	2.201	7,5	431	1,5	2.632
Acegas Aps	255.659	1.851	7,2	403	1,6	2.254
Toscana Gas	242.996	3.327	13,7	245	1,0	3.572
Siciliana Gas	211.316	4.663	22,1	202	1,0	4.865
Cogas	168.457	1.252	7,4	244	1,4	1.496
Asm Brescia	168.047	1.262	7,5	437	2,6	1.699
Consiag Reti	160.516	1.275	7,9	276	1,7	1.551
SGR Reti	147.400	1.087	7,4	154	1,0	1.241
META Rete Gas	144.256	1.590	11,0	206	1,4	1.796
AGSM Rete Gas	132.029	2.613	19,8	471	3,6	3.084
Amg Energia	127.385	5.500	43,2	459	3,6	5.959
Edison DG	123.076	1.718	14,0	118	1,0	1.836
Trentino Servizi	110.972	214	1,9	88	0,8	302
Azienda Municipale del Gas Bari	107.952	1.426	13,2	-	-	1.426
Erogasmet	102.273	2.000	19,6	-	-	2.000
Thuenga Laghi	101.120	974	9,6	182	1,8	1.156
Totale	13.226.488	206.809	15,6	16.764	1,3	223.573

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Le tavole 5.7 e 5.8 forniscono il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete e di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2004 relative ai grandi distributori.

TAV. 5.7 RETE ISPEZIONATA DAI GRANDI ESERCENTI NEL 2004

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA O MEDIA PRESSIONE		
	ESTENSIONE DELLA RETE IN km ^(A)	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA IN km ^(A)	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE DELLA RETE IN km ^(A)	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA IN km ^(A)	% RETE ISPEZIONATA
Società Italiana per il Gas	23.319	6.939	29,8	16.666	5.926	35,6
Enel Rete Gas	16.707	8.639	51,7	10.687	5.803	54,3
Aem Distribuzione Gas e Calore	2.447	1.776	72,6	492	492	100,0
Hera	3.419	1.187	34,7	6.377	2.700	42,3
Napoletana Gas	3.301	1.056	32,0	789	393	49,8
Italcogim Reti	4.233	2.590	61,2	2.906	2.381	81,9
Azienda Energia e Servizi	1.125	303	26,9	176	80	45,2
Enia	2.635	668	25,4	2.500	780	31,2
Azienda Mediterranea Gas e Acqua	1.197	293	24,4	453	127	28,0
Fiorentina Gas	1.197	607	50,7	1.375	726	52,8
Ascogas	4.220	1.604	38,0	1.991	766	38,5
Acegas Aps	1.660	1.063	64,1	406	391	96,4
Toscana Gas	2.148	1.066	49,6	1.069	512	47,9
Siciliana Gas	1.576	363	23,0	933	299	32,0
Cogas	1.859	381	20,5	1.474	375	25,4
Asm Brescia	1.348	848	62,9	216	185	85,8
Consiag Reti	892	304	34,1	464	94	20,2
SGR Reti	1.202	500	41,6	1.311	498	38,0
META Rete Gas	835	219	26,3	812	273	33,7
AGSM Rete Gas	818	687	84,0	285	240	84,1
Amg Energia	472	472	100,0	187	187	100,0
Edison DG	1.185	815	68,8	916	488	53,3
Trentino Servizi	1.019	308	30,2	393	125	31,9
Azienda Municipale del Gas Bari	317	-	-	81	-	-
Erogasmet	855	220	25,7	323	91	28,2
Thuega Laghi	1.074	331	30,9	494	167	33,8
Totale	81.059	33.238	41,0	53.779	24.100	44,8

(A) L'estensione della rete è comprensiva di quella degli impianti dei comuni in avviamento.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 5.8 INDIVIDUAZIONE DELLE DISPERSIONI NELLE RETI
DEI GRANDI ESERCENTI NEL 2004

ESERCENTE				NUMERO DISPERSIONI			
	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA RETE IN km	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA IN km	DA RETE ISPEZIONATA	PER km RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER km DA SEGNALAZIONE DI TERZI
Società Italiana per il Gas	9,16	39.985	12.865	1.355	0,11	31.750	0,79
Enel Rete Gas	14,95	27.394	14.442	485	0,03	12.909	0,47
Aem Distribuzione Gas e Calore	3,51	2.939	2.268	2.647	1,17	10.934	3,72
Hera	12,31	9.796	3.887	205	0,05	10.643	1,09
Napoletana Gas	6,59	4.090	1.448	141	0,10	8.665	2,12
Italcogim Reti	13,51	7.139	4.971	39	0,01	2.788	0,39
Azienda Energia e Servizi	2,87	1.301	383	8	0,02	4.533	3,48
Enia	14,75	5.135	1.449	23	0,02	2.862	0,56
Azienda Mediterranea Gas e Acqua	5,11	1.650	419	1.075	2,56	3.479	2,11
Fiorentina Gas	8,17	2.572	1.334	74	0,06	2.948	1,15
Ascogas	21,84	6.211	2.370	41	0,02	681	0,11
Acegas Aps	8,15	2.065	1.454	189	0,13	885	0,43
Toscana Gas	13,66	3.217	1.577	78	0,05	936	0,29
Siciliana Gas	12,25	2.509	661	2	0,00	2.199	0,88
Cogas	19,98	3.333	756	40	0,05	598	0,18
Asm Brescia	9,45	1.564	1.033	73	0,07	562	0,36
Consiag Reti	8,60	1.357	398	38	0,10	456	0,34
SGR Reti	17,05	2.513	998	13	0,01	655	0,26
META Rete Gas	11,41	1.647	493	49	0,10	663	0,40
AGSM Rete Gas	8,62	1.104	927	110	0,12	668	0,61
Amg Energia	5,31	659	659	18	0,03	4.330	6,57
Edison DG	17,08	2.101	1.303	39	0,03	373	0,18
Trentino Servizi	13,35	1.412	433	1	0,00	148	0,10
Azienda Municipale del Gas Bari	3,69	398	-	-	-	737	1,85
Erogasmet	11,85	1.178	311	98	0,31	1.380	1,17
Thuega Laghi	15,61	1.568	498	148	0,30	812	0,52
Totale	10,19	134.838	57.338	6.989	0,12	107.594	0,80

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

La tavola 5.9 fornisce il riepilogo generale delle attività di protezione catodica relativa ai grandi esercenti per l'anno 2004.

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 5.9 PROTEZIONE CATODICA DELLE RETI DEI GRANDI ESERCENTI NEL 2004

ESERCENTE	ESTENSIONE RETE IN km	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO IN km	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA IN km	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA IN km	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA
Società Italiana per il Gas	39.985	32.872,9	32.626,7	246,2	99,3
Enel Rete Gas	27.394	26.097,5	25.355,5	742,0	97,2
Aem Distribuzione Gas e Calore	2.939	1.064,2	661,4	402,8	62,1
Hera	9.796	8.174,3	8.144,4	29,9	99,6
Napoletana Gas	4.090	3.154,1	3.154,1	-	100,0
Italcogim Reti	7.139	6.534,1	6.534,1	-	100,0
Azienda Energia e Servizi	1.301	520,4	520,4	-	100,0
Enia	5.135	4.898,3	4.597,4	301,0	93,9
Azienda Mediterranea Gas e Acqua	1.650	531,7	50,7	481,0	9,5
Fiorentina Gas	2.572	1.716,7	1.633,3	83,4	95,1
Ascogas	6.211	6.140,7	6.140,7	-	100,0
Acegas Aps	2.065	672,7	468,0	204,7	69,6
Toscana Gas	3.217	3.142,8	1.916,0	1.226,8	61,0
Siciliana Gas	2.509	2.047,2	2.010,4	36,7	98,2
Cogas	3.333	2.943,3	2.849,4	93,9	96,8
Asm Brescia	1.564	576,6	476,4	100,1	82,6
Consiag Reti	1.357	1.265,6	1.260,6	5,0	99,6
SGR Reti	2.513	2.499,1	2.499,1	-	100,0
META Rete Gas	1.647	1.409,0	1.409,0	-	100,0
AGSM Rete Gas	1.104	803,6	759,0	44,7	94,4
Amg Energia	659	192,3	192,3	-	100,0
Edison DG	2.101	1.504,4	1.504,4	-	100,0
Trentino Servizi	1.412	1.377,0	1.377,0	-	100,0
Azienda Municipale del Gas Bari	398	392,9	213,7	179,3	54,4
Erogasmet	1.178	1.177,7	1.177,7	-	100,0
Thuega Laghi	1.568	1.555,3	1.555,3	-	100,0
Totale	134.838	113.264,6	109.087,0	4.177,5	96,3

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

Incentivi per i recuperi di sicurezza nella distribuzione di gas naturale

Il Testo integrato sulla qualità dei servizi gas non ha previsto incentivi per recuperi di sicurezza stante la difficoltà di definire un indicatore univoco del livello di sicurezza erogato dall'esercente.

Tuttavia, in risposta alle richieste avanzate dalle associazioni dei distributori, il 20 dicembre 2004 l'Autorità ha pubblicato un ulteriore Documento per la consultazione con il quale ha formulato proposte per la definizione di meccanismi incentivanti i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale per premiare i comportamenti virtuosi e riconoscere i costi di chi eroga un servizio caratterizzato da maggiori livelli di sicurezza rispetto al livello minimo definito dalla delibera n. 168/04.

Con le proposte contenute nel Documento per la consultazione l'Autorità si è posta come principale obiettivo quello di bilanciare, se pure in parte, la spinta a una maggiore efficienza, derivante dall'applicazione di recuperi di produttività definiti dall'Autorità stessa con la delibera 29 settembre 2004, n. 170, per l'aggiornamento annuale dei vincoli dei ricavi di distribuzione, con un incentivo al miglioramento della sicurezza, conseguente al riconoscimento di recuperi di sicurezza.

Tale obiettivo si rende necessario per evitare che i recuperi di efficienza richiesti dall'Autorità ai distributori nel periodo di regolazione 2005-2008 siano ottenuti dagli stessi anche attraverso la riduzione dei costi sostenuti per garantire la sicurezza del servizio con un suo conseguente peggioramento.

Le proposte contenute nel Documento per la consultazione si pongono anche l'obiettivo di contrastare il rischio di peggioramento della sicurezza del servizio di distribuzione a seguito sia della fissazione di 12 anni quale periodo massimo delle concessioni sia della tendenza, emersa da recenti gare, di privilegiare il canone di concessione riconosciuto al Comune nella riassegnazione del servizio di distribuzione.

La contrazione del periodo concessorio unita alla significativa erosione dei margini del distributore per la parte riconosciuta annualmente al Comune concedente innalza il rischio che il distributore sia portato a privilegiare un'ottica di breve periodo, nella quale ridurre al minimo i costi sia di gestione sia di investimenti per la sicurezza.

Più in generale il sistema di incentivi che l'Autorità intende introdurre si prefigge il miglioramento dei livelli medi nazionali di sicurezza del settore della distribuzione del gas e l'omogeneizzazione dei livelli di sicurezza erogati dai distributori (per esempio, riducendo i divari ancora esistenti da distributore a distributore e da impianto a impianto di distribuzione).

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

Gli obiettivi della regolazione della qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas definita dall'Autorità sono:

- la tutela dei clienti finali;
- la promozione di un miglioramento complessivo delle prestazioni dei soggetti esercenti i servizi di distribuzione e di vendita del gas.

A tal fine l'Autorità ha regolato una serie di aspetti e in particolare:

- la definizione di standard specifici e generali;
- l'introduzione della puntualità nel rispetto degli appuntamenti fissati su richiesta del cliente, dando a quest'ultimo la possibilità di scegliere tra tempestività nell'effettuazione della prestazione richiesta e puntualità nell'appuntamento personalizzato fissato con l'esercente per la realizzazione dell'intervento;
- l'introduzione di indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard garantiti di qualità commerciale per causa dell'esercente;
- la definizione di obblighi di registrazione e di comunicazione differenziati in funzione delle dimensioni dell'esercente.

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, che ha portato a un aumento del numero di indennizzi pagati ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard, nettamente cresciuto rispetto al precedente regime della Carta dei servizi (Tav. 5.10). Le prestazioni soggette a standard specifici hanno generato oltre un milione e settecentomila richieste e sono state di gran lunga più numerose di quelle soggette a standard generali. La categoria più consistente riguarda l'attivazione della fornitura che copre da sola quasi il 40 per cento del totale. La tipologia di utenza con misuratore fino alla classe G 6 (utenza domestica) ha generato la quasi totalità delle richieste di prestazioni e risulta pertanto quella maggiormente tutelata dalla regolazione introdotta dall'Autorità.

TAV. 5.10 **NUMERO DI RIMBORSI PAGATI PER MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD DI QUALITÀ COMMERCIALE**

Esercenti con più di 5.000 clienti finali

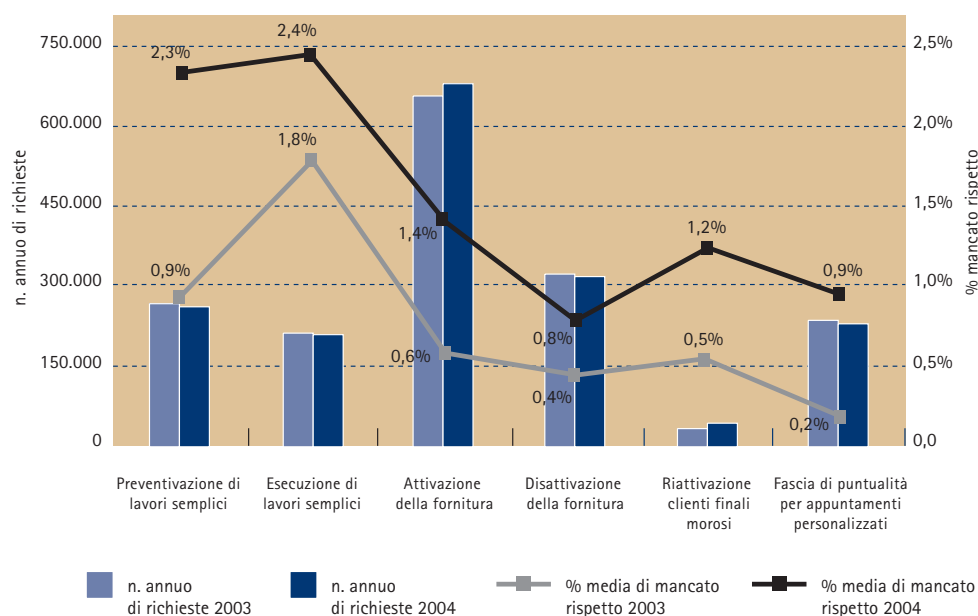
	CARTA DEI SERVIZI				DELIBERA N. 47/00 DELL'AUTORITÀ			
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso	14.265	12.366	11.212	14.635	16.424	14.651	11.766	25.826
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	1.237	707	1.640	3.709	12.086	13.368	8.535	19.249

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

Il confronto tra i dati del 1997, quando era ancora in vigore la Carta dei servizi, e quelli del 2004 rivela un netto miglioramento nei tempi di effettuazione di alcune prestazioni tra le quali, in particolare, l'esecuzione dei lavori. Una comparazione puntuale è possibile però solo a partire dal 2001 con l'introduzione della delibera n. 47/00. Dal confronto tra i dati del periodo 2001-2004 emerge fino al 2003 una tendenza alla diminuzione del numero dei casi fuori standard nonostante l'aumento delle prestazioni richieste (Tav. 5.11). I dati relativi al 2004 evidenziano invece una inversione di tendenza: l'aumento del numero di fuori standard e degli indennizzi è da imputare in prevalenza a problemi connessi con l'adeguamento dei sistemi informativi per alcuni grandi esercenti. Per alcune prestazioni l'Autorità ha ritenuto opportuno determinare, anziché standard specifici associati a indennizzi automatici, standard generali di qualità

FIG. 5.11 PRESTAZIONI SOGGETTE A INDENNIZZO AUTOMATICO, ANNI 2003-2004

Esercenti con più di 5.000 clienti finali



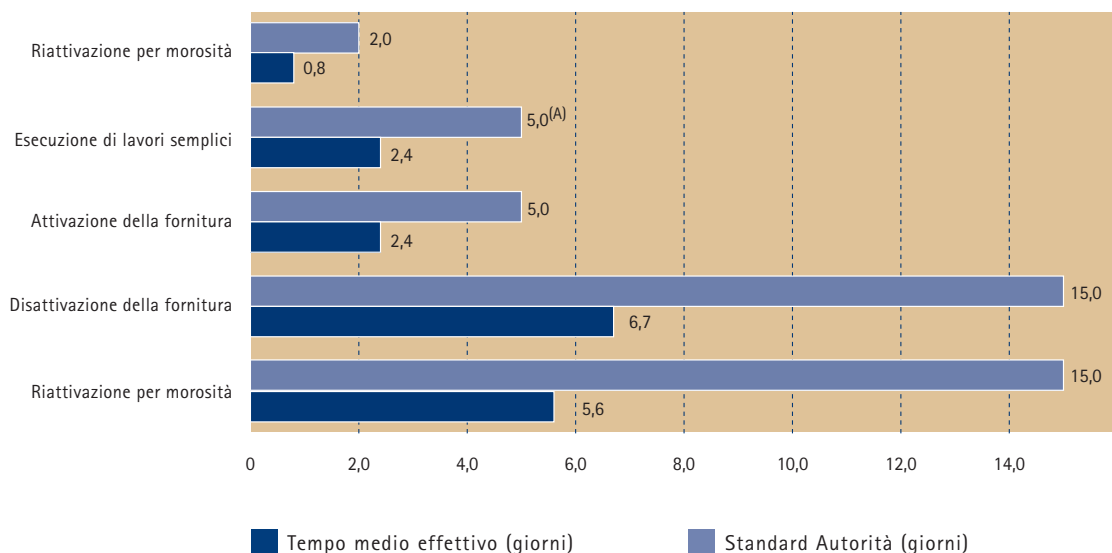
Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

che permettono di effettuare il monitoraggio dell'andamento della qualità commerciale.

I loro obiettivi risultano generalmente raggiunti per tutte le tipologie di prestazione. Per tutte le prestazioni soggette a standard specifico o generale, l'Autorità ha verificato il tempo medio effettivo di realizzazione sulla base dei dati comuni-

FIG. 5.12 **CONFRONTO TEMPO EFFETTIVO MEDIO E STANDARD DEFINITO DALL'AUTORITÀ PER TUTTE LE PRESTAZIONI DI QUALITÀ COMMERCIALE PER I CLIENTI CON MISURATORE FINO A G6, ANNO 2004**

Esercenti con più di 5.000 clienti finali



(A) Lo standard è stato elevato a 10 gg. dall'1 gennaio 2005 ai sensi della delibera n. 40/04.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

cati 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. 5.12).

Qualità commerciale del servizio di vendita del gas

Al fine di rafforzare la tutela dei consumatori e favorire la propria azione di vigilanza, l'Autorità ha introdotto nuove regole anche per il venditore di gas: in particolare è stato meglio definito il processo di corresponsione degli indennizzi automatici. Infatti con la delibera n. 168/04 sono stati fissati responsabilità e tempi entro i quali il venditore deve trasmettere necessariamente al cliente finale quanto dovuto e sono stati meglio precisati i flussi documentali minimi tra società di distribuzione e di vendita relativi alle prestazioni regolate dalla delibera n. 47/00.

In particolare si è introdotto un nuovo standard specifico relativo al tempo massimo per le rettifiche di fatturazione; l'effetto dell'inserimento di tale standard specifico aumenta la tutela dei clienti, con una maggiore certezza dei tempi di restituzione delle somme erroneamente fatturate e pagate. È stato inoltre previsto l'avvio di un monitoraggio dei livelli di servizio e di attesa al *call cen-*

ter delle imprese di vendita con più di 100.000 clienti finali. Il monitoraggio è propedeutico alla definizione di standard di qualità di questo fattore particolarmente importante per i clienti finali.

Qualità del servizio di trasporto del gas

L'Autorità ha regolato il tema della qualità del gas nel servizio di trasporto attraverso la delibera 17 luglio 2002, n. 137, che ha stabilito i criteri per la predisposizione del Codice di trasporto, e con le successive delibere 1 luglio 2003, n. 75, con la quale ha approvato il Codice di trasporto della società Snam Rete Gas S.p.A., e 12 dicembre 2003, n. 144, per l'approvazione del Codice di trasporto della società Edison T&S S.p.A., oggi ridenominata Società Gasdotti Italia S.p.A. Tali Codici prevedono alcuni capitoli sulla qualità del servizio di trasporto intesa come qualità sia tecnica e commerciale del servizio sia del gas trasportato. A partire dal 2004, i trasportatori devono comunicare annualmente all'Autorità i dati concernenti l'andamento degli standard definiti nei capitoli relativi alla qualità del servizio e le informazioni riguardo alle emergenze verificatesi sulla propria rete.

Metodologia statistica di controllo dei dati di qualità

Al fine di verificare il rispetto delle proprie direttive in materia di qualità dei servizi da parte degli esercenti, l'Autorità con la delibera n. 168/04 ha definito una metodologia semplificata di controllo dei dati comunicati basata su modelli statistici che, partendo da un campione, consentono di stimare il numero di eventi di sicurezza o delle prestazioni di qualità commerciale non valide e non conformi nelle popolazioni di riferimento da cui è stato estratto il campione. Per la predisposizione dei modelli statistici è stato incaricato il MOX, Dipartimento di Matematica del Politecnico di Milano.

L'Autorità ha previsto il periodo 2005-2006 come fase di sperimentazione in campo della nuova metodologia di controllo dei dati di qualità, durante la quale effettuare controlli di test che non porteranno, nel caso di stima di non validità o non conformità, all'applicazione di penalità. Inoltre, al fine di favorire l'apprendimento degli operatori senza eccessive penalizzazioni, si prevede per il 2007 l'applicazione di penalità dimezzate in valore.

L'esercente avrà la facoltà di scegliere se accettare gli esiti dell'applicazione del metodo statistico o se sottoporsi a un ulteriore controllo, non più semplificato, ma sulla piena attuazione della regolazione. L'esercente potrebbe infatti essere in grado, sulla base di informazioni in suo possesso, di dimostrare di avere sostanzialmente adempiuto ai provvedimenti dell'Autorità e, quindi, di ritenere di essere penalizzato dall'esito del controllo su base statistica.

Per consentire a tutti gli esercenti di prendere la necessaria confidenza con l'applicazione del metodo è stato reso disponibile nel sito Internet dell'Autorità il programma di calcolo che implementa il modello proposto.

Qualità del gas

I principali parametri di qualità del gas importanti per i clienti finali sono l'energia contenuta nel gas fornito al cliente finale (a sua volta dipendente dal potere calorifico, dalla pressione di fornitura e dalla temperatura del gas) e il grado di odorizzazione del gas. I parametri di qualità del gas sono importanti per il cliente finale sia per motivi economici (infatti la tariffa pagata è commisurata all'energia contenuta nel gas) sia per motivi di sicurezza (odorizzazione e pressione del gas sono rilevanti per un utilizzo sicuro del gas nelle apparecchiature).

Nel corso del 2003 l'Autorità ha avviato uno studio finalizzato all'approfondimento delle soluzioni adottate dalle aziende nazionali di trasporto del gas per la misura e il controllo del potere calorifico del gas. Lo studio 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, l'Autorità ha avviato con la delibera 17 febbraio 2005, n. 24, il procedimento per la formazione di provvedimenti con i quali regolare gli aspetti generali in tema di potere calorifico superiore del gas naturale.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Con la delibera n. 40/04 (poi modificata con la successiva delibera n. 129/04) l'Autorità ha emanato il regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas; il regolamento riguarda tutti gli impianti funzionanti con i gas distribuiti a mezzo di reti (prevalentemente metano, ma anche GPL).

Il provvedimento dell'Autorità si pone l'obiettivo di garantire e promuovere la sicurezza del servizio del gas: infatti, sia pur in costante calo fino al 2002, gli incidenti riconducibili all'uso del gas sono tornati ad aumentare nel 2003 e costituiscono un fenomeno che richiede una stretta sorveglianza. L'analisi di tali incidenti da parte del CIG ha evidenziato che le cause più ricorrenti sono state: 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.

La prima fase di attuazione del regolamento porterà gradualmente, nell'arco dei prossimi 5 anni, all'accertamento della corretta installazione e dell'esatto funzionamento degli impianti per più di 6 milioni di famiglie attraverso l'acquisizione e l'analisi della documentazione redatta dagli installatori in base alle leggi vigenti, valorizzando le informazioni già disponibili ed evitando la produzione di ulteriore documentazione.

In alcuni casi (circa il 5 per mille del totale) all'analisi della documentazione se-

guiranno verifiche in loco degli impianti, senza però introdurre duplicazioni rispetto alle verifiche oggi già previste. Infatti, anch'esse sono affidate dal regolamento dell'Autorità ai Comuni, che insieme alle Province vengono già investiti per legge di compiti connessi. Il regolamento prevede un contributo per ogni verifica con sopralluogo effettuata dai Comuni su impianti di utenza già accertati dai distributori nella misura massima del 5 per cento degli impianti accertati.

Il regolamento ha tenuto ampiamente conto delle osservazioni pervenute sul Documento per la consultazione dalle associazioni dei consumatori, dalle associazioni di categoria (in particolare distributori, installatori, manutentori), dalle associazioni tecniche, dagli enti normatori e da altri soggetti interessati. L'Autorità ha anche condiviso l'esigenza di attribuire ai distributori di gas compiti tali da evitare lo sfruttamento da parte degli stessi dei vantaggi a essi derivanti dallo svolgimento di attività di servizio pubblico in monopolio.

La delibera n. 40/04 sta entrando in vigore gradualmente assicurando a tutti i soggetti i tempi necessari per una adeguata preparazione, condizione essenziale per la sua piena attuazione; il regolamento prevede infatti: dall'1 ottobre 2004 accertamenti per i nuovi allacci, dall'1 ottobre 2005 accertamenti per impianti di utenza riattivati e modificati, dall'1 ottobre 2006 accertamenti sugli impianti in servizio.

Il costo degli accertamenti su impianti modificati e in servizio e delle verifiche effettuate dai Comuni verranno remunerati nella tariffa di distribuzione del gas con un costo massimo di poco più di 2 € all'anno per cliente finale.

L'Autorità pubblicherà annualmente un rapporto sullo stato di attuazione del regolamento dando conto del numero delle verifiche e delle ispezioni effettuate e dei loro risultati.

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 che derivassero da incidenti connessi con l'uso del gas.

L'Autorità, con la delibera 12 dicembre 2003, n. 152, ha reso obbligatoria l'assicurazione minima per infortuni e incendi connessi con l'utilizzo del gas. 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 tramite bombole), negli impianti di utilizzo domestico e non, per i seguenti importi:

- per responsabilità civile verso terzi, un massimale di 6.197.483 € per ogni cliente finale e per ogni sinistro per danni sia a persone sia a cose anche se appartenenti a più persone;
- per incendio, un capitale di 103.292 € per evento per immobili o porzione degli stessi, di proprietà del cliente finale assicurato o in locazione e 41.317 € per evento per cose mobili di proprietà del cliente finale assicurato;
- per infortuni, un capitale di 129.114 € per il caso di morte o invalidità permanente totale, che decresce proporzionalmente in caso di invalidità parziale.

Il costo in bolletta per i consumatori non è cambiato ed è rimasto pari a 0,40 € all'anno per cliente finale. Nel nuovo contesto liberalizzato del mercato del gas, i venditori potranno offrire ai propri clienti migliori condizioni integrative (per esempio, maggiori massimali) senza far venir meno le coperture minime stabilite dall'Autorità.

L'Autorità con la delibera n. 152/03 ha disposto che la scelta dell'assicurazione nazionale comune avvenisse tramite gara pubblica, curata dal CIG, a garanzia del minor costo possibile per i consumatori; in precedenza provvedeva direttamente la società Eni S.p.A. per conto di tutti i distributori di gas. Quanto disposto dall'Autorità prevede coperture assicurative minime, lasciando liberi i consumatori di stipulare ulteriori assicurazioni integrative (per esempio, per aumentare i massimali).

La copertura assicurativa minima nazionale risponde a un rilevante criterio di equità e tutela sociale, poiché garantisce non solo le famiglie che provocano l'eventuale incidente, ma anche quelle contigue che ne fossero coinvolte. La rilevanza di tali coperture assicurative è evidente se si considera la pericolosità degli incidenti annualmente rilevati.

Successivamente all'emanazione della delibera n. 152/03, Confedilizia contraria all'obbligatorietà dell'assicurazione, pur non avendo partecipato alla consultazione indetta per la definizione del provvedimento, ha depositato presso il TAR Lombardia istanza di sospensione della stessa. Il TAR Lombardia ha accolto tale istanza provvedendo ad annullare la delibera n. 152/03. Il Consiglio di Stato, su richiesta dell'Autorità e del CIG, ha concesso in data 1 febbraio 2005 la sospensione della sentenza del TAR Lombardia, ripristinando in tal modo l'efficacia della delibera n. 152/03; nel periodo di inefficacia della stessa la copertura assicurativa è stata comunque garantita con atto volontario dalla società vincitrice della gara d'appalto.

Gestione dei flussi informativi e controllo dell'attuazione

Acquisizione dei dati di qualità dei servizi gas e loro pubblicazione comparativa

A partire dal 2003 l'Autorità ha predisposto un sistema telematico di acquisizione dei dati di qualità dei servizi gas tramite Internet al fine di agevolare l'esercente nell'adempimento dell'obbligo della comunicazione previsto prima dalle delibere n. 47/00 e n. 236/00, e oggi, dal Testo integrato della qualità dei servizi gas; il sistema telematico è stato integrato tenendo conto delle novità introdotte dalla delibera n. 168/04. Una volta ultimato l'inoltro, l'esercente può visualizzare via Internet anche in momenti successivi quanto trasmesso all'Autorità.

I dati inviati dagli esercenti sono oggetto di pubblicazione comparativa sul sito dell'Autorità. In particolare, sono stati predisposti due sistemi di interrogazione *on line* per eventi o per prestazioni predefiniti, rispettivamente per la sicurezza e continuità e per la qualità commerciale. I dati sono pubblicati in forma aggregata e in forma nominativa per i grandi esercenti.

Diffida ad adempiere sulla ricerca programmata delle dispersioni

Sulla base dei dati trasmessi dagli esercenti nel 2004 e relativi alle attività di ispezione delle reti svolte nel 2003, l'Autorità ha individuato alcuni esercenti risultati inadempienti su almeno un impianto e una parte di rete (AP/MP o BP). Con la delibera 22 luglio 2004, n. 128, ogni esercente inadempiente è stato diffidato a osservare gli obblighi previsti dall'art. 9, comma 2, della delibera n. 236/00, anche per quanto di competenza dell'anno 2003, entro il 31 dicembre 2004, pena l'avvio, in caso di inottemperanza, di istruttoria formale volta all'adozione di un provvedimento di cui all'art. 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Impulso ai controlli sulla qualità del gas

Nel corso del 2004 l'Autorità ha avviato la campagna di controlli sulla qualità del gas fornito ai cittadini attraverso le reti di distribuzione locali in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza (si veda il paragrafo "Controlli tecnici sui servizi di distribuzione dell'energia elettrica e del gas").

TUTELA DEI CONSUMATORI NEI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

Valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni

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 2004 e il 30 aprile 2005 sono infatti state inoltrate all'Autorità 1.267 comunicazioni, con un incremento di circa il 26 per cento rispetto all'anno precedente. Delle comunicazioni pervenute l'83 per cento sono reclami, l'8 per cento richieste di informazioni e il 9 per cento segnalazioni. La statistica non comprende i reclami inerenti particolari problematiche tariffarie, i reclami relativi ai *black out* verificatisi in particolari periodi dell'anno e interessanti una zona circoscritta, i reclami attinenti l'applicazione dell'IVA al 20 per cento per le forniture a uso riscaldamento e i reclami inviati più volte dallo stesso cliente. Numerose richieste di informazioni, infine, sono state avanzate ed evase telefonicamente. I dati relativi alle telefonate non sono tuttavia considerati ai fini statistici.

Un'analisi più particolareggiata evidenzia come il 61 per cento delle comunicazioni abbia riguardato il settore elettrico e nello specifico le problematiche attinenti le interruzioni della fornitura e la tensione (32 per cento), gli allacciamenti (15 per cento), la fatturazione (22 per cento), l'interpretazione e l'applicazione di clausole contrattuali nonché la qualità commerciale (17 per cento), la misurazione dei consumi (6 per cento), la trasparenza delle bollette (2 per cento). Nel settore del gas i reclami hanno rappresentato il 71 per cento dei casi, le richieste di informazioni il 12 per cento e le segnalazioni il 17 per cento. Nel dettaglio le problematiche oggetto di più frequente trattazione sono state quelle concernenti la contrattualistica e la qualità commerciale e della fornitura (30 per cento), la fatturazione (19 per cento), gli allacciamenti (19 per cento), la trasparenza delle bollette (2 per cento), il mercato e la concorrenza (14 per cento).

TAV. 5.11 RECLAMI, RICHIESTE DI INFORMAZIONI E SEGNALAZIONI RICEVUTE DALL'AUTORITÀ NEL PERIODO MAGGIO 2004 – APRILE 2005

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONE	SEGNALAZIONI	TOTALE
Elettricità	705	45	30	780
Gas	344	59	84	487
Totale	1.049	104	114	1.267

TAV. 5.12 RECLAMI, RICHIESTE DI INFORMAZIONI E SEGNALAZIONI RICEVUTE DALL'AUTORITÀ NEL PERIODO MAGGIO 1999 – APRILE 2005

		RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONI	SEGNALAZIONI	TOTALE
1999-2000	Elettricità	155	48	14	217
	Gas	66	31	9	106
	Totale	221	79	23	323
2000-2001	Elettricità	270	85	32	387
	Gas	105	39	6	150
	Totale	375	124	38	537
2001-2002	Elettricità	323	36	30	389
	Gas	126	41	15	182
	Totale	449	77	45	571
2002-2003	Elettricità	422	36	30	488
	Gas	174	43	13	230
	Totale	596	79	43	718
2003-2004	Elettricità	616	53	44	713
	Gas	204	51	38	293
	Totale	820	104	82	1.006
2004-2005	Elettricità	705	45	30	780
	Gas	344	59	84	487
	Totale	1.049	104	114	1.267

I dati riportati nelle tavole fanno emergere un elemento di novità rappresentato dal sostenuto incremento delle comunicazioni che hanno riguardato il settore del gas le quali, per quanto riguarda l'ultimo anno considerato, hanno raggiunto il 39 per cento del totale, con un aumento del dato medio degli ultimi 5 anni pari al 30 per cento.

La prevalenza delle comunicazioni concernenti il settore elettrico trova comunque giustificazione nella maggiore diffusione, in termini di clientela finale, del servizio elettrico, e nella più accentuata incidenza e percettibilità degli eventuali disservizi che si possono verificare in questo ambito. Si registra, in particolare, un incremento dei reclami relativi alle fatturazioni e della misurazione dei consumi. La lettura di tale dato deve tuttavia considerare la intensificazione della campagna di ammodernamento dei misuratori attuata sul territorio nazionale e la relativa sostituzione della lettura effettiva con la telelettura.

Nell'ambito del servizio di distribuzione e vendita del gas sono sempre numerosi i reclami relativi alle questioni contrattuali e alla qualità commerciale (30 per cento). La crescente attenzione alle problematiche contrattuali è condizionata dalla possibilità per tutti i clienti, in virtù della completa liberalizzazione del

TAV. 5.13 **PRINCIPALI ARGOMENTI OGGETTO DEI RECLAMI, DELLE SEGNALAZIONI E DELLE RICHIESTE DI INFORMAZIONI ALL'AUTORITÀ NEL PERIODO MAGGIO 2004 – APRILE 2005**

ARGOMENTI OGGETTO DI RECLAMO	TOTALE CASI NUMERO	TOTALE CASI %
ENERGIA ELETTRICA		
Interruzione – tensione	247	32,0
Allacciamenti	118	15,0
Fatturazione	170	22,0
Contratti e Qualità commerciale/fornitura	130	17,0
Misura	47	6,0
Tariffe	16	2,0
Bollette	17	2,0
Altro	35	4,0
GAS		
Contratti e Qualità commerciale/fornitura	147	30,0
Fatturazione	90	19,0
Allacciamenti	90	19,0
Bollette	13	2,0
Tariffe	18	4,0
Misura	19	4,0
Mercato e concorrenza	69	14,0
Altro	41	8,0

mercato, di stipulare nuovi contratti sul mercato libero. Un significativo indicatore di ciò è rappresentato dal numero crescente di segnalazioni e reclami relativi a operazioni di passaggio da un fornitore a un altro, per le quali si sono registrati, in alcuni casi, comportamenti ostativi da parte degli esercenti, attraverso, per esempio, il mancato riconoscimento della facoltà di recesso nei termini previsti dalla normativa di riferimento o dal contratto in essere stesso. Sono altresì presenti segnalazioni relative alla applicazione delle condizioni contrattuali fissate dalla delibera 18 ottobre 2001, n. 229, con particolare riferimento agli obblighi di lettura e fatturazione, e alle problematiche connesse con la richiesta di depositi cauzionali. Per tali aspetti al di là della soluzione data a casi individuali, l'Autorità è ricorsa anche ad attività ispettive e di controllo. Si conferma pertanto l'importanza dell'attività di valutazione dei reclami e delle segnalazioni anche alla luce delle indicazioni e delle problematiche che tali at-

tività fanno emergere. Essa 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.

Procedimenti individuali

Proprio sulla scorta dei reclami e delle segnalazioni ricevute, l'Autorità, nel corso dell'anno 2004, ha attuato due significativi interventi di tutela nell'ambito sia del settore elettrico (diffida a Enel Distribuzione per inadempienza a quanto previsto dall'art. 6, comma 6.2, della delibera 28 dicembre 1999, n. 200, per cui si rimanda al paragrafo "Indagini e istruttorie nel settore dell'energia elettrica") sia del settore gas (ispezione su Italgas S.p.A. e Italgas Più S.p.A. per il cui dettaglio si rimanda al paragrafo "Settore del gas" nel Capitolo 6).

Tutela dei consumatori e liberalizzazione del mercato

Mercato del gas

La completa liberalizzazione del mercato del gas ha posto l'esigenza di innalzare il livello di tutela della clientela finale, anche per consentire alla stessa scelte informate e consapevoli tra le varie possibili offerte contrattuali che vengono proposte sul mercato.

L'Autorità ha individuato come valido strumento per garantire tali obiettivi il Codice di condotta commerciale.

Con delibera 22 luglio 2004, n. 126, l'Autorità ha pertanto approvato un Codice di condotta commerciale a cui devono attenersi tutti i venditori del mercato liberalizzato del gas nel presentare offerte commerciali ai consumatori di piccole dimensioni. Si tratta di famiglie, condomini e operatori con consumi annui fino a 200.000 m³, che hanno ridotte capacità negoziali nei confronti delle imprese e quindi maggiore necessità di tutela.

Il Codice impone precisi obblighi per la trasparenza delle informazioni, per le modalità di presentazione delle offerte, per la confrontabilità dei prezzi, per la scomposizione delle diverse voci che determinano il costo finale per il cliente, per la semplicità del linguaggio utilizzato nei contratti. A ulteriore tutela dei clienti, i venditori devono anche consegnare una nota informativa che riassume i principali diritti dei clienti medesimi e consenta loro di verificare che il contratto offerto sia conforme a quanto previsto dall'Autorità.

Dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti finali del servizio gas sono liberi di scegliere il loro fornitore, ma solo di recente si sta assistendo all'avvio di strategie commerciali concorrenziali. In questa fase di avvio, il Codice definisce tutte le condizioni affinché i clienti finali possano avvantaggiarsi del mercato e scegliere

tra diverse offerte in modo consapevole e informato. 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 aspetto, un elemento di stimolo alla concorrenza.

Le regole generali di correttezza che i venditori devono osservare nella promozione delle offerte contrattuali (regole per la vendita porta a porta o per la comunicazione delle offerte) individuano le informazioni che devono obbligatoriamente essere fornite al cliente prima della sottoscrizione del contratto e le principali clausole che devono essere contenute nel contratto stesso (gli elementi essenziali del contratto, la procedura che gli esercenti sono tenuti a seguire in caso di variazione delle clausole contrattuali prima della scadenza del contratto, gli indennizzi automatici a favore dei clienti finali in caso di violazione da parte degli esercenti di talune clausole contrattuali specificamente indicate dall'Autorità ecc.). Al cliente vengono quindi assicurate la piena informazione e la possibilità di confrontare i prezzi delle diverse offerte ricevute.

L'introduzione delle nuove forme di tutela dei clienti finali è accompagnata dalla contestuale abrogazione del Codice di condotta commerciale per l'attività di distribuzione, introdotto dalla delibera 28 dicembre 2000, n. 237, che, nella fase di transizione verso la separazione societaria tra attività di vendita e di distribuzione e la piena liberalizzazione dell'attività di vendita, aveva posto in capo alle imprese di distribuzione obblighi di informazione e assistenza ai clienti in occasione dell'offerta di opzioni tariffarie base e speciali per la distribuzione.

Il termine di entrata in vigore delle disposizioni del Codice di condotta commerciale è stato originariamente fissato al 1° novembre 2004 ed esplicitamente, con riferimento ai contratti stipulati a decorrere dal 1° gennaio 2003 privi dei requisiti stabiliti dal Codice in argomento, in capo agli esercenti è stato posto l'obbligo di trasmettere ai propri clienti, sempre entro il 1° novembre 2004, un documento informativo nel quale venivano descritte le clausole contrattuali obbligatorie non apertamente riportate nel contratto. Dal ricevimento di detto documento informativo, i clienti interessati potevano esercitare il diritto di recesso senza oneri entro 30 (trenta) giorni.

Alcuni esercenti il servizio di vendita hanno richiesto chiarimenti sul testo del Codice di condotta commerciale e segnalato l'opportunità di consentire che l'invio del documento informativo ai clienti potesse avvenire anche in allegato ai documenti di fatturazione.

A fronte di tali segnalazioni l'Autorità, con delibera 4 novembre 2004, n. 191, ha prorogato al 1° dicembre 2004 la data di entrata in vigore del Codice di condotta commerciale per la vendita del gas naturale e fissato al 31 gennaio 2005 il termine massimo entro cui gli esercenti il servizio di vendita, con riferimento ai contratti stipulati a decorrere dal 1° gennaio 2003 e non rispettosi delle dispo-

sizioni del Codice di condotta commerciale per la vendita del gas naturale medesimo, potevano trasmettere ai propri clienti un documento informativo nel quale venivano descritte le clausole contrattuali obbligatorie non esplicitamente riportate nel contratto.

Nel corso del 2004 l'Autorità ha progressivamente affiancato all'attività di regolazione, volta a costituire e garantire eque condizioni contrattuali e consapevole libertà di scelta al cliente finale, l'attività di controllo sull'attuazione delle regole fissate nei periodi precedenti con l'obiettivo di richiamare gli esercenti al rispetto degli obblighi e di individuare eventuali limiti della normativa, al fine di intervenire con modifiche migliorative e maggiormente efficaci. Con delibera 16 marzo 2004, n. 36, è stata programmata l'effettuazione di verifiche ispettive nei confronti anche di dieci soggetti esercenti la vendita del gas (si veda il paragrafo "Ispezioni sui servizi di distribuzione e vendita di gas" nel Capitolo 6).

Mercato elettrico
(delibera n. 241/04)

Gli standard specifici di qualità sono definiti come tempo massimo entro cui chi fornisce il servizio deve effettuare una determinata prestazione richiesta dal cliente. Essi sono standard individuali: ogni singola prestazione soggetta a standard specifico di qualità deve essere completata entro il tempo massimo indicato. Ciascun cliente che ha richiesto la prestazione può quindi controllare il rispetto dello standard specifico di qualità.

Tra gli standard specifici rientra il tempo di riattivazione del cliente moroso, dopo la sospensione del servizio. L'art. 53 del Testo integrato della qualità definisce l'indicatore relativo al tempo di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità, mentre l'art. 64 del medesimo Testo integrato fissa per tale indicatore uno standard specifico di qualità pari a un giorno feriale, prevedendo altresì all'art. 67 indennizzi automatici ai clienti nel caso di mancato rispetto da parte dell'esercente del suddetto standard specifico.

Sul punto, a partire dal 2004, Enel Distribuzione ha avviato in via sperimentale una nuova procedura di distacco e riallaccio per morosità riservata ai clienti dotati di un misuratore elettronico e già in regime di telegestione. Tale procedura prevede, a fronte di una situazione di morosità, invece della sospensione della fornitura, la temporanea riduzione dell'80 per cento della potenza contrattuale disponibile e successivamente, in caso del perdurare dello stato di morosità, il completo distacco della fornitura accompagnato da risoluzione contrattuale. Tale procedura comporta peraltro in fase di avviamento sperimentale alcune difficoltà tecniche, che sono state rappresentate all'Autorità, e che rendono non sempre possibile il rispetto dell'indicatore precedentemente fissato. In considerazione di tali difficoltà tecniche, ma tenendo altresì conto del più ridotto disagio che la riduzione dell'80 per cento della potenza comporta rispetto alla completa sospensione della fornitura, con delibera del 27 dicembre 2004, n. 241,

L'Autorità ha stabilito che, limitatamente ai soli clienti di Enel Distribuzione dotati di misuratore elettronico già in regime di telegestione, ai quali l'esercente applichi una procedura di morosità che preveda la riduzione della potenza disponibile in luogo della disattivazione, lo standard specifico relativo al tempo di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità sia portato, transitoriamente e per un periodo di 6 mesi a partire dal 1° gennaio 2005, a 2° giorni feriali; ciò in deroga a quanto previsto dall'art. 64 del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007, Allegato A alla delibera n. 4/04.

Informazione

La promozione e la garanzia di una corretta e diffusa informazione a favore dei consumatori e degli utenti dei servizi di pubblica utilità, nell'ambito dei settori dell'energia elettrica e del gas, costituisce una delle più caratterizzanti finalità istituzionali dell'Autorità. L'esigenza di informazione è, in generale, in tali ambiti avvalorata dal rapido e continuo evolversi dei processi di liberalizzazione e dai cambiamenti che necessariamente ne derivano, anche in termini di nuove possibilità che si offrono alla clientela. Si comprende dunque come la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi, dei loro costi, delle opzioni di scelta che i mercati gradualmente presentano, rappresenti da un lato un importante strumento, oltre che di tutela anche di controllo e confronto per i consumatori e gli utenti dei servizi e dall'altro un rilevante stimolo alla correttezza e trasparenza dei comportamenti per gli stessi esercenti coinvolti.

Tra le varie iniziative intraprese dall'Autorità a promozione della più ampia ed esaustiva informazione a favore della clientela finale riveste sicuro interesse il costante aggiornamento sul proprio sito Internet di schede informative, mirate a fornire basilari indicazioni e spiegazioni in merito ad aspetti particolarmente rilevanti e ricorrenti dei settori elettrico e del gas.

Nello specifico, con riferimento al settore elettrico, le schede riguardano le condizioni contrattuali di fornitura, le tariffe, la regolazione della continuità del servizio, gli standard della qualità commerciale, le bollette e gli allacciamenti. Nell'ambito del gas, invece, sono illustrate le problematiche concernenti la liberalizzazione del mercato, le condizioni contrattuali di fornitura, le opzioni tariffarie, gli standard nazionali di qualità commerciale, la disciplina della sicurezza e della continuità del servizio.

Sul fronte della tutela del consumatore, infine, una scheda comune illustra le modalità per presentare reclamo all'Autorità.

Per quanto poi riguarda la trasparenza dell'informazione nell'ambito del processo di liberalizzazione del mercato del gas l'Autorità ha ritenuto opportuno fornire ai clienti finali e anche agli esercenti una serie di informazioni in merito

ai comportamenti da adottare con riferimento al Codice di condotta commerciale per la vendita del gas naturale ai clienti finali. Tali informazioni, presentate nella forma di risposta alle domande frequenti, sono state pubblicate sul sito Internet dell'Autorità e sono costantemente aggiornate.

Rapporto con le associazioni dei consumatori

Nell'ambito del Protocollo d'intesa fra l'Autorità e le associazioni dei consumatori e degli utenti rappresentate nel CNCU sottoscritto nel 2001, al fine di definire e sviluppare strumenti che consentano una corretta e diffusa informazione dei consumatori sui principali aspetti del rapporto d'utenza nei settori dell'energia elettrica e del gas, nell'anno 2004 si è data continuità a un ampio progetto di formazione orientato agli operatori delle associazioni dei consumatori avviato nel 2003. Ai due seminari per formatori svolti nel 2003 e gestiti direttamente dall'Autorità, ha fatto quindi seguito nel 2004 la decisione, condivisa nell'ambito del gruppo di lavoro congiunto che coordina le attività del Protocollo d'intesa, di creare opportunità formative specificamente rivolte agli operatori di sportello delle stesse associazioni dei consumatori. Tenendo conto della numerosità dei soggetti potenzialmente coinvolti, della complessità delle argomentazioni e della necessità di creare canali di rapido aggiornamento delle informazioni si è deciso di realizzare corsi di formazione e aggiornamento a distanza basati sulla metodologia dell'*e-learning* e di svolgere seminari di formazione in aula di tipo residenziale.

I due corsi di formazione a distanza (uno dedicato al settore elettrico e l'altro dedicato a quello del gas), direttamente accessibili tramite Internet, sono 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 complessive problematiche connesse con i processi di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, fino poi a soffermarsi sugli aspetti più specifici e più vicini alla clientela finale, relativi ai rapporti di utenza e ai contratti di somministrazione. Contenuti e loro aggiornamento sono direttamente gestiti dall'Autorità come tutte le funzioni di supporto correlate. 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.

Con lo strumento approntato si rende infatti possibile una qualificazione costante delle competenze degli operatori delle associazioni al fine di fornire un supporto efficace e una informazione il più possibile completa a tutti quei consumatori che si rivolgono agli sportelli o ai numeri verdi delle associazioni stesse. Nel primo anno di attività è prevista la formazione di circa 500 operatori.

Con le risorse economiche a disposizione è stato anche possibile finanziare cinque seminari di tipo residenziale, sempre attinenti i settori elettrico e gas, che sono stati autonomamente svolti dalle associazioni. La selezione dei seminari è avvenuta sulla base di criteri preventivamente individuati dall'Autorità e resi noti a tutte le associazioni.

Nel corso dell'anno sono stati inoltre svolti numerosi incontri tecnici tra cui alcuni specificamente dedicati alla borsa elettrica, alle opzioni tariffarie ulteriori di tipo biorario e al tema delle modalità di risoluzione stragiudiziale delle controversie con particolare riferimento alle conciliazioni.

EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI USI FINALI

Nuovi decreti ministeriali sulla promozione del risparmio energetico e adeguamento delle *Linee guida*

Nel corso del 2003 è stato avviato dai ministeri competenti¹ un processo di revisione dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 che si è concluso con la pubblicazione dei nuovi 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.*

I nuovi decreti abrogano e sostituiscono i precedenti. Le principali novità previste dai decreti 20 luglio 2004 rispetto ai decreti 24 aprile 2001 sono così sintetizzabili:

- la data di avvio del meccanismo è posticipata al gennaio 2005, con previsione della possibilità di valorizzazione dei risparmi energetici conseguiti da interventi realizzati nel periodo 1 gennaio 2001 – 31 dicembre 2004, previo parere conforme dell'Autorità;
- gli obiettivi nazionali di risparmio energetico da ottenersi nel primo quinquennio di applicazione (2005–2009) sono rimodulati, a parità di valore cumulato annuale nell'ultimo anno di applicazione (2009); viene corretta, al

¹ Ministero delle attività produttive e Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio.

fine di renderla applicabile, la regola per la ripartizione degli obiettivi nazionali ai distributori soggetti agli obblighi;

- la vita utile convenzionale degli interventi per la riduzione della domanda elettrica per il condizionamento è estesa a 8 anni e viene prevista la possibilità di future modifiche della vita utile convenzionale anche per interventi;
- viene stabilito che le richieste di verifica preliminare di conformità di specifici progetti ai decreti ministeriali e alle *Linee guida* possono essere presentate limitatamente ai progetti da valutarsi a consuntivo, rispettivamente al Ministero delle attività produttive e al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, e all'Autorità;
- le campagne di formazione, informazione, promozione e sensibilizzazione degli utenti finali sono previste solo come misure di sostegno ad altre tipologie di interventi e misure; le campagne "a se stanti" finanziate attraverso fondi dedicati;
- viene previsto un programma di promozione delle misure preparatorie e di accompagnamento ai progetti di risparmio energetico realizzati nell'ambito dei decreti, amministrato dal Ministero delle attività produttive e dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, rivolto alla realizzazione di campagne di formazione, informazione, promozione e sensibilizzazione degli utenti finali da parte di distributori e allo sviluppo di diagnosi energetiche e progettazione esecutiva di interventi su utenze pubbliche;
- viene previsto che l'Autorità possa individuare uno o più soggetti ai quali affidare lo svolgimento delle attività di valutazione e certificazione dei risparmi e controllo a campione in base a specifici atti di indirizzo definiti dalla stessa Autorità;
- viene stabilito che i Titoli di efficienza energetica sono emessi dalla società Gestore del mercato elettrico S.p.A. (GME), a seguito di esplicita richiesta formulata dall'Autorità a valle della certificazione dei risparmi energetici da parte dell'Autorità stessa; la possibilità di beneficiare dell'emissione di Titoli di efficienza energetica viene estesa anche alle società controllate dai distributori di energia elettrica o gas naturale;
- la possibilità di erogazione di un contributo tariffario per la copertura dei costi sostenuti dai distributori per la realizzazione di progetti è limitata ai progetti che conseguono risparmi di energia elettrica e di gas naturale;
- il meccanismo sanzionatorio è modificato introducendo, in determinate circostanze, la possibilità di compensazione senza sanzione nel biennio successivo rispetto all'anno cui si riferisce la verifica dell'obiettivo;
- viene specificato il ruolo delle Regioni e delle Province autonome in materia di determinazione di obiettivi di risparmio energetico e relative modalità di raggiungimento.

I nuovi decreti ministeriali fanno salvi i procedimenti avviati dall'Autorità, quelli in corso e quelli emanati in attuazione dei decreti precedenti (decreti ministeriali 24 aprile 2001), a eccezione di eventuali disposizioni più favorevoli da questi eventualmente previste, limitatamente a procedimenti pendenti.

Adeguamento delle *Linee guida*

Con delibera 11 novembre 2004, n. 200, l'Autorità ha provveduto ad adeguare al disposto dei nuovi decreti ministeriali il testo delle *Linee guida* per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'art. 5, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei Titoli di efficienza energetica.

Gli adeguamenti apportati al testo delle *Linee guida* non hanno comportato modifiche discrezionali alle scelte effettuate dall'Autorità con la delibera 18 settembre 2003, n. 103, bensì variazioni e integrazioni tecniche necessarie per recepire quanto stabilito dai decreti 20 luglio 2004 e dal disposto dell'art. 1, comma 34, della legge 23 agosto 2004, n. 239.

FIG. 5.13 RISPARMI ANNUI ADDIZIONALI E CUMULATIVI RELATIVI AGLI OBBLIGHI DEL SETTORE ELETTRICO

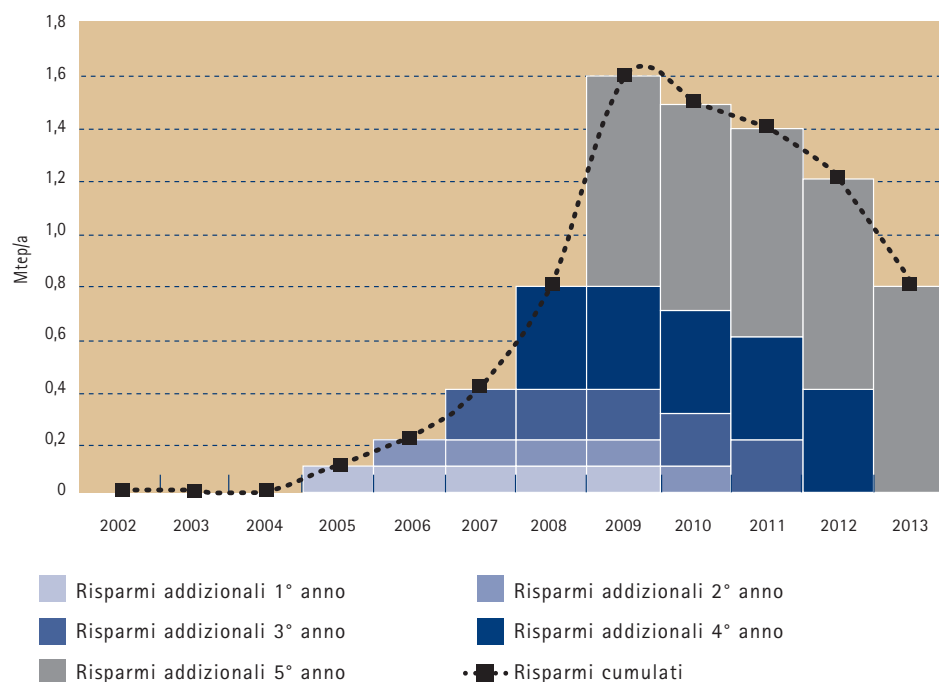
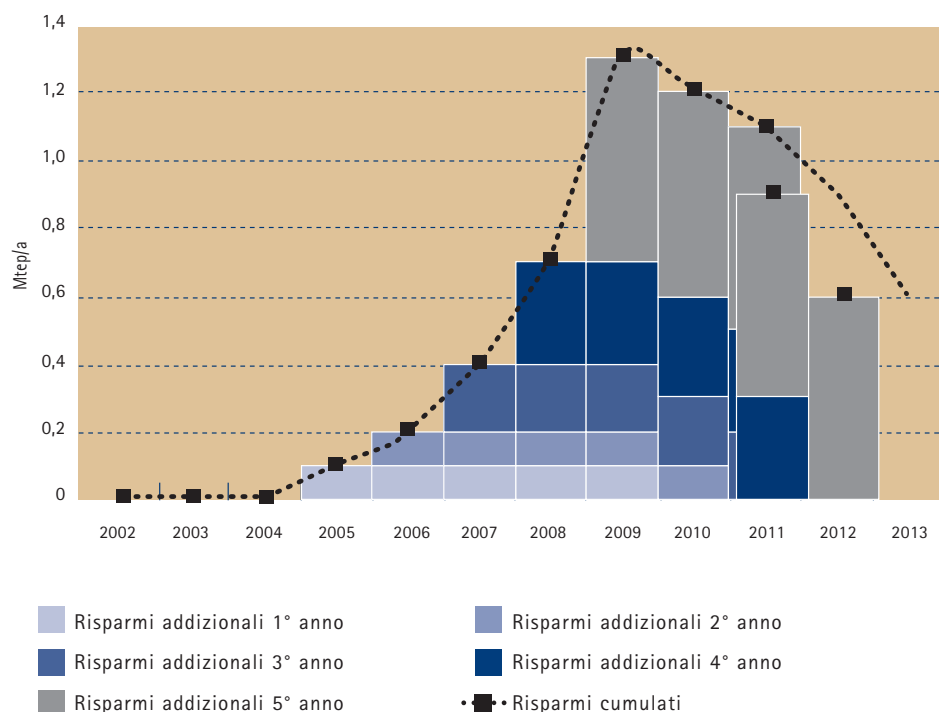


FIG. 5.14 RISPARMI ADDIZIONALI E CUMULATIVI RELATIVI AGLI OBBLIGHI DEL SETTORE GAS



Determinazione degli obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori

I decreti ministeriali 20 luglio 2004 stabiliscono gli obiettivi nazionali di risparmio di energia primaria che devono essere conseguiti annualmente nel quinquennio 2005-2009. I decreti dispongono che tali obiettivi vengano ripartiti tra i distributori di energia elettrica e di gas naturale che servivano non meno di 100.000 clienti finali alla data del 31 dicembre 2001, sulla base del rapporto tra la quantità di energia elettrica/gas naturale da essi distribuita e la quantità distribuita complessivamente sul territorio nazionale, entrambe riferite all'anno precedente l'ultimo trascorso.

Ai fini della determinazione degli obiettivi specifici di risparmio energetico posti in capo ai singoli distributori di energia elettrica e di gas naturale, l'Autorità ha approvato la delibera 22 settembre 2004, n. 167 e la delibera 13 dicembre 2004, n. 213.

Con il primo provvedimento l'Autorità ha avviato la raccolta dei dati necessari per la ripartizione degli obiettivi nazionali tra i distributori soggetti agli obblighi:

- richiedendo ai distributori che servivano non meno di 100.000 clienti finali

alla data del 31 dicembre 2001² di trasmettere, su base annuale, un'auto-certificazione delle quantità di energia elettrica e di gas naturale da essi distribuite nell'anno precedente;

- richiedendo al GRTN e alle imprese di trasporto del gas naturale che hanno impianti di distribuzione interconnessi con le proprie reti di trasmettere, sempre su base annuale, le informazioni rilevanti ai fini della determinazione delle quantità di energia elettrica e di gas naturale complessivamente distribuite sul territorio nazionale.

Con la delibera n. 213/04, utilizzando i dati raccolti per effetto del precedente provvedimento, sono stati determinati gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria a carico dei singoli distributori di energia elettrica e di gas naturale per l'anno 2005. L'obiettivo complessivo di risparmio per l'anno 2005 risulta pari a circa 156.000 tep, di cui circa 98.000 tep (pari al 63 per cento) a carico dei distributori nel settore elettrico e le restanti 58.000 tep (pari al 37 per cento) a carico dei distributori nel settore gas naturale.

Regolazione economica: contributo tariffario per la realizzazione di progetti di risparmio energetico, sanzioni e regole del mercato dei Titoli di efficienza energetica

I decreti ministeriali 20 luglio 2004 prevedono che i costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e da quelli di gas naturale per la realizzazione dei progetti di risparmio energetico ammissibili ai sensi dei medesimi decreti possano trovare copertura, qualora comportino una riduzione dei consumi di energia elettrica e di gas naturale e limitatamente alla parte non coperta da altre risorse, rispettivamente sulle componenti delle tariffe per il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale, secondo criteri stabiliti dall'Autorità.

Con la delibera 16 dicembre 2004, n. 219, l'Autorità ha definito le modalità di attuazione di tali disposizioni nel quinquennio 2005-2009.

Sono ammessi al contributo i costi sostenuti dai distributori soggetti agli obblighi di risparmio energetico definiti dai decreti ministeriali, limitatamente sia ai costi connessi con il conseguimento di tali obiettivi sia – come previsto dai nuovi decreti ministeriali – alla quota di obiettivo conseguita attraverso riduzioni dei consumi di energia elettrica e di gas naturale.

L'erogazione del contributo avviene a fronte della consegna all'Autorità dei Titoli di efficienza energetica (di tipo I e II) effettuata dai distributori ai fini della

² Precedentemente individuati con la delibera 27 dicembre 2002, n. 233.

verifica del conseguimento del proprio obiettivi specifico. Il contributo tariffario viene erogato indipendentemente dal fatto che il Titolo consegnato sia stato conseguito attraverso la realizzazione di progetti o sia stato acquistato sul mercato organizzato dal GME o attraverso contratti bilaterali.

Il valore del contributo è stato inizialmente fissato pari a 100,00 €/tep (tonnellata equivalente di petrolio) risparmiati. Tale valore potrà essere aggiornato dall'Autorità anche sulla base delle informazioni disponibili relativamente al prezzo medio dei Titoli di efficienza energetica che verranno scambiati sul mercato organizzato dal GME.

L'importo iniziale del contributo è stato determinato considerando la necessità di contenere l'impatto dell'attuazione dei decreti ministeriali sulle tariffe elettriche e del gas naturale e in modo tale da garantire che l'aggravio complessivo sulla bolletta energetica dei consumatori sia sempre inferiore al beneficio economico complessivo derivante dall'attuazione dei decreti ministeriali 20 luglio 2004.

Il valore del contributo, determinato anche sulla base delle informazioni derivanti dai confronti internazionali, tiene conto del fatto che nel periodo iniziale di funzionamento del meccanismo definito dai decreti ministeriali verranno effettuati gli interventi di risparmio energetico a minor costo e che, progressivamente, dovranno esserne realizzati altri con costi via via crescenti.

Il provvedimento pone gli oneri connessi con l'erogazione del contributo tariffario a carico del Conto oneri derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica e del Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale istituito con delibera n. 170/04. Quest'ultimo provvedimento ha anche individuato gli importi che i distributori di gas naturale devono versare in tale Fondo per l'anno termico 2004-2005. Gli importi da prelevare dalle tariffe di distribuzione dell'energia elettrica nell'anno 2005 sono stati invece determinati con la delibera 29 luglio 2004, n. 135.

Sanzioni per inadempienza agli obblighi

I decreti ministeriali 20 luglio 2004 prevedono che, in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi specifici in capo ai singoli distributori obbligati, l'Autorità applica, ai sensi della legge n. 481/95, sanzioni proporzionali e comunque superiori all'entità degli investimenti necessari a compensare le inadempienze.

Ritenendo opportuno chiarire le modalità con le quali verrà data attuazione a tale disposizione, l'Autorità ha provveduto a emanare la Comunicazione 29 dicembre 2004.

Essa chiarisce che le indicazioni contenute nei decreti ministeriali 20 luglio 2004 vanno ricondotte entro il quadro normativo tracciato da un lato dalla legge istitutiva dell'Autorità, che intesta all'Autorità la potestà sanzionatoria nel

caso di violazione di propri provvedimenti e, dall'altro, dalla disciplina generale sulle sanzioni amministrative pecuniarie di cui alla legge 24 novembre 1981, n. 689, che definisce i criteri per la quantificazione delle misure sanzionatorie.

In tale contesto, la Comunicazione chiarisce che la sanzione per inadempienza agli obiettivi di risparmio energetico fissati dai decreti ministeriali sarà rapportata al numero di tonnellate equivalenti di petrolio non risparmiate rispetto all'obiettivo specifico del distributore e che il valore della sanzione unitaria da applicare per ogni tonnellata equivalente di petrolio non risparmiata sarà determinato sulla base dei dati di mercato disponibili relativamente ai costi incrementali connessi con l'acquisto di prodotti e servizi di efficienza energetica, inclusi i segnali di prezzo forniti dal mercato dei Titoli di efficienza energetica organizzato dal GME.

Attività per la definizione delle regole di funzionamento del mercato dei Titoli di efficienza energetica

Un elemento caratterizzante lo schema di incentivazione del risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili istituito con i decreti ministeriali 20 luglio 2004 è costituito dal mercato dei Titoli di efficienza energetica. Il loro rilascio viene effettuato dal GME dietro apposita richiesta dell'Autorità, successivamente alla verifica da parte di quest'ultima che i risparmi energetici siano stati conseguiti tramite progetti realizzati conformemente a quanto previsto dai decreti ministeriali 20 luglio 2004 e dalle *Linee guida* emanate dall'Autorità.

Le caratteristiche dei Titoli di efficienza energetica (per esempio, tipologia, valore unitario, durata temporale) sono state stabilite dall'Autorità nell'ambito delle *Linee guida* (Allegato A alla delibera 12 novembre 2003, n. 130). In base ai decreti ministeriali i Titoli sono commercializzabili. La compravendita dei Titoli potrà avvenire nella sede di un mercato appositamente organizzato dal GME, o al di fuori di essa (attraverso contratti bilaterali).

Nel corso dell'anno l'Autorità ha avviato il confronto con il GME sulla definizione delle regole di funzionamento del mercato organizzato (per esempio, modalità e criteri di ammissione a operare nel mercato, organizzazione e gestione delle contrattazioni, meccanismi di garanzia del buon fine delle contrattazioni) e sulle modalità di esecuzione, da parte del GME, delle altre attività necessarie per il funzionamento di tale mercato (per esempio, tenuta del registro dei Titoli di efficienza energetica, gestione dei conti proprietà intestati ai singoli soggetti anche al fine di consentire la verifica annuale del conseguimento degli obiettivi in capo ai singoli soggetti obbligati, verifiche necessarie per l'erogazione del contributo tariffario).

Predisposizione di schede tecniche di quantificazione dei risparmi di energia primaria

Nel corso dell'anno l'Autorità ha proseguito il lavoro di sviluppo di metodologie semplificate per la quantificazione dei risparmi energetici conseguibili tramite interventi ammissibili ai sensi dei decreti ministeriali 20 luglio 2004, con la pubblicazione di apposite schede tecniche.

La disponibilità di un numero sufficientemente ampio di tali metodologie costituisce, congiuntamente alla disponibilità del sistema informativo dedicato accessibile via *web* (si veda paragrafo seguente), una condizione importante ai fini dell'efficace ed efficiente operatività del meccanismo introdotto dal legislatore. Le schede tecniche contengono criteri di valutazione specifici da intendersi come complementari a quelli di carattere generale definiti nell'ambito delle *Linee guida*. In precedenza, in attuazione dei decreti ministeriali 24 aprile 2001, l'Autorità aveva approvato, previa consultazione delle parti interessate, 8 schede tecniche di tipo standardizzato (delibera 27 dicembre 2002, n. 234) e diffuso per la consultazione ulteriori 10 schede tecniche (Documento per la consultazione 16 gennaio 2003).

Con la delibera 14 luglio 2004, n. 111, sono state approvate 9 delle 10 schede tecniche proposte con il Documento del gennaio 2003, tenendo conto dei commenti e delle osservazioni espressi dalla consultazione. Con lo stesso provvedimento sono state integrate le informazioni fornite nelle schede tecniche approvate con la delibera n. 234/02, al fine di facilitarne l'utilizzo da parte dei soggetti interessati senza modificarne il contenuto tecnico (risparmi energetici conseguiti per unità installata e normativa tecnica di riferimento).

Nel corso dell'ultimo anno l'attività di elaborazione di metodologie semplificate di quantificazione dei risparmi è proseguita, anche considerando proposte metodologiche avanzate da soggetti terzi.

Il 27 ottobre 2004 è stato pubblicato un nuovo Documento per la consultazione contenente proposte di ulteriori 10 schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria di altrettanti interventi. L'esame dei rilievi ricevuti dai soggetti interessati è in corso presso gli Uffici dell'Autorità.

Tutte le schede tecniche pubblicate saranno costantemente aggiornate per tenere conto degli sviluppi tecnologici e del mercato delle apparecchiature e dei sistemi per l'efficienza e per il risparmio energetico.

Rimane aperta la possibilità, per tutti i soggetti interessati, di presentare all'Autorità proposte di schede tecniche. I suggerimenti pervenuti sono valutati dall'Autorità come possibile base per proposte di schede da pubblicare ai fini della consultazione di tutti i soggetti interessati, prima della loro eventuale adozione e pubblicazione da parte dell'Autorità.

Attività di gestione e di divulgazione

Sezione dedicata
all'efficienza energetica
del sito Internet dell'Autorità
e sistema informativo
per l'attuazione dei decreti
ministeriali 20 luglio 2004

Nel mese di novembre è stata attivata per il pubblico la sezione del sito Internet dell'Autorità dedicata all'efficienza energetica e all'attuazione dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 (<http://www.autorita.energia.it/ee/index.htm>). La sezione contiene informazioni di carattere generale sul meccanismo introdotto dai decreti, sul ruolo e sull'attività svolta dall'Autorità, e consente l'identificazione e l'accesso immediato a tutti i riferimenti normativi e di regolazione rilevanti. Tramite questa sezione dedicata è inoltre possibile accedere al sistema informativo predisposto dall'Autorità per supportare lo svolgimento operativo sia delle attività che sono di sua diretta responsabilità, sia di quelle che, pur sotto la responsabilità di altri soggetti, sono funzionali a un'efficace gestione complessiva e a un adeguato monitoraggio del meccanismo delineato dai decreti ministeriali. La progettazione e la realizzazione del sistema erano state avviate nel 2003. Considerate la complessità del meccanismo, la molteplicità di soggetti coinvolti, la delicatezza e la rilevanza anche economica delle informazioni gestite, il sistema – totalmente *Internet-based* – è stato progettato in modo da risultare di facile utilizzo e accesso e da garantire un adeguato livello di sicurezza delle operazioni realizzate tramite esso.

Un primo insieme di funzionalità del sistema è operativo dall'inizio di novembre 2004, per consentirne la sperimentazione da parte dei soggetti interessati (distributori, società controllate dai distributori e società terze operanti nel settore dei servizi energetici).

Al termine della sperimentazione questo primo insieme di funzionalità è stato completato e a partire da gennaio 2005 è stato reso accessibile nel formato definitivo ai soggetti abilitati. Istruzioni dettagliate guidano l'utente nei diversi passi necessari per l'abilitazione al suo utilizzo, nella compilazione e nell'inoltro di tutte le richieste previste dai decreti ministeriali e dalle delibere attuative dell'Autorità che sono funzionali alla certificazione dei risparmi energetici.

Dal mese di gennaio 2005 è quindi possibile per tutti i distributori di energia elettrica o gas e, previa conclusione di una procedura di accreditamento, per le società controllate dai medesimi distributori e le società operanti nel settore dei servizi energetici, presentare all'Autorità tramite il sistema informativo (facendo seguire copia cartacea del materiale inviato per via telematica):

- l'approvazione preliminare di programmi di misura per progetti valutabili con metodi di valutazione a consuntivo;
- la verifica preliminare di conformità alle disposizioni delle *Linee guida* di specifici progetti valutabili attraverso metodi di valutazione a consuntivo (facoltativa);

- la richiesta di verifica e certificazione dei risparmi conseguiti dai singoli progetti, in relazione a tutte le tipologie di progetti previste dalle *Linee guida*.

Dal mese di novembre 2004, le società operanti nel settore dei servizi energetici che rispondono ai requisiti previsti all'art. 1, comma 1, lettera t), della *Linee guida*, hanno la possibilità di richiedere l'accreditamento all'utilizzo del sistema informativo, finalizzato alla presentazione delle tipologie di richieste sopra menzionate.

Al 30 aprile 2005 risultano accreditati 203 soggetti. Si tratta di società, imprese artigiane e loro forme consortili, che offrono servizi energetici integrati ai consumatori finali come, per esempio, progettazione, realizzazione e successiva gestione di interventi per il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali, incluso il finanziamento parziale o totale degli interventi stessi attraverso la stipula di diverse forme contrattuali. L'accreditamento consente a queste società di richiedere la certificazione dei risparmi energetici ottenuti attraverso progetti realizzati presso i consumatori finali e dà loro diritto, in caso di esito positivo delle verifiche, alla successiva emissione dei Titoli di efficienza energetica.

Attività di disseminazione e divulgazione

Nel corso dell'anno si è intensificata l'attività di gestione delle richieste di informazioni e chiarimenti sulle modalità operative di applicazione del meccanismo introdotto dal legislatore con i decreti ministeriali 24 aprile 2001, poi modificato dai 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 (gennaio 2005). Le richieste provengono da operatori di natura diversa: distributori, società di servizi energetici, società di consulenza, centri di ricerca nazionali e internazionali.

Nei primi mesi del 2005 è stata inoltre avviata l'attività di valutazione delle richieste di verifica preliminare di progetti, programmi di misura e di certificazione di risparmi energetici conseguiti da progetti realizzati nell'ambito dei decreti ministeriali. Come disposto dalle *Linee guida*, entro il 28 febbraio 2005 sono pervenute all'Autorità le proposte di progetto e di programma di misura relative a risparmi energetici conseguiti da interventi realizzati nel triennio 2001-2004 per i quali l'Autorità non ha sviluppato metodologie semplificate di quantificazione e che devono dunque essere valutati a consuntivo. Gli Uffici hanno avviato l'esame delle proposte allo scopo di comunicarne gli esiti ai soggetti interessati e consentire la successiva presentazione delle richieste di verifica e certificazione dei risparmi per i progetti per i quali le metodologie proposte saranno state approvate.

Nel corso dell'anno i rappresentanti dell'Autorità hanno svolto un'intensa attività di divulgazione del contenuto dei decreti e della regolazione attuativa pre-

disposta dall'Autorità anche attraverso la partecipazione, in qualità di relatori, a numerosi corsi, seminari e convegni organizzati da istituzioni ed enti nazionali e locali.

Rappresentanti dell'Autorità hanno partecipato, su invito del Parlamento europeo e della Commissione europea, a due *workshop* di esperti organizzati a supporto della discussione della proposta di Direttiva sull'efficienza degli usi finali dell'energia e dei servizi energetici (COM/2003/739). Le presentazioni, su richiesta delle istituzioni comunitarie, sono state focalizzate sull'approccio metodologico sviluppato dall'Autorità per la misurazione e la verifica dei risparmi energetici conseguiti da singoli progetti realizzati nell'ambito dei decreti ministeriali 20 luglio 2004. Il tema della misurazione e della verifica dei risparmi energetici assume infatti particolare rilevanza nell'ambito della proposta di direttiva, orientata a definire obiettivi di risparmio energetico negli usi finali a carico dei singoli Stati membri.

6. INDAGINI, VIGILANZA, CONTROLLI E SANZIONI NEI SETTORI REGOLATI

Secondo quanto stabilisce la legge istitutiva, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas deve non soltanto regolare i settori dell'energia elettrica e del gas, ma anche vigilare e controllare sia le reali condizioni di svolgimento dei servizi, sia il rispetto di prescrizioni e delibere, nonché erogare eventuali sanzioni nel caso in cui gli esiti dei controlli evidenzino comportamenti in violazione delle norme. Per assolvere la sua funzione di vigilanza e controllo l'Autorità è dotata dei poteri di acquisizione della documentazione, di ispezione, accesso e sanzione; può inoltre determinare casi di indennizzo da parte dei soggetti esercenti nei confronti di utenti e consumatori. Tramite tali attività e l'analisi della relativa casistica, l'Autorità si propone anche di integrare la normativa vigente al fine di migliorare le condizioni tecniche, giuridiche ed economiche concernenti l'erogazione dei servizi in entrambi i settori.

Con l'obiettivo di ottimizzare e rafforzare il lavoro di monitoraggio, che è alla base della funzione di vigilanza e controllo, nell'ottobre 2004, nell'ambito del processo di riorganizzazione dell'Autorità (si veda il Capitolo 8) è stata istituita la Direzione vigilanza e controllo.

I paragrafi che seguono offrono una panoramica delle attività svolte dall'Autorità nel periodo di riferimento; in particolare si dà conto di indagini e istruttorie conoscitive, nonché di istruttorie formali, avviate e/o concluse, dei controlli tecnici e delle ispezioni eseguiti. L'ultimo paragrafo consente infine di verificare l'applicazione della leva sanzionatoria, prevista dalla legge istitutiva, in caso di violazione di propri provvedimenti o di altre norme.

ISTRUTTORIE E INDAGINI

Settore dell'energia elettrica

Nel periodo di riferimento, si sono concluse nel settore elettrico sia l'istruttoria formale avviata nel 2004 nei confronti di Enel Produzione S.p.A. in conseguenza di quanto emerso riguardo ai distacchi programmati nel mese di giugno 2003, sia l'istruttoria relativa al *black out* del settembre 2003 che ha portato all'avvio di indagini formali nei confronti di numerosi esercenti. Sono state intraprese e concluse le istruttorie conoscitive concernenti la formazione dei prezzi di borsa nel giugno 2004 e nel gennaio 2005, nonché quella riguardante AMET S.p.A. che, ha fornito dati erronei circa la continuità dell'energia da essa distribuita. Inoltre, sono state avviate due istruttorie riguardo sia l'offerta di risorse per il servizio di dispacciamento nei mesi di maggio e giugno 2004, sia l'accesso al servizio di aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini del dispacciamento. Infine, Enel Distribuzione S.p.A. è stata diffidata a porre in essere i

necessari adempimenti affinché esista sull'intero territorio nazionale una modalità gratuita di pagamento della bolletta.

**Chiusura dell'istruttoria
formale nei confronti
di Enel Produzione**

A seguito delle criticità evidenziate dall'indagine conoscitiva sulle interruzioni programmate del giugno 2003 (si veda la *Relazione Annuale* del 2004) l'Autorità, con delibera 1 aprile 2004, n. 54, ha avviato un'istruttoria formale nei confronti di Enel Produzione. Scopo di tale istruttoria era quello di valutare l'eventuale necessità di irrogare nei confronti di Enel Produzione una sanzione amministrativa pecuniaria per non aver reso disponibili, nei giorni delle interruzioni programmate, impianti che avrebbero dovuto esserlo (violando così l'art. 11 dell'allegato A della delibera 1 aprile 2003, n. 27); nonché di accertare l'eventuale liceità di quanto destinato a Enel Produzione attraverso la remunerazione della riserva implicita ed esplicita.

Le risultanze istruttorie, comunicate a Enel Produzione nell'agosto 2004, ritenevano che, con la condotta osservata nell'ambito dei distacchi programmati del giugno 2003, Enel Produzione avesse effettivamente violato l'art. 11 della delibera n. 27/03.

In data 9 settembre 2004 Enel S.p.A. comunicava all'Autorità che Enel Produzione si era avvalsa dell'istituto dell'oblazione di cui all'art. 16 della legge 24 novembre 1981, n. 689, pagando 51.645,69 €, pari al doppio del minimo della sanzione edittale che nel caso dell'Autorità equivale a 25.822,84 € (50 milioni di lire).

Il Consiglio di Stato, cui l'Autorità si è rivolta per richiedere in sede consultiva un parere circa l'ammissibilità dell'oblazione (con riferimento ai procedimenti di irrogazione delle sanzioni di cui all'art. 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481), ha giudicato lecito l'esperimento dell'istituzione dell'oblazione, confermando però la possibilità di prosecuzione dell'istruttoria, sebbene ai soli fini prescrittivi o inibitori. Perciò, con delibera n. 10 del 27 gennaio 2005 l'Autorità ha chiuso l'istruttoria formale avviata nell'aprile 2004, non irrogando alcuna sanzione amministrativa nei confronti di Enel Produzione; l'esperimento dell'oblazione tende così a inibire la funzione dissuasiva che lo strumento sanzionatorio esercita sui soggetti regolati. L'Autorità ha tuttavia stabilito che ad Enel Produzione non era dovuta alla remunerazione esplicita alla quale solo l'effettiva erogazione del servizio di riserva da diritto. Per questo motivo l'Autorità ha invitato la società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (GRTN) a escludere Enel Produzione, per quanto di competenza del primo semestre 2003, dai pagamenti per il servizio di riserva traenti titolo dalle delibere 29 giugno 2003, n. 67 e 19 febbraio 2004, n. 19.

**Indagine sul *black out*
del 28 settembre 2003**

Con delibera 9 giugno 2004, n. 83, l'Autorità ha pubblicato i risultati delle attività conoscitive svolte dai suoi Uffici nell'ambito dell'istruttoria avviata con delibera 29 settembre 2003, n. 112, sull'interruzione del servizio elettrico del 28 settembre 2003.

In particolare, l'istruttoria conoscitiva è stata articolata secondo la sequenza degli eventi che hanno determinato:

- la separazione del sistema elettrico italiano dalla rete europea il 28 settembre 2003;
- la conseguente diffusa interruzione del servizio elettrico sulla quasi totalità del territorio nazionale;
- la dinamica del ripristino del servizio elettrico.

Per quanto concerne la separazione del sistema elettrico italiano dalla rete europea il 28 settembre 2003, l'Autorità, congiuntamente con la *Commission de régulation de l'énergie* (Francia), ne ha individuato le cause nei disservizi verificatisi in territorio svizzero e, conseguentemente, ha segnalato alle istituzioni nazionali e internazionali competenti i possibili interventi, alla stessa Autorità non disponibili, necessari ad adeguare il quadro normativo internazionale; ciò con particolare riferimento all'esigenza di prevenire gli inidonei comportamenti assunti dagli operatori elettrici elvetici in materia di gestione di reti interconnesse. Le risultanze istruttorie sono state rese pubbliche in data 23 aprile 2004 con la delibera n. 61. Il resoconto pubblicato con la delibera n. 83/04 include integralmente il documento recante le risultanze istruttorie relative alla fase della separazione del sistema elettrico italiano dalla rete europea UCTE.

La seconda parte dell'istruttoria, condotta unicamente dagli Uffici dell'Autorità italiana, ha riguardato l'analisi degli eventi che hanno determinato la diffusione dell'interruzione del servizio sull'intero territorio nazionale (con l'eccezione della Sardegna), delle procedure adottate e dei risultati riscontrati durante la fase di ripristino del servizio. Gli esperti dell'Autorità hanno analizzato in particolare l'adeguatezza delle azioni poste in essere per la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale in rapporto agli eventi verificatisi, nonché la conformità delle procedure adottate dai soggetti interessati (produttori, distributori, società proprietarie di porzioni della rete nazionale e GRTN).

L'istruttoria conoscitiva ha consentito di acquisire elementi sulla base dei quali asserire la possibile violazione di alcune disposizioni di cui alle Regole tecniche di connessione (Allegato A alla delibera 9 marzo 2000, n. 52) da parte:

- di alcune imprese di produzione di energia elettrica (per quanto concerne le prestazioni minime in presenza di variazioni di frequenza e di tensione, l'at-

tuazione delle procedure di rifiuto di carico, almeno per gli impianti ritenuti dal GRTN di “*maggior rilievo*”, la partecipazione alle procedure di ripristino del servizio elettrico);

- di alcune imprese distributrici (per quanto concerne l’installazione dei dispositivi di alleggerimento del carico);
- delle imprese proprietarie di impianti facenti parte della rete di trasmissione nazionale (per quanto concerne sia l’imposizione di vincoli per la prestazione dei servizi di telecomunicazione, relativi alla gestione e al controllo in remoto degli organi di manovra, sia l’attuazione delle consegne autonome, ivi incluse quelle previste nel Piano di riaccensione, e altri possibili disservizi connessi);
- del GRTN (in merito ai medesimi profili sopra esposti per quanto di sua responsabilità).

L’Autorità ha ritenuto che gli elementi formati o acquisiti in esito all’istruttoria conoscitiva avviata con la delibera n. 112/03 e, in particolare, le componenti di giudizio tratte dal predetto resoconto, possano eventualmente configurare comportamenti degli esercenti sopra indicati che costituiscono presupposto per l’irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie. Di conseguenza, il 9 settembre 2004, con delibera n. 152, sono state avviate istruttorie formali nei confronti dei suddetti esercenti volte all’accertamento in contraddittorio di eventuali responsabilità in riferimento alle predette possibili violazioni, con conseguente irrogazione delle relative sanzioni amministrative pecuniarie, nonché eventuale adozione di provvedimenti prescrittivi.

Il termine per la chiusura di ciascun procedimento individuale è stato fissato in 150 giorni decorrenti dalla data di ricevimento della comunicazione, a ciascun soggetto, della delibera n. 152/04; tale scadenza è stata successivamente prorogata a 270 giorni, con delibera 25 gennaio 2005, n. 9, al fine di disporre dei tempi necessari alla gestione, in contraddittorio con le parti interessate, delle complesse attività istruttorie volte all’accertamento delle eventuali responsabilità connesse con le ipotesi di violazione.

**Istruttorie conoscitive
sui prezzi di borsa
in giugno 2004
e gennaio 2005**

Il 18 febbraio 2005, con delibera n. 25, l’Autorità ha concluso le istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte per i giorni 7, 8, 9 e 10 giugno 2004 e per l’inizio del mese di gennaio 2005, avviate rispettivamente il 9 giugno 2004 con delibera n. 84 e il 13 gennaio 2005 con delibera n. 3.

Entrambe le indagini sono state promosse in seguito alla rilevazione, nei giorni oggetto di analisi, di anomalie nei prezzi registrati nel mercato del giorno prima (MGP) e nei livelli dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto, con il

fine di valutare l'eventuale esercizio del potere di mercato unilaterale o collettivo da parte di uno o più operatori di mercato.

Le due istruttorie hanno evidenziato una situazione di funzionamento del mercato dell'energia elettrica caratterizzata da un aumento anomalo dei prezzi formati nel sistema delle offerte, sia nella seconda settimana di giugno 2004, sia nella seconda settimana di gennaio 2005, aumento che non è riconducibile ad alcuna specifica situazione congiunturale.

L'Autorità sulla base degli elementi raccolti nell'ambito delle due istruttorie ha ritenuto di segnalare all'Antitrust che il verificarsi delle sopra citate situazioni è stato determinato dalle condotte di taluni operatori di mercato che potrebbero costituire presupposto per interventi dell'Antitrust stessa ai sensi della legge 10 ottobre 1990, n. 287.

Le conclusioni delle istruttorie in oggetto (di cui si dà conto nel Capitolo 3) sono state rese pubbliche solo in data 12 aprile 2005, quindi oltre i 30 giorni inizialmente previsti, con decorrenza dalla deliberazione delle conclusioni dell'Autorità. Infatti, per consentire all'Antitrust lo svolgimento delle attività preliminari a un'eventuale apertura di procedimento specifico, l'Autorità, con delibera 18 marzo 2005, n. 45, aveva prorogato al giorno 11 aprile il termine ultimo per la pubblicazione della delibera n. 25/05.

**Istruttoria conoscitiva
sull'offerta di risorse
per il dispacciamento
in maggio e giugno 2004**

Sono ancora in corso, invece, le attività relative all'istruttoria conoscitiva, avviata il 25 giugno 2004, con delibera n. 102. Tale istruttoria è volta ad analizzare le dinamiche di offerta delle risorse necessarie per il servizio di dispacciamento e le procedure di selezione delle medesime nei mesi di maggio e giugno 2004. L'obiettivo dell'istruttoria è quello di valutare se nei mesi indicati si sono verificate distorsioni nel mercato per il servizio di dispacciamento e, conseguentemente, di introdurre strumenti regolamentari orientati a ridurre la portata.

**Istruttoria conoscitiva
sull'accesso al servizio
di aggregazione delle misure
ai fini del dispacciamento**

La delibera 30 dicembre 2003, n. 168, ha disposto l'avvio del dispacciamento di merito economico con partecipazione attiva della domanda a decorrere dall'1 gennaio 2005 e ha contestualmente istituito il servizio di aggregazione delle misure dell'energia elettrica finalizzato al dispacciamento, disciplinandolo con gli artt. 43, 44, 44.1, 45 e 47.

A seguito dell'avvio del dispacciamento di merito economico con partecipazione attiva della domanda, sono pervenute all'Autorità richieste e segnalazioni in merito a irregolarità e ritardi nell'erogazione del servizio di aggregazione; l'accesso a quest'ultimo a parità di condizioni costituisce prerequisite essenziale per la fruibilità e la diffusione del servizio elettrico da parte dei clienti finali, nonché per lo svolgimento del dispacciamento di merito economico. Per questo motivo l'Autorità ha ritenuto opportuno avviare con delibera 8 marzo 2005,

n. 39, un'istruttoria conoscitiva, ancora in corso, volta a verificare il rispetto di quanto stabilito negli articoli sopra citati.

Il 13 aprile 2005, inoltre, la Direzione energia elettrica dell'Autorità ha redatto e pubblicato un documento per la ricognizione delle problematiche e delle esigenze relative sia alla misura dell'energia elettrica, sia all'aggregazione delle misure per il dispacciamento. Con tale strumento si intende acquisire elementi informativi utili a focalizzare le diverse questioni riguardo la configurazione di questi servizi, nonché a migliorare la comprensione delle esigenze di operatori, clienti, consumatori e utenti.

**Istruttoria formale
nei confronti di
AMET Trani**

Con delibera 14 dicembre 2004, n. 216, l'Autorità ha avviato un'istruttoria formale nei confronti della società AMET, esercente il servizio di distribuzione di energia elettrica nel comune di Trani. Ciò in quanto AMET ha fornito informazioni non veritiere in merito ai valori degli indicatori di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, riferiti all'ambito territoriale 602A, relativamente all'anno 2002 e al mese di gennaio 2003.

In occasione della annuale comunicazione dei dati sulla continuità del servizio relativamente all'anno 2003, effettuata ai sensi dell'art. 16, comma 1, del Testo integrato dei servizi elettrici, AMET ha fornito i dati relativi al periodo 1 febbraio - 31 dicembre 2003 per l'intera rete di distribuzione del comune di Trani, risultante dall'unificazione, avvenuta l'1 febbraio 2003, della sua rete di distribuzione con quella di Enel Distribuzione.

In ragione di questa fusione, gli Uffici dell'Autorità, ai fini della determinazione dei livelli tendenziali per l'ambito territoriale 602A per il periodo di regolazione 2004-2007, hanno richiesto ad AMET di comunicare nuovamente i dati di continuità per gli anni 2002 e 2003, ricalcolati però tenendo conto dell'acquisizione della porzione di rete da Enel Distribuzione. Come evidenziato successivamente da AMET stessa, tuttavia, nell'estrazione dei dati aggregati relativi ai due anni considerati, è stato commesso un errore materiale che ha comportato la comunicazione di dati non veritieri all'Autorità.

La definizione e l'amministrazione dell'apparato normativo attraverso il quale gli interessi di utenti e consumatori debbono essere tutelati si basa sui dati e sulle informazioni forniti dai soggetti regolati; il corretto svolgimento del rapporto tra questi ultimi e il regolatore quanto alla gestione dei flussi informativi rappresenta uno snodo cruciale ai fini della praticabilità e della credibilità dell'intera attività di regolazione, così come, per converso, qualsiasi comportamento che alteri la corrispondenza tra dati forniti e realtà rappresentata produce gravissimi riverberi sulla funzionalità del sistema di regolazione e, di conseguenza, sulla tutela degli interessi generali. Nello specifico, i livelli di partenza e i livelli tendenziali di continuità relativi all'ambito territoriale 602A, determi-

nati con la delibera 29 luglio 2004, n. 133, sono risultati errati a causa della non veridicità delle informazioni in base alle quali sono stati individuati; ciò ha determinato la necessità di un successivo intervento correttivo dell'Autorità. Pertanto essa, con delibera n. 63 del 5 aprile 2005, ha irrogato una sanzione amministrativa pecuniaria di 25.822,84 € nei confronti di AMET.

Diffida nei confronti di Enel Distribuzione

L'art. 6, comma 6.4, della deliberazione 28 dicembre 1999, n. 200, che ha fissato le condizioni minime contenute obbligatoriamente nei contratti di fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, prevede che l'esercente il servizio debba offrire al cliente almeno una modalità gratuita di pagamento della bolletta.

L'Autorità, così, ha inteso assicurare alla clientela il permanere di un servizio già fornito precedentemente all'emanazione della succitata deliberazione, lasciando liberi gli esercenti di optare per le modalità a loro avviso più adeguate. La scelta di riorganizzazione dell'attività dei servizi commerciali, con l'affidamento in misura sempre minore alla presenza sul territorio di sportelli fisici, doveva essere quindi compatibile con il permanere dell'offerta al cliente di almeno una prassi gratuita di pagamento.

Nel corso di verifiche svolte dall'Autorità, anche sulla base di segnalazioni ricevute da alcune associazioni di consumatori e da singoli clienti, sono emerse ipotesi di inadempimento dell'obbligo in argomento da parte di Enel Distribuzione.

In particolare, è risultato che la modalità prevalentemente adottata da Enel (accordi con istituti di credito per consentire il pagamento gratuito ai loro sportelli) non ha garantito alla propria clientela la fruibilità del servizio sull'intero territorio nazionale.

Con delibera 11 maggio 2004, n. 72, l'Autorità ha pertanto emanato una diffida a Enel Distribuzione, in base alla quale l'esercente era tenuto ad adempiere a quanto previsto dalla delibera n. 200/99 entro 120 giorni dalla data di ricevimento della diffida medesima.

Enel Distribuzione ha provveduto a regolarizzare gli obblighi a suo carico, stipulando accordi nazionali con primari istituti di credito al fine di permettere al cliente finale di effettuare il pagamento delle bollette a titolo gratuito. In particolare ha individuato 105 punti di riscossione gratuita, corrispondenti a uno per provincia nella quale è presente come distributore. In aggiunta a tali 105, ha identificato poi ulteriori 31 punti. La copertura così assicurata è risultata compatibile con quella presente al momento di emanazione della deliberazione n. 200/99. Enel Distribuzione ha inoltre dichiarato che questi complessivi 136 punti sono affiancati da ulteriori 83, operativi per accordi già attivi da tempo e che, alla scadenza, hanno buone probabilità di rinnovo.

Settore del gas

Nell'ambito del settore del gas, tra maggio 2004 e aprile 2005 sono state avviate diverse istruttorie formali finalizzate ad accertare la mancata applicazione di specifiche disposizioni dell'Autorità con particolare riferimento alle metodologie tariffarie e alla gestione del terminale di Panigaglia.

Istruttoria formale nei confronti di Sidigas

L'istruttoria formale nei confronti della società Sidigas S.p.A. è stata avviata in seguito all'esito negativo dell'ispezione svolta presso la società, secondo il programma previsto dalla delibera 16 marzo 2004, n. 36 (si veda il paragrafo "Ispezioni sul servizio di distribuzione e vendita di gas"). In particolare l'ispezione ha evidenziato che, negli anni termici 2002-2003 e 2003-2004, Sidigas ha fatturato consumi alla clientela utilizzando corrispettivi unitari calcolati in funzione delle opzioni tariffarie base presentate all'Autorità per l'anno termico 2001-2002; inoltre, nella formulazione delle medesime opzioni tariffarie, Sidigas ha commesso errori, soprattutto in riferimento alla struttura degli ambiti tariffari e ai valori del costo della materia prima. L'Autorità ha quindi ritenuto necessario, con delibera 7 ottobre 2004, n. 177, determinare le strutture degli ambiti tariffari, le tariffe, le quote di vendita al dettaglio e i costi della materia prima per gli anni termici 2001-2002 e 2002-2003 in relazione ai servizi di distribuzione e di fornitura del gas ai clienti finali; oltre che per l'anno termico 2003-2004 riguardo al servizio di distribuzione del gas per gli ambiti nei quali sono state riscontrate le incoerenze. Nella stessa sede l'Autorità ha inoltre ritenuto di avviare, nei confronti di Sidigas, un'istruttoria formale volta all'adozione di una sanzione amministrativa pecuniaria per violazione delle disposizioni.

Istruttoria formale nei confronti di Con Energia e del Consorzio fra Cooperative di produzione e lavoro

Con delibera 15 giugno 2004, n. 87, l'Autorità ha intrapreso un'istruttoria formale nei confronti di Con Energia S.p.A. e del Consorzio fra Cooperative di produzione e lavoro (Cons.Coop) a seguito delle comunicazioni con cui le medesime società hanno dichiarato sia di avere praticato, nell'ambito territoriale del comune di Castiglione Messer Marino, condizioni economiche difformi da quelle determinate dalla disciplina tariffaria in vigore, sia di avere emesso fatture in palese violazione dei criteri definiti dall'Autorità con la delibera 21 giugno 2001, n. 136.

Con la stessa delibera n. 87/04, l'Autorità ha inoltre ordinato alle due società: di effettuare i conguagli necessari, per conformità alle sue disposizioni, da applicare in relazione alle forniture di gas naturale nell'ambito territoriale di riferimento per l'anno termico 2002-2003; di corrispondere all'utenza danneggiata l'ammontare risultante da detti conguagli con la prima fatturazione utile, successiva al ricevimento del provvedimento medesimo.

Relativamente al consorzio Cons.Coop l'istruttoria si è conclusa con la decisione dell'Autorità (delibera 17 dicembre 2004, n. 221) di non irrogare alcuna sanzione amministrativa pecuniaria in quanto allo stesso si è ascritta la sola violazione della delibera n. 136/01, che ha arrecato all'insieme dei clienti finali allacciati alla rete di distribuzione un danno economico di minima rilevanza (complessivi 5,00 €), non lesivo il bene giuridico della norma.

Per quanto attiene invece alla società Con Energia, l'Autorità nel corso dell'istruttoria formale ha avuto modo di rilevare la difformità dei corrispettivi da essa praticati, rispetto a quelli che avrebbe dovuto applicare dopo essere subentrata nei rapporti di fornitura intestati, precedentemente alla separazione societaria prevista dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, al Cons.Coop. Con Energia ha violato, inoltre, le disposizioni relative agli aggiornamenti delle condizioni economiche (delibere 23 dicembre 2002, n. 229 e 24 marzo 2003, n. 24) sebbene limitatamente a circa 500 clienti e in un arco temporale di sei mesi (gennaio-giugno 2003). Il danno economico per i clienti riconducibile alla condotta di Con Energia è stato di 1,1354 c€/m³ per il gas fornito nel periodo gennaio-marzo 2003 e di 1,2454 c€/ m³ per il trimestre successivo. A seguito di queste valutazioni l'Autorità ha deciso di irrogare al Con Energia una sanzione pecuniaria di 25.822,94 € (delibera 17 dicembre 2004, n. 222).

**Istruttoria formale
nei confronti di AMGA
Commerciale di Genova**

La società Unogas Servizi Energia Calore S.r.L. e l'Associazione Condominiali e Immobiliari hanno segnalato all'Autorità una violazione nell'applicazione delle tariffe e delle condizioni economiche di fornitura da parte di AMGA Commerciale S.p.A. Nella loro applicazione AMGA commerciale si è discostata dal valore della quota di vendita al dettaglio (QVD) approvata con delibera 30 aprile 2003, n. 45, comportamento che avrebbe determinato un aumento delle tariffe e delle condizioni economiche a danno dei clienti con consumi fino a 60 GJ.

L'ispezione condotta nel maggio 2004 dalla Guardia di Finanza (si veda il paragrafo "Ispezioni sui servizi di distribuzione e vendita di gas") ha confermato quanto segnalato dai soggetti sopra citati, evidenziando che ai fini dell'applicazione sia delle tariffe di fornitura (delibera 28 dicembre 2000, n. 237), sia delle condizioni economiche di fornitura (delibere 12 dicembre 2002, n. 207 e 4 dicembre 2003, n. 138), AMGA Commerciale ha utilizzato valori relativi alla QVD difformi da quelli previsti nella proposta tariffaria approvata dall'Autorità con delibera n. 45/03. In particolare, i valori sono risultati maggiori nelle fatture destinate ai clienti finali con consumi fino a 60 GJ e inferiori nelle fatture destinate ai clienti finali con consumi superiori a 60 GJ; si è così determinata una diminuzione delle tariffe per i clienti finali di dimensioni più grandi (le aziende), a spese dei clienti finali più piccoli (le famiglie). L'Autorità ha quindi ritenuto opportuno, con delibera 18 febbraio 2005, n. 27, intimare alla società

AMGA Commerciale di effettuare conguagli a beneficio dei clienti pregiudicati dalla violazione delle disposizioni, nonché di avviare un'istruttoria formale finalizzata all'adozione di una sanzione amministrativa pecuniaria (prevedendo che il rispetto dell'intimazione di provvedere ai necessari conguagli costituisca elemento di valutazione ai fini della determinazione del *quantum* della misura sanzionatoria), per inosservanza dei suoi provvedimenti.

**Istruttoria formale
sulla gestione del terminale
di Panigaglia**

Il 18 novembre 2004, con delibera n. 204, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva sulla gestione e l'utilizzo del terminale di rigassificazione di GNL di Panigaglia e sull'approvvigionamento del GNL per il mercato nazionale del gas. Questo sulla scorta delle segnalazioni formulate da alcuni operatori interessati ad accedere al servizio di rigassificazione di GNL, delle informazioni e della documentazione acquisite nell'ambito sia dell'istruttoria formale, avviata con le delibere 12 febbraio 2004, n. 16 e 20 luglio 2004, n. 120, sia della verifica della procedura di conferimento di capacità per l'anno termico 2004-2005; da esse emerge, nella gestione e nell'utilizzo del terminale di rigassificazione, nonché nell'approvvigionamento del GNL per il mercato nazionale, l'eventuale sussistenza di 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 rigassificazione del GNL.

**Istruttoria formale
nei confronti
di Metanalpi Valsusa**

L'art. 6, comma 6.1, della delibera n. 237/00, prevede che gli esercenti il servizio di distribuzione del gas naturale formulino e presentino ogni anno una proposta tariffaria che abbia a oggetto l'opzione tariffaria base e le eventuali opzioni tariffarie speciali, secondo uno schema definito dall'Autorità. Con la delibera 3 febbraio 2005, n. 16, in esito al procedimento di approvazione delle proposte tariffarie per il servizio di distribuzione del gas naturale presentate da Metanalpi Valsusa S.r.L. per l'anno termico 2003-2004, l'Autorità ha rigettato tali proposte e ha provveduto a determinare le relative opzioni base. Esse non risultavano conformi ai criteri definiti dalla delibera n. 237/00 e inoltre, nonostante i solleciti e le intimazioni da parte degli Uffici dell'Autorità, la predetta società non ha presentato nuove proposte tariffarie formulate correttamente. L'Autorità ha quindi avviato, con delibera 18 febbraio 2005, n. 26, un'istruttoria formale nei confronti di Metanalpi Valsusa finalizzata all'adozione di una sanzione pecuniaria amministrativa. Le attività istruttorie condotte hanno permesso di evidenziare che, per un significativo periodo di tempo (più di un anno), la condotta di Metanalpi Valsusa ha impedito il consolidamento di tariffe coerenti con il quadro regolatorio. Tale atteggiamento ha generato incertezza nel mercato, soprattutto per le società di vendita interessate a fornire i clienti finali allacciati alla rete di distribuzione di Metanalpi Valsusa. Queste ultime,

infatti, non hanno potuto formulare condizioni economiche di fornitura certe da offrire ai propri clienti finali. A giudizio dell'Autorità, l'assenza di tariffe di distribuzione conformi all'assetto regolatorio ha cioè ostacolato il regolare processo di sviluppo della concorrenza. Inoltre, la condotta di Metanalpi Valsusa ha comportato un prolungamento delle procedure per la determinazione delle opzioni tariffarie e un appesantimento delle attività istruttorie degli Uffici dell'Autorità. A conclusione dell'istruttoria (delibera 22 aprile 2005, n. 71) l'Autorità ha perciò deciso di irrogare una sanzione alla Metanalpi Valsusa, che ammonta a 25.822,84 €.

Istruttoria formale sulla determinazione delle tariffe

Alla fine del 2004, nonostante un sollecito da parte degli Uffici dell'Autorità, sette società che operano nella distribuzione e nella fornitura di gas non avevano ancora provveduto a presentare le proprie proposte tariffarie per l'anno termico 2004-2005, come prescrivono invece le delibere 29 settembre 2004, n. 170 e 30 settembre 2004, n. 173. Si tratta delle società: Baiengas S.a.S. di Brandimarte Ivo & C., Baiengas Centro S.r.L., Consorzio Lucano per il gas e R.G.S. S.r.L. che svolgono l'attività di distribuzione del gas naturale, e delle società GP GAS S.r.L., CDCL di Marchetti & C. S.n.C., Prealpina Gas S.r.L. che operano nella fornitura di gas diversi dal gas naturale.

Di conseguenza l'Autorità, ai sensi delle medesime delibere n. 170/04 e n. 173/04, ha avviato sette procedimenti volti alla determinazione delle tariffe per conto di tali società (delibera 16 febbraio 2005, n. 21). Il termine per la chiusura dell'istruttoria, inizialmente fissato al quarantacinquesimo giorno dal ricevimento della comunicazione del provvedimento alle società interessate, è stato prorogato al 30 maggio 2005 (delibera 27 aprile 2005, n. 75) sia perché l'acquisizione della documentazione necessaria per svolgere l'attività istruttoria ha richiesto tempi più lunghi del previsto, sia perché sono emersi profili che necessitano di ulteriori approfondimenti.

Indagini congiunte con l'Antitrust

L'istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas realizzata congiuntamente con l'Antitrust e avviata nel 2003 (delibera 20 febbraio 2003, n. 13), si è conclusa nel giugno 2004 per la parte attinente al gas naturale e nel febbraio 2005 per quella relativa al settore elettrico. L'indagine aveva preso le mosse dalla considerazione che il processo di liberalizzazione dei due settori non era stato ancora completato in alcuni aspetti qualificanti e non aveva determinato livelli di concorrenza tali da produrre gli attesi incrementi di efficienza e le riduzioni degli oneri per i clienti finali. L'obiettivo che ci si poneva era quindi quello di acquisire informazioni ed elementi utili per

la definizione di eventuali interventi nei due settori.

L'indagine sul settore del gas, le cui conclusioni sono descritte nel Capitolo 4, ha offerto un contributo conoscitivo circa la dinamica delle singole fasi della filiera, con lo scopo di fornire un'analisi critica dell'esito in termini concorrenziali sia delle misure competitive e regolatorie adottate, sia delle *performance* registrate nel settore. L'obiettivo era quello di verificare se la definizione di norme primarie di liberalizzazione avanzate rispetto alla media dei paesi aderenti all'Unione europea fosse, almeno nel breve periodo, una condizione necessaria, anche se non sufficiente, al raggiungimento di un contesto concorrenziale adeguato nel mercato della vendita del gas naturale.

Relativamente al settore elettrico, invece, l'indagine ha focalizzato l'attenzione sui mercati dell'energia elettrica all'ingrosso e sul servizio di dispacciamento connesso, valutando e misurando, in particolare, l'eventuale esistenza di potere di mercato, in un'ottica di promozione e tutela della concorrenza. I risultati di questa indagine sono illustrati nel Capitolo 3.

ATTIVITÀ DI CONTROLLO TECNICO E ISPEZIONI

Istituzione della Direzione vigilanza e controllo dell'Autorità

Nell'ambito del processo di sviluppo organizzativo dell'Autorità è stata istituita la Direzione vigilanza e controllo per gestire e sviluppare le attività di controllo e ispezione riguardanti impianti, processi, servizi e operatori dei settori elettrico e del gas; questo al fine di verificare la corretta applicazione della normativa vigente e di segnalare eventuali illeciti, omissioni o necessità di integrazione della stessa. In particolare, l'Autorità ha ritenuto opportuno affidare alla nuova direzione il compito di promuovere tra gli operatori la comprensione e la conoscenza dello strumento dei controlli che offre sia garanzia nei confronti del cliente e del cittadino contribuente, sia tutela per l'operatore sul fronte di una giusta concorrenza tra imprese; esso rappresenta inoltre un mezzo di rilevazione di bisogni e necessità dei settori regolati.

Un elemento importante concernente l'attività dei controlli tecnici e delle ispezioni è costituito sia dall'impiego della Guardia di Finanza che, attraverso il Nucleo speciale tutela mercati, garantisce terzietà e indipendenza nei confronti di tutti, sia dalla collaborazione con la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) e dalla Stazione sperimentale per i combustibili. Quest'ultima è un istituto sperimentale (oggi ente pubblico economico) fondato nel 1940 quale trasformazione della Sezione combustibili dell'Istituto di chimica industriale di Bologna. L'istituto è accreditato dal Sinal (Sistema nazionale per l'accredita-

mento di laboratori) per l'esecuzione di prove riguardanti la valutazione dei combustibili (EN 45001); è inoltre riconosciuto da decreti e provvedimenti di autorità pubbliche, oltre che autorizzato dagli stessi a effettuare rilevamenti e controlli sia in campo ambientale, sia per la sicurezza.

In particolare, nel corso dell'anno 2004, grazie al ricorso a organismi esterni, l'attività di controllo e di ispezione ha assunto un notevole impulso rispetto agli anni precedenti. Nella tavola seguente è riportato un confronto tra l'attività svolta nel periodo maggio 2003 – aprile 2004 e quella realizzata tra maggio 2004 e aprile 2005.

TAV. 6.1 VERIFICHE EFFETTUATE NEL 2003 E NEL 2004

Verifiche effettuate da maggio 2003 ad aprile 2005

MODALITÀ DELLA VERIFICA	TIPOLOGIA DEL SERVIZIO	MAGGIO 2003 – APRILE 2004	MAGGIO 2004 – APRILE 2005
Verifiche effettuate solo da personale dell'Autorità	Servizio distribuzione energia elettrica – Continuità del servizio	8 esercizi di Enel Distribuzione 4 aziende distributrici	7 esercizi Enel Distribuzione 4 aziende distributrici
	Servizio produzione energia elettrica – CIP6	1 impianto idroelettrico	Nessuna
	Servizio distribuzione gas – Tariffe distribuzione	4 aziende distributrici	Nessuna
Verifiche effettuate da personale dell'Autorità con la collaborazione della Guardia di Finanza	Servizio distribuzione gas – Tariffe distribuzione	2 aziende distributrici	10 aziende distributrici
	Servizio vendita gas – Tariffe di vendita e condizioni di fornitura	Nessuna	10 aziende di vendita
Verifiche effettuate dalla Guardia di Finanza con la Stazione sperimentale combustibili	Servizio distribuzione gas – Qualità del servizio	Nessuna	22 aziende (per un totale di 38 impianti)

Strumenti e modalità operative dell'attività di controllo

L'efficacia dei controlli tecnici e delle ispezioni dipende da una corretta pianificazione dell'attività, da una puntuale raccolta di informazioni supportate da documenti, dall'esecuzione operativa da parte di personale indipendente e dalla professionalità degli ispettori.

La pianificazione si realizza attraverso sia la predisposizione di liste di controllo per la verbalizzazione delle dichiarazioni degli esercenti, sia con istruzioni operative, in modo che venga condotta in maniera organizzata, efficace ed efficiente l'attività di verifica.

Nella realizzazione di quest'ultima da parte del personale dell'Autorità, un ruolo importante è assunto dalla raccolta di documenti presso l'esercente; ciò ga-

rantisce che le eventuali errate applicazioni di provvedimenti dell'Autorità si individuino esclusivamente grazie a evidenze oggettive, riconoscibili anche dall'esercente sottoposto a verifica.

L'esecuzione delle attività di verifica da parte di personale indipendente (Guardia di Finanza, Stazione sperimentale combustibili, CCSE), sotto la supervisione degli Uffici dell'Autorità, garantisce oggettività e imparzialità.

I controlli tecnici e le ispezioni, inoltre, vengono svolti generalmente in collaborazione con il personale dell'esercente sottoposto a verifica; infatti uno dei principali obiettivi è quello di ottenere un quadro aggiornato sull'applicazione dei provvedimenti dell'Autorità nonché di effettuare un confronto sulle modalità applicative dei provvedimenti stessi. I controlli e le ispezioni vengono comunque svolti in maniera da turbare il meno possibile il regolare funzionamento delle attività dell'esercente sottoposto a verifica.

Per alcune tipologie di controlli tecnici, in particolare per quelli sulla continuità del servizio, la verifica deve essere compiuta su un campione di interruzioni; infatti il controllo del 100 per cento delle interruzioni non è sempre possibile per motivi di economicità e di tempo impiegato. I risultati sono affetti da una intrinseca incertezza ed è per questo che l'Autorità ha elaborato con il Politecnico di Milano una metodologia di campionamento, necessaria per ridurre al minimo l'errore nell'analisi del campione di interruzioni.

Infine la formazione, la professionalità e la competenza sono un diritto e un dovere per gli ispettori. A tal fine la loro preparazione è costantemente aggiornata anche attraverso corsi specifici.

Controlli tecnici sui servizi di distribuzione dell'energia elettrica e del gas

Attività di controllo tecnico sulla continuità del servizio di distribuzione dell'elettricità Nel periodo compreso tra aprile e dicembre 2004 è stato svolto un programma di controlli tecnici sulla continuità del servizio di distribuzione elettrico, consistenti in sopralluoghi presso gli esercenti ai sensi dell'art. 2, comma 22, della legge n. 481/95. I controlli tecnici sono stati 11 (Tav. 6.2) e hanno interessato quattro aziende municipalizzate e sette esercizi di Enel Distribuzione per un totale di 21 ambiti territoriali (province di Novara, Bergamo, Piacenza, Arezzo, Perugia, Campobasso, Bari).

Le imprese distributrici e gli esercizi di Enel Distribuzione su cui effettuare i controlli sono stati scelti a campione, verificando le metodologie di registrazione delle interruzioni (elaborate dal Dipartimento di matematica del Politecnico di Milano), anch'esse scelte a campione.

I controlli, condotti con due diverse campagne, hanno riguardato l'effettuazione di verifiche sui dati di continuità del servizio forniti dagli esercenti e hanno comportato il controllo a campione delle interruzioni del servizio elettrico nel-

TAV. 6.2 SINTESI DEI CONTROLLI TECNICI SULLA QUALITÀ DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

AZIENDE SOGGETTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA (aprile-dicembre 2004)		
4 medie	<ul style="list-style-type: none"> - applicazione delle delibere sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico - determinazione dei livelli tendenziali di miglioramento della continuità per gli anni 2004-2007 	verificati 5 ambiti territoriali di cui 1 dichiarato non valido
1 grande (7 esercizi)	<ul style="list-style-type: none"> - applicazione delle delibere sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico - determinazione dei recuperi di continuità del servizio - determinazione dei livelli tendenziali di miglioramento della continuità per gli anni 2004-2007 	verificati 21 ambiti territoriali di cui 3 dichiarati non validi
DISTRIBUZIONE GAS (novembre 2004 - aprile 2005)		
20 grandi (36 impianti) 2 medie (2 impianti)	- verifica del grado di odorizzazione, del potere calorifico superiore effettivo e della pressione relativa del gas	<ul style="list-style-type: none"> - odorizzazione non conforme per 3 aziende grandi; - pressione non conforme per 3 aziende di grandi dimensioni; - mancata collaborazione al prelievo del gas per 1 azienda grande e 1 azienda media

(A) Azienda media: 5.000-100.000 utenti; azienda grande: > 100.000 utenti.

l'anno 2003 presso i centri di telecontrollo degli stessi. La prima campagna ha interessato 4 esercenti con numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000, di cui 3 entrati in regolazione nel 2004. I risultati sono stati utilizzati per la predisposizione della delibera n. 133/04 con cui l'Autorità ha determinato i livelli di partenza e quelli tendenziali di continuità del servizio per ogni ambito territoriale e per ciascun anno del periodo di regolazione 2004-2007, ai sensi del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici approvato con la delibera 30 gennaio 2004, n. 4. La seconda campagna ha riguardato 7 esercizi di Enel Distribuzione ed era finalizzata alla determinazione dei livelli tendenziali per la nuova regolazione, nonché al procedimento per la definizione degli incentivi e delle penalità relativi all'anno 2003. I risultati sono stati utilizzati per la predisposizione delle delibere n. 133/04 e 27 dicembre 2004, n. 243, tramite le quali l'Au-

torità ha determinato i recuperi di continuità del servizio conseguiti da Enel Distribuzione per l'anno 2003.

Sono risultati non validi i dati di un esercizio di Enel (quello di Perugia con 3 ambiti territoriali). Per tali ambiti territoriali, si è proceduto al calcolo del valore presunto dell'indicatore di riferimento e sono stati azzerati gli eventuali incen- tivi previsti. Per gli ambiti territoriali i cui dati sono stati dichiarati validi a se- guito dei controlli tecnici e per quelli non sottoposti a controllo tecnico si sono confermati i dati di continuità comunicati dalle imprese distributrici.

I controlli tecnici hanno comportato in media un sopralluogo della durata di 2 giorni e l'impiego di 4 persone tra funzionari dell'Autorità ed esperti acquisiti dall'Autorità tramite un progetto di collaborazione in materia di controlli tecni- ci e ispezioni vigente tra l'Autorità e l'ENEA.

**Attività di controllo tecnico
sulla sicurezza e la qualità
del gas**

Nel corso del 2004, come previsto dalla delibera 22 luglio 2004, n. 125, l'Autorità ha avviato la campagna di controllo sulla qualità del gas fornito ai clienti finali attraverso le reti di distribuzione locali. Nel periodo compreso tra novembre 2004 e aprile 2005 sono stati effettuati 38 prelievi di gas presso 22 imprese di distri- buzione gas (Tav. 6.2), con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e la Stazione sperimentale per i combustibili.

I controlli, effettuati a campione¹ su imprese di distribuzione sparse su almeno 50 aree di tutto il territorio nazionale, hanno lo scopo di verificare il grado di odorizzazione, il potere calorifico e la pressione del gas fornito ai clienti finali. Per questi ultimi, infatti, il potere superiore del gas è rilevante ai fini economi- ci, in quanto permette il calcolo dell'energia fornitagli. La pressione di fornitura del gas è invece importante sia ai fini economici, in quanto l'energia sviluppata è proporzionale alla pressione di fornitura, sia ai fini della sicurezza, in quanto al di sotto o al di sopra di determinati valori di pressione di fornitura del gas vengono meno le condizioni di sicurezza nel suo utilizzo. L'odorizzazione, infi- ne, è indispensabile per la sicurezza: un'adeguata odorizzazione consente infat- ti l'individuazione tempestiva di dispersioni di gas.

I prelievi del gas sono effettuati in uscita da gruppi di riduzione finale² collocati in posizione distante dai punti di alimentazione delle reti di distribuzione, in quanto in tali punti il gas immesso nella rete di distribuzione deve già avere le ca- ratteristiche di pressione, potere calorifico e odorizzazione che presenterà poi nel momento del concreto utilizzo da parte dei clienti finali. Il controllo sul potere

1 Sono selezionati a campione sia l'azienda di distribuzione, sia l'impianto della medesima.

2 Il gruppo di riduzione finale presso cui effettuare il prelievo è scelto dagli ispettori tra i tre che vengono segnalati dall'impresa stessa.

calorifico superiore e sull'odorizzazione del gas viene eseguito mediante analisi gascromatografica sul campo, mentre quello sulla pressione di fornitura del gas, mediante manometro.

La legge 6 dicembre 1971, n. 1083, impone inoltre l'obbligo di odorizzare il gas ai distributori di gas (per il gas naturale) e ai produttori (per gli altri tipi di gas); l'UNI, attraverso il CIG (Comitato italiano gas) ha emanato le norme tecniche per la corretta odorizzazione del gas. La mancata o insufficiente odorizzazione comporta responsabilità penali per i soggetti tenuti a farlo ai sensi della legge n. 1083/71.

Nel corso di 3 controlli è stata verificata sul campo, e successivamente confermata dalle analisi di laboratorio, un'insufficiente odorizzazione; gli Uffici dell'Autorità hanno provveduto a effettuare denuncia penale nei confronti dei distributori responsabili del servizio.

Verifiche e ispezioni sugli impianti di produzione di energia elettrica

L'Autorità, nel corso dell'anno 2004, ha deciso di intensificare ed estendere le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, fonti assimilate a quelle rinnovabili, oltre che sugli impianti di cogenerazione.

Con delibera 22 aprile 2004, n. 60, l'Autorità si è avvalsa della CCSE per la costituzione di un comitato di esperti, composto da rappresentanti del GRTN, della Guardia di Finanza e delle principali istituzioni indipendenti (organismi tecnici e Università), con il compito di predisporre un regolamento da sottoporre alla sua approvazione sia per definire i criteri e le modalità, a integrazione della normativa attualmente esistente, sia per procedere alle verifiche e ai sopralluoghi sugli impianti di cogenerazione e su quelli alimentati da fonti rinnovabili e da fonti assimilate a quelle rinnovabili.

L'Autorità ha inoltre demandato alla CCSE l'organizzazione della struttura tecnica ispettiva attraverso la quale effettuare le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica incentivati, stabilendo di porre gli oneri sostenuti dalla CCSE per tali verifiche a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate.

Il regolamento, approvato dall'Autorità con delibera 14 dicembre 2004, n. 215, ha stabilito i criteri di individuazione dei componenti dei nuclei ispettivi (composti da personale della CCSE, da esperti esterni di comprovata esperienza tecnica ed, eventualmente, da personale della Guardia di Finanza) appositamente costituiti dalla CCSE stessa per l'effettuazione delle verifiche e dei sopralluoghi, indicando anche il programma operativo di questi.

Ispezioni sui servizi di distribuzione e vendita di gas

Con la delibera n. 36/04 è stata programmata l'effettuazione di verifiche ispettive nei confronti di soggetti esercenti le attività di distribuzione e di vendita del gas.

Nel periodo compreso tra aprile e ottobre 2004 sono state eseguite 20 ispezioni con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, nel quadro del Protocollo d'intesa di cui alla delibera 14 settembre 2001, n. 199, presso 10 imprese di distribuzione e 10 imprese di vendita. Per le imprese di distribuzione tali ispezioni avevano come oggetto la verifica della corretta applicazione della metodologia tariffaria, introdotta dalla delibera n. 237/00.

TAV. 6.3 SINTESI DELLE ISPEZIONI EFFETTUATE

aprile-novembre 2004

AZIENDE ISPEZIONATE ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE GAS		
1 grande 7 medie 2 piccole	Verifica della corretta applicazione della metodologia tariffaria introdotta dalla delibera n. 237/00	- Verificata non corretta applicazione della metodologia tariffaria per 1 azienda media - Valutazione in corso per le rimanenti aziende
1 grande	Verifica della corretta applicazione della disciplina della qualità commerciale con riferimento a richieste di prestazioni previste dalla deliberazione n. 47/00 per l'attività di distribuzione	Valutazione in corso
SERVIZIO DI VENDITA GAS		
2 grandi 5 medie 3 piccole	- Verifica della corretta applicazione delle condizioni contrattuali dell'attività di vendita del gas ai clienti finali attraverso reti di gasdotti locali previste dalla delibera n. 229/01 - Verifica delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali previste dalla delibera n. 138/03	- Verificata non corretta applicazione delibere per 1 azienda grande e per 1 azienda media - Valutazione in corso per le rimanenti aziende
1 grande	- Verifica della corretta applicazione della disciplina della qualità commerciale con riferimento a richieste di prestazioni previste dalla delibera n. 47/00 per l'attività di vendita e del pagamento ai clienti finali degli indennizzi automatici ricevuti da Italgas - Verifica della trasmissione a Italgas delle richieste di prestazioni previste dalla deliberazione n. 47/00 per l'attività di distribuzione - Verifica della corretta applicazione delle condizioni contrattuali previste dalla deliberazione n. 229/01	Valutazione in corso

(A) Azienda piccola: < 5.000 utenti; azienda media: 5.000-100.000 utenti; azienda grande: > 100.000 utenti.

Gli accertamenti presso le imprese di distribuzione del gas, sono stati realizzati tramite la visione e l'acquisizione di elementi documentali e informativi relativi alla struttura societaria e agli impianti, alla lunghezza delle reti, al numero di clienti serviti, al volume di gas immesso in rete, al volume di gas vettoriato ai clienti, al coefficiente di correzione M, al potere calorifico superiore applicato, alla fatturazione dei corrispettivi, ai versamenti alla CCSE.

Per gli esercenti l'attività di vendita del gas, invece, le ispezioni sono state disposte per rilevare il grado di rispetto della delibera 18 ottobre 2001, n. 229, concernente le condizioni economiche di fornitura ai clienti finali previste dalla delibera n. 138/03. Gli elementi esaminati hanno riguardato la fatturazione, i contratti di fornitura e di vettoriamento del gas, la contabilità analitica e generale, i bilanci, l'attività di lettura, le garanzie richieste.

Relativamente alle ispezioni sugli esercenti l'attività di distribuzione è risultato che Sidigas non ha applicato correttamente la metodologia tariffaria introdotta con la delibera n. 237/00 (si veda il paragrafo "Settore del gas"), mentre per le rimanenti imprese sono ancora in corso le valutazioni da parte dell'Autorità.

Per quello che attiene invece alle società di vendita, le valutazioni conseguenti alle ispezioni sono ancora in corso, eccetto i casi di Con Energia in cui l'ispezione si è rivelata determinante per la chiusura dell'istruttoria formale, e di AMGA Commerciale di Genova in cui le attività ispettive sono state la premessa di un procedimento formale avviato nel febbraio 2005 (si veda il paragrafo "Settore del gas").

Alle ispezioni di cui sopra, come evidenziato nella tavola 6.3, devono aggiungersi quelle effettuate presso le società Italgas S.p.A. e Italgas Più S.p.A. In seguito a segnalazioni ravvisate nel periodo settembre-novembre 2004 da parte di alcuni clienti finali e di qualche associazione di consumatori, nonché a notizie riportate dagli organi di informazione, relative a disservizi in merito a richieste di prestazione inoltrate a Italgas Più, l'Autorità, con delibera 12 novembre 2004, n. 202, ha ritenuto opportuno disporre attività ispettive presso le due società.

I disservizi segnalati dai clienti potevano costituire, infatti, il presupposto per il mancato adempimento della disciplina della qualità commerciale con riferimento alle richieste di prestazioni di cui alle delibere 2 marzo 2000, n. 47 e n. 229/01.

Le risultanze di tali ispezioni sono ancora in fase di valutazione.

SANZIONI

L'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95, prevede per l'Autorità la possibilità di irrogare, previo l'accertamento, sanzioni amministrative pecuniarie aventi funzione dissuasiva sulle aziende regolate. Nel periodo compreso tra maggio 2004 e aprile 2005, l'Autorità ha sanzionato le società Con Energia, Metanalpi Valsusa (si veda il paragrafo "Settore del gas") e AMET (si veda il paragrafo "Settore dell'energia elettrica") nonché GNL Italia S.p.A., Compagnia generale metanodotti S.r.L. e Sime S.p.A.

Sanzione a GNL Italia

L'istruttoria nei confronti di GNL Italia si era aperta nel febbraio 2004; nel successivo mese di luglio con delibera n. 120/04 l'Autorità ha ritenuto illegittimo il rifiuto di accesso opposto da GNL Italia alla richiesta formulata da Gas Natural Vendita Italia S.p.A. (Gas Natural) per l'accesso al servizio di rigassificazione continuativo, riscontrando la violazione delle disposizioni in materia stabilite dalla delibera 30 maggio 2001, n. 120. Si è inoltre stabilito che GNL Italia avrebbe dovuto definire procedure trasparenti per l'accesso al servizio di rigassificazione continuativo, e criteri per la risoluzione delle congestioni. Il rifiuto dell'accesso al servizio era stato motivato da GNL Italia con l'indisponibilità dell'impianto, la cui intera capacità continua di rigassificazione su base annua era stata conferita a Eni S.p.A.

A conclusione dell'istruttoria l'Autorità ha comminato una sanzione di 50.000,00 € alla società GNL Italia per avere inizialmente negato alla società Gas Natural l'utilizzo del proprio impianto di Panigaglia, infrastruttura essenziale e unica in Italia a fornire il servizio di rigassificazione per il gas liquefatto importato via nave. La sanzione è stata quantificata a un livello economico minimo rappresentativo in quanto GNL Italia aveva prontamente eseguito le prescrizioni dell'Autorità per l'accesso di terzi al servizio.

Sanzione alla Compagnia generale metanodotti

La prima istruttoria formale nei confronti della Compagnia generale metanodotti in materia di accesso al servizio di distribuzione del gas naturale è stata avviata nel 2002 (delibera 19 dicembre 2002, n. 218). A chiusura di tale istruttoria (delibera 2 settembre 2003, n. 98) l'Autorità ha ordinato alla Compagnia generale metanodotti di consentire l'accesso al servizio di distribuzione da essa gestito a tutti coloro che ne facciano richiesta, nel rispetto delle condizioni previste dal decreto legislativo n. 164/00 e, nella fattispecie, alla società Energas S.r.L.

Con lo stesso provvedimento l'Autorità ha avviato una seconda istruttoria formale nei confronti della Compagnia generale metanodotti, finalizzata all'adozione di una sanzione pecuniaria per violazione della delibera 26 giugno 2002,

n. 122; tale sanzione pari a 45.000,00 € è stata irrogata alla Compagnia generale metanodotti nel maggio 2004 (delibera 25 maggio 2004, n. 76). Essa ha tuttavia richiesto l'annullamento delle delibere n. 98/03 e n. 76/04. Il ricorso è stato parzialmente accolto dal TAR solo relativamente al punto 5) della delibera n. 76/04 (pubblicazione sul sito Internet dell'Autorità del provvedimento di irrogazione della sanzione pecuniaria), rigettando quindi il resto e respingendo la domanda di risarcimento danni.

Sanzione a Sime

Con delibera 29 ottobre 2003, n. 125, l'Autorità aveva avviato un'istruttoria formale nei confronti della società Sime di Crema in materia di accesso al servizio di distribuzione del gas naturale e ai fini dell'adozione di una sanzione amministrativa pecuniaria per violazione dell'art. 18, comma 5, della delibera n. 122/02.

A chiusura dell'istruttoria formale, con delibera 25 maggio 2004, n. 77, l'Autorità ha ordinato alla società Sime di consentire l'accesso al servizio di distribuzione da essa gestito alla società Dalmine Energie S.p.A. Con il medesimo dispositivo l'Autorità ha inoltre irrogato alla Sime una sanzione pecuniaria di 25.823,00 € per violazione dell'obbligo per l'esercente il servizio di distribuzione di effettuare nuovi conferimenti o revisioni delle capacità conferite in modo da assicurare la fornitura nei punti di riconsegna esistenti, per i clienti finali trasferiti da un fornitore all'altro. In data 20 settembre 2004 Sime ha presentato ricorso al Presidente della Repubblica Italiana per l'annullamento, previa sospensiva, della delibera n. 77/04.

Sezione 3

RAPPORTI ISTITUZIONALI

RAPPORTI ISTITUZIONALI

ORGANIZZAZIONE E RISORSE

7. RAPPORTI ISTITUZIONALI

RAPPORTI CON IL PARLAMENTO, IL GOVERNO E ALTRE ISTITUZIONI

La legge istitutiva dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (legge 14 novembre 1995, n. 481) prevede che quest'ultima sia chiamata a svolgere attività di consultazione, proposta e segnalazione al Governo e al Parlamento nelle materie di sua competenza. Nel periodo compreso tra giugno 2004 e marzo 2005 l'Autorità, in più occasioni, ha fornito pareri e formulato sia proposte sia segnalazioni ai Presidenti della Camera dei deputati e del Senato della Repubblica, oltre che al Governo.

Le segnalazioni hanno riguardato la questione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, con riferimento alle imprese elettriche minori; le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema del gas; importanti questioni relative all'attività di regolazione-controllo e alle tariffe elettriche; nonché proposte per lo sviluppo concorrenziale del mercato del gas naturale, con particolare riferimento alla terzietà della gestione della rete nazionale dei gasdotti e del sistema degli stoccaggi. Nel giugno 2004 l'Autorità ha inoltre presentato le sue osservazioni sul disegno di legge AC 3297-B, recante *Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*.

Con riferimento alla definizione e all'attuazione della normativa comunitaria, nel settembre 2004 l'Autorità ha inviato al Governo una segnalazione in merito sia alle modalità di adozione della Direttiva europea 87/2003/CE (*Emission Trading*) nel settore elettrico, sia alle sue possibili ricadute sui prezzi finali dell'energia e sulla competitività del settore.

Da ultimo, l'Autorità è stata chiamata a fornire elementi chiarificativi alla Commissione bilancio e alla Commissione politiche dell'Unione europea della Camera, nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulle politiche di privatizzazione e sulle iniziative comunitarie per il rafforzamento della competitività del sistema produttivo europeo, anche alla luce dei crescenti rapporti commerciali tra Europa e Asia. Il 18 marzo 2005 l'Autorità ha presentato alla Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera una memoria sulla possibile evoluzione del mercato energetico italiano.

L'Autorità ha altresì fornito pareri al Ministero delle attività produttive e ad altri ministeri, così come ha chiesto, a sua volta, pareri e chiarimenti alle istituzioni competenti su argomenti necessari allo svolgimento della propria attività regolatoria (per esempio, nel campo della tariffa sociale).

Segnalazioni, osservazioni e proposte al Governo e al Parlamento

Segnalazione sugli oneri generali afferenti il sistema elettrico (25 giugno 2004)

Il 25 giugno 2004 l'Autorità ha segnalato al Governo la necessità di provvedere all'istituzione di nuovi oneri generali afferenti il sistema elettrico, con riferimento alle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori e alle misu-

re di compensazione territoriale a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare.

La stessa esigenza nasce anche per quanto riguarda le misure di compensazione territoriale a favore sia dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare, sia del sito che ospiterà il deposito nazionale dei rifiuti radioattivi¹.

Segnalazione sull'attività di ricerca e sviluppo nel settore gas (30 giugno 2004)

Sempre nel giugno 2004 l'Autorità ha segnalato al Parlamento e al Governo l'opportunità di prevedere una forma di finanziamento all'attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il settore del gas.

L'Autorità ha posto l'accento sul fatto che, parallelamente a quanto succede nel settore elettrico, anche per il gas esistono attività di ricerca e sviluppo dei cui esiti potrebbe beneficiare l'intero settore.

Si tratta, pure in questo caso, di programmi e progetti che trascendono i limiti di competenza e interesse della normale attività d'impresa delle singole aziende, per toccare, invece, questioni rilevanti per il sistema nel suo complesso. Per consentire lo svolgimento di tali attività è opportuno che esse siano poste a carico della generalità degli utenti, con modalità analoghe a quelle già previste per il settore elettrico, anche per garantire la completa diffusione dei risultati delle ricerche.

A tal fine, previa configurazione – con atto normativo primario – dei relativi costi come “onere generale afferente al sistema del gas”, l'Autorità potrebbe provvedere alla copertura dei medesimi mediante l'istituzione di una componente della tariffa di trasporto del gas, il cui gettito alimentarebbe un apposito fondo da istituire presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE che attualmente già svolge le funzioni di gestione della compensazione dei costi elevati della distribuzione e della fornitura del gas). Infine, la programmazione dell'attività di ricerca di sistema e l'individuazione dei soggetti assegnatari dei progetti di ricerca potrebbe essere affidata al CERSE (Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico), debitamente integrato nella sua composizione.

Osservazioni al disegno di legge AC 3297-B (30 giugno 2004)

Il 30 giugno 2004 l'Autorità ha reso note le sue osservazioni sul disegno di legge AC 3297-B. Nel documento essa ha analizzato diversi aspetti che riguardavano le sue stesse attività e l'organizzazione dei settori di sua competenza, oltre che formulato proposte di modifica del testo normativo.

¹ L'art. 4, comma 1-*bis*, del decreto legge 14 novembre 2003, n. 314, prevede che “l'ammontare complessivo annuo del contributo ai sensi del comma 1 è definito mediante la determinazione di un'aliquota della componente della tariffa elettrica pari a 0,015 centesimi di euro per ogni kilovattora consumato, con aggiornamento annuale sulla base degli indici Istat dei prezzi al consumo”.

In particolare, l'Autorità ha posto l'accento sul fatto che per facilitare e accelerare il processo di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale è necessaria certezza normativa. Questa costituisce, infatti, una premessa indispensabile per il rapido superamento dell'attuale fase di transizione dei mercati da un contesto monopolistico a uno concorrenziale, in particolare perché favorisce le decisioni di investimento da parte degli operatori.

L'Autorità ha segnalato come la delega, attribuita al Governo con il comma 121, fosse in contrasto con il principio di certezza normativa in quanto avrebbe introdotto una modifica molto incisiva rispetto al testo varato dalla Camera in prima lettura, che prevedeva il solo riordino della legislazione energetica in testi unici. L'ampiezza della delega portava, infatti, a ritenere modificabile l'intero quadro normativo in materia di liberalizzazione dei due mercati. Questo avrebbe comportato l'instaurarsi di un clima di incertezza tale da frenare le scelte di investimento e di finanziamento per attività e infrastrutture basate sulla certezza di ricavi futuri.

La lettera c) dello stesso comma 121 prevedeva specificamente l'esercizio della delega al Governo anche in materia di "promozione della concorrenza nei settori energetici per i quali si è avviata la procedura di liberalizzazione, con riguardo alla regolazione dei servizi di pubblica utilità e di indirizzo e di vigilanza del Ministero delle attività produttive". Ciò avrebbe investito direttamente le competenze attribuite all'Autorità con la legge n. 481/95 e avrebbe potuto ledere l'indipendenza e l'autonomia dell'Autorità, il cui operato sarebbe stato di fatto condizionato dalla potestà del Governo di incidere non solo sulle singole decisioni, ma anche sull'assetto e sulle competenze della stessa.

Per le medesime esigenze di stabilità del quadro normativo sopra illustrate, l'Autorità ha inoltre segnalato come il comma 69 del disegno di legge fosse in contrasto con l'intendimento di razionalizzare il settore della distribuzione del gas. Il comma prevedeva, tra l'altro, la riduzione del periodo transitorio nel quale permangono in vigore le concessioni di distribuzione del gas esistenti, non assegnate tramite gara. Il termine di tale periodo transitorio era stato portato al 31 dicembre 2007, con possibilità di ulteriore proroga di un anno per ragioni di pubblica utilità. L'emendamento proposto da un lato accelerava lo svolgimento delle gare, proprio nel caso delle imprese di maggiori dimensioni e/o già aperte al capitale privato; dall'altro avrebbe potuto ritardarle, nel caso di aziende e imprese di dimensioni minori e/o non ancora aperte al capitale privato. In tale contesto l'Autorità ha sottolineato come la modifica del quadro normativo in materia sarebbe risultata dannosa in quanto, sulla base delle norme stabilite dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, le imprese hanno effettuato una programmazione pluriennale dei servizi e dei relativi investimenti, che potrebbe essere ridimensionata.

Inoltre il divieto, disposto dal comma 34 del disegno di legge alle imprese di-

struttrici di energia elettrica e di gas naturale, di operare nei servizi post contatore delle aree geografiche in cui sono titolari delle concessioni avrebbe potuto compromettere il successo delle attività previste dai decreti ministeriali 24 aprile 2001 per l'incentivazione sia degli usi efficienti dell'energia sia del risparmio energetico. Tale divieto, sottraendo dall'obbligo di applicazione dei decreti alcuni degli operatori della distribuzione di maggiori dimensioni, operanti in estese zone del paese in assenza di adeguati operatori alternativi, avrebbe potuto costituire un eccessivo freno allo sviluppo di attività essenziali per il risparmio, la sicurezza, lo sviluppo di nuove funzioni imprenditoriali e dell'occupazione nel segmento dei servizi energetici. L'Autorità ha suggerito per gli operatori della distribuzione una temporanea esenzione (almeno cinque anni) esclusivamente in relazione agli obblighi di cui ai decreti ministeriali.

Con riferimento alla norma relativa al pagamento, da parte dei proprietari di nuovi impianti elettrici, di un contributo finanziario alle regioni sedi di impianti di produzione di energia elettrica autorizzati successivamente all'entrata in vigore della legge in esame, nonché dei contributi previsti per gli impianti, di potenza termica superiore a 300 MW, oggetto di interventi di potenziamento ma per importi ridotti della metà rispetto a quanto previsto per gli impianti di nuova realizzazione, l'Autorità ha sottolineato come tali compensazioni determinano inevitabili aggravii di costo alla produzione e conseguenti incrementi dei prezzi. In particolare, in relazione alle compensazioni previste per i ripotenziamenti, l'Autorità ha segnalato la necessità di sopprimere l'inciso "autorizzati dopo l'entrata in vigore della presente legge" inserito nel testo elaborato dalla Camera in prima lettura. Tale inciso, pleonastico per quanto previsto al precedente comma 36, sembrava infatti conferire il diritto a compensazioni piene anche per tutti gli impianti ripotenziati prima dell'approvazione della legge stessa. In relazione al diritto al rimborso da parte dei produttori di costi ulteriori, disposti per legge, rispetto a quelli della normale attività di impresa, l'Autorità ha ritenuto necessario segnalare l'opportunità di una valutazione di coerenza sostanziale di quanto previsto dai commi 36 e 37 con quanto regolato alla lettera c) del comma 4, che stabilisce limiti territoriali agli oneri ricadenti sulla generalità dell'utenza.

Con riferimento al comma 45 del disegno di legge, l'Autorità ha rilevato come esso fosse in contrasto con quanto disposto in materia di distribuzione dalla Direttiva 2003/54/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'elettricità; infatti, salvo eccezioni ben definite, la Direttiva impone, e non dà semplicemente facoltà, la separazione dell'attività di distribuzione da quella di vendita. Per quanto concerne il comma 71 l'Autorità ha ribadito come l'estensione del meccanismo dei certificati verdi a fonti non rinnovabili, quali l'idrogeno, o a fonti convenzionali, quali il teleriscaldamento generato da combustibili fossili, soprattutto in considerazione degli ingenti volumi di energia prodotti fosse

fortemente distorsivo, potendo comportare non giustificati aumenti di costo per i consumatori finali². Sarebbe stato invece più opportuno ipotizzare forme di incentivazione *ad hoc* per l'utilizzo dell'idrogeno e per il trattamento del teleriscaldamento all'interno delle normative di sostegno previste per l'uso razionale dell'energia o lo sviluppo tecnologico.

Da ultimo, riguardo al comma 75, l'Autorità ha fatto notare come la norma consentisse di fatto l'accesso agli incentivi CIP6 a ulteriori impianti non realizzati. Ciò avrebbe determinato nuovi oneri per gli utenti del sistema elettrico e sarebbe stato in contrasto con il nuovo sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili di energia (certificati verdi).

Segnalazione
sulle modalità di adozione
della Direttiva comunitaria
87/2003/CE
(Emission Trading)
(6 settembre 2004)

Il 6 settembre 2004 l'Autorità ha inviato una segnalazione al Governo per sostenere l'approvazione, da parte della Commissione europea, del Piano nazionale di allocazione elaborato dal Ministero dell'ambiente e dal Ministero delle attività produttive, per la messa in opera della Direttiva 87/2003/CE sui diritti di emissione di gas a effetto serra per il settore elettrico. Ad avviso dell'Autorità, un'attuazione della Direttiva in Italia con modalità diverse da quanto previsto dal Piano nazionale avrebbe determinato ingiustificati aumenti del prezzo finale dell'elettricità di oltre il 5 per cento, senza peraltro conseguire alcun vantaggio ambientale aggiuntivo.

La Direttiva 87/2003/CE stabilisce il perseguimento degli obiettivi ambientali attraverso un meccanismo di crediti di emissione allocati gratuitamente dagli Stati membri, per il triennio 2005-2007, ai singoli impianti produttivi in proporzione alle emissioni previste. Successivamente, nel caso in cui un impianto superi il quantitativo di emissioni assegnatogli, l'operatore dovrà acquistare sul mercato europeo crediti sufficienti a coprire tale eccedenza.

L'Autorità ha sostenuto il Piano nazionale italiano anche per conseguire due importanti obiettivi: non indurre distorsioni nel funzionamento della borsa elettrica e considerare l'evoluzione delle condizioni strutturali del settore elettrico italiano, peculiare nel contesto europeo per il mix delle fonti e per i consumi specifici che lo caratterizzano. Il Piano nazionale prevede, infatti, interventi di aggiustamento delle assegnazioni iniziali delle quote di emissione, per poter tener conto delle variazioni della struttura del parco elettrico nazionale che intervenissero nel frattempo.

2 Il comma 71 estende all'energia elettrica prodotta con l'utilizzo dell'idrogeno, delle celle a combustibile nonché da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, il diritto all'emissione dei certificati verdi. Quest'ultimo è un meccanismo molto remunerativo riservato dalla normativa vigente alle sole fonti rinnovabili, come di recente identificate con il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Segnalazione sull'attività
di regolazione-controllo
e sulle tariffe elettriche
(4 dicembre 2004)

Nel dicembre 2004 l'Autorità ha ritenuto necessario segnalare al Parlamento e al Governo alcuni aspetti di particolare rilievo riguardanti l'esercizio delle proprie competenze in vista della ultimazione della legge finanziaria per il 2005. In particolare, l'Autorità ha inteso richiamare l'attenzione del Parlamento e del Governo sui seguenti aspetti:

- (i) ammissibilità dell'oblazione quale metodo alternativo di pagamento delle sanzioni comminate dall'Autorità;
- (ii) previsto prelievo dalla componente A2 della tariffa elettrica;
- (iii) applicabilità dei vincoli previsti dalla legge finanziaria alle sole pubbliche amministrazioni che gravano sul bilancio dello Stato.

Per quanto riguarda la questione delle sanzioni pecuniarie, l'Autorità ha ribadito come la possibilità di comminarle sia prevista dall'art. 2, comma 20, lettera c), della legge istitutiva. Recenti pronunce giurisprudenziali hanno ritenuto applicabile a dette penali l'eventualità dell'oblazione prevista in via generale per le sanzioni depenalizzate dall'art. 16 della legge 24 novembre 1981, n. 689.

L'Autorità ha sottolineato come risulti evidente che una tale facoltà, che si esercita col pagamento del doppio del minimo o di un terzo del massimo della sanzione edittale, attenui fino a eliminarla l'efficacia della sanzione stessa. La notevole distanza tra i limiti massimo e minimo e la modesta entità di quest'ultimo fanno sì che infrazioni anche gravi possano essere conciliate col pagamento di 50.500 euro. È il caso, per esempio, del *black out* del 28 settembre 2003.

L'Autorità aveva sollecitato l'adozione di una norma che escludesse la possibilità di definire con oblazione le sanzioni irrogate e contestualmente prevedesse la destinazione di almeno il 50 per cento del loro provento al ristoro, condizionato alla rinuncia del ricorso ai rimedi giurisdizionali ordinari, dei danni subiti dagli utenti.

Del resto, l'esclusione dell'oblazione è stata espressamente prevista anche per sanzioni di competenza di altre Autorità, in particolare, in tema di difesa del risparmio.

A ciò si aggiunga che le recenti direttive comunitarie in materia di energia elettrica e gas affidano espressamente alle Autorità indipendenti dei diversi Stati membri significative competenze di controllo e prescrizione, anche per garantire il rispetto dei principi fissati dalle direttive medesime. Tale potere delle Autorità, non sostenuto da un adeguato strumento sanzionatorio, si tradurrebbe in un sostanziale indebolimento della normativa comunitaria e, conseguentemente, in un'infrazione dello Stato membro.

Con riferimento al punto (ii), l'Autorità ha sottolineato come nel contesto della

manovra finanziaria fosse previsto un prelievo di 100 milioni di euro all'anno da risorse alimentate con la componente tariffaria A2, destinata anche alla copertura dei costi della società Sogin S.p.A. (di proprietà del Ministero dell'economia e delle finanze), costituita per lo smantellamento degli impianti elettronucleari e per la messa in sicurezza del combustibile nucleare. L'Autorità ha segnalato come, qualora detto prelievo fosse divenuto legge, vi sarebbero stati riflessi tariffari tali da rendere più problematica la sua manovra di contenimento degli aumenti, da definirsi in occasione del primo trimestre 2005 e di quelli successivi.

Da ultimo, l'Autorità ha ribadito come essa sia – per legge e ormai da anni – interamente ed esclusivamente finanziata attraverso il contributo a carico delle imprese dei settori regolati. Infatti, l'art. 2 della legge n. 481/95, al comma 38, prevede che l'onere per il funzionamento dell'Autorità sia finanziato con il contributo degli esercenti i servizi dell'elettricità e del gas. L'Autorità non reca alcun onere, né diretto né indiretto, a carico del bilancio dello Stato, e dunque non ritiene che siano a essa applicabili i vincoli previsti dalla legge finanziaria per le pubbliche amministrazioni che gravano sul bilancio dello Stato.

**Proposte per la promozione
della concorrenza
nel mercato del gas
(27 gennaio 2005)**

Il 27 gennaio 2005 l'Autorità ha inviato al Parlamento e al Governo alcune proposte per un maggiore sviluppo in senso concorrenziale del mercato italiano del gas naturale, con particolare riferimento alla terzietà della gestione della rete nazionale dei gasdotti e del sistema degli stoccaggi. La segnalazione si basa sulle conclusioni dell'istruttoria conoscitiva sul mercato del gas condotta congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, e pubblicata il 17 giugno 2004 sul sito dell'Autorità.

Nell'indicazione si rileva come, nonostante sia i notevoli sforzi a livello normativo per l'introduzione di maggiore concorrenza, sia la presenza di costi di approvvigionamento del gas importato in linea con le medie continentali, il mercato del gas italiano continui a essere nelle mani dell'operatore dominante. Esso mantiene, di fatto, il controllo su tutte le fasi della filiera – da produzione e approvvigionamento, fino a trasporto, stoccaggio e vendita – e su tutte le infrastrutture di trasporto internazionale utilizzate per l'importazione di gas in Italia. Queste ultime sono in gran parte saturate dal gas proveniente dai contratti a lungo termine (*take or pay*) stipulati dallo stesso operatore dominante nell'imminenza dell'approvazione della Direttiva 98/30/CE.

La limitata capacità delle infrastrutture di importazione e di stoccaggio, nonché le congestioni sui metanodotti di importazione, impediscono pertanto il formarsi di un eccesso di offerta, rispetto alla domanda, tale da innescare un'effettiva concorrenza e un'adeguata possibilità di scelta del consumatore tra fornitori alternativi.

In considerazione di questa situazione l'Autorità ha pertanto auspicato l'adozione, nel più breve tempo possibile, delle seguenti iniziative:

- uscita dell'Eni S.p.A. dal capitale della società Snam Rete Gas S.p.A. almeno fino a una quota residuale del 5 per cento, come già previsto per la trasmissione nel settore elettrico, al fine di garantire effettiva terzietà e indipendenza nella gestione della rete nazionale del gas e nelle scelte di investimento;
- allo stesso scopo, uscita di Eni dalla società Stogit S.p.A., monopolista nel settore degli stoccaggi, ed eventuale fusione di quest'ultima nella società Snam Rete Gas;
- conferimento alla società Snam Rete Gas, contestualmente al processo di dismissione, della facoltà di operare all'estero e trasferimento a essa dei diritti di proprietà, concessioni e trasporto (oggi in capo al gruppo Eni) nei gasdotti collegati all'Italia, fatta salva l'esecuzione dei contratti in essere;
- cessione a operatori terzi di parte dei contratti di importazione di lungo periodo nella disponibilità del gruppo Eni;
- cessione a operatori terzi di parte della produzione nazionale nella disponibilità esclusiva del gruppo Eni;
- riformulazione del limite per l'Eni alla immissione di gas in Italia e suo prolungamento oltre il 2010 (l'Eni ha sostanzialmente eluso tale limite cedendo, a propri "concorrenti" sul mercato nazionale, quantitativi di gas e capacità di trasporto sui gasdotti internazionali fino al confine italiano).

Pareri e proposte al Ministero delle attività produttive

Nel periodo preso in considerazione l'Autorità ha fornito pareri e proposte al Ministero delle attività produttive in due occasioni.

Nel maggio 2004 ha inviato una propria proposta per la definizione degli standard di efficienza degli impianti di generazione di energia elettrica di potenza nominale maggiore di 10 MVA.

Nel novembre 2004 ha espresso parere favorevole in relazione al provvedimento di concessione di un'esenzione dalla disciplina del diritto di accesso di terzi alla società Edison Lng S.p.A., ai sensi dell'art. 1, comma 17, della legge 23 agosto 2004, n. 239. La richiesta di esenzione riguardava il terminale di rigassificazione di GNL da realizzarsi nel Nord Adriatico da parte della società Edison Lng (di proprietà delle società Exxon Mobil Italiana Gas S.r.L., Qatar Petroleum ed Edison S.p.A.) e aveva a oggetto una quota (80 per cento) della nuova capacità in via di realizzazione, per un periodo di tempo (25 anni) fissato a partire dall'avvio dell'operatività del terminale.

Audizioni presso le commissioni parlamentari permanenti

Memoria per l'audizione
nell'ambito dell'indagine
conoscitiva sulle politiche
di privatizzazione
(21 settembre 2004)

Nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulle politiche di privatizzazione, l'Autorità ha ribadito come, nel nostro paese, i processi di liberalizzazione e privatizzazione per il settore energetico non possano dirsi ancora compiuti. A livello nazionale e locale non si è ancora pervenuti al completamento della privatizzazione, anche nei segmenti energetici già aperti alla concorrenza (per esempio, produzione e vendita). A tutt'oggi, per esempio, le partecipazioni pubbliche (considerando anche quelle della Cassa depositi e prestiti) sono in Eni al 30 per cento circa, in Enel S.p.A. al 61 per cento e si mantengono ben sopra al 50 per cento nel sistema delle aziende elettriche locali. Va tuttavia ricordato che sono state già previste norme e iniziative per ulteriori collocamenti, quali quelli riguardanti Enel, Terna S.p.A., qualche municipalizzata e Snam Rete Gas.

Per quanto riguarda il settore del gas, è stata ripetuta la necessità di trasferire a Snam Rete Gas la proprietà sia della parte delle infrastrutture internazionali afferenti al mercato italiano, sia dei diritti di trasporto ancora nella disponibilità dell'Eni. Si verrebbe così a creare un importante operatore di trasporto del gas, in grado di sviluppare anche infrastrutture di interconnessione su linee strategiche per il nostro paese (Unione europea, Sud-Est Europa, Mediterraneo), a garanzia di maggiore competizione nel mercato interno e a supporto di una prospettica funzione di *hub* del territorio italiano per il resto del continente europeo.

Da ultimo, l'Autorità ha ritenuto opportuno porre l'accento su quanto sia importante che gli ulteriori processi di privatizzazione per il settore energetico si sviluppino in un quadro normativo di riferimento stabile, capace di consolidare il rapporto fiduciario fra istituzioni, mercati e investitori.

Memoria per l'audizione
sulle iniziative comunitarie
per rafforzare la competitività
del sistema produttivo
europeo (4 novembre 2004)

Nella memoria presentata alla Commissione politiche dell'Unione europea della Camera sulle iniziative comunitarie per rafforzare la competitività del sistema produttivo europeo, anche alla luce dei crescenti rapporti commerciali tra Europa e Asia, l'Autorità ha posto l'accento sul suo attivo coinvolgimento nelle attività di cooperazione internazionale, sia con le Autorità degli altri paesi membri dell'Unione, sia con i paesi di recente annessione, con quelli del blocco balcanico e del bacino mediterraneo.

In ambito europeo l'Autorità ha contribuito alla creazione, nel 2000, del *Council of European Energy Regulators* (CEER) e, assieme alla Commissione europea, all'attivazione di un centro internazionale di formazione per regolatori, realizzato a Firenze (*Florence School of Regulation*).

Su queste basi organizzative e operative, l'Autorità e il CEER stanno sostenendo attività di cooperazione, assistenza tecnica e formazione anche a favore delle Autorità di regolazione e delle istituzioni governative del Medio Oriente e dell'Asia.

In questo senso si stanno sviluppando anche i rapporti con: l'*Energy Regulators Regional Association* (ERRA, Europa dell'Est e Asia centrale), il *South Asian Forum for Infrastructure Regulation* (SAFIR, Asia del Sud), l'Autorità di regolazione turca e quella di altri paesi dell'Asia Minore.

Verso gli stessi obiettivi si inquadra anche l'impegno dell'Autorità per il *World Forum on Energy Regulation*.

Memoria per l'audizione informale sulla possibile evoluzione del mercato energetico italiano (18 marzo 2005)

Nel marzo 2005 l'Autorità ha presentato una memoria per l'audizione informale presso la Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera sulla possibile evoluzione del mercato energetico italiano. In essa l'Autorità ha affermato come, con riferimento al settore del gas naturale, lo sviluppo di un'effettiva concorrenza a livello nazionale derivi dall'ingresso di nuovi operatori indipendenti da Eni nell'ambito dell'approvvigionamento di gas a condizioni competitive. Per raggiungere tale obiettivo l'Autorità ha più volte ribadito la necessità che siano realizzate nuove infrastrutture e che sia assicurata una gestione veramente indipendente delle reti e del sistema degli stoccaggi.

L'attuale normativa prevede la progressiva riduzione della quota di proprietà di Eni nel capitale di Snam Rete Gas dall'attuale 50,06 per cento a un massimo del 20 per cento entro il primo luglio 2007. L'Autorità ha posto l'accento sul fatto che tale processo di dismissione dovrebbe essere accelerato e completato al più presto, in analogia a quanto deciso per la rete di trasmissione dell'elettricità. Un simile assetto per il settore del gas determinerebbe, tra l'altro, condizioni di simmetria tra i due principali operatori nazionali del settore energetico.

La neutralità della gestione della rete è tuttavia una misura urgente, necessaria ma non sufficiente a garantire la pluralità degli operatori. In assenza di adeguati provvedimenti che limitino la possibilità di controllare – in proprio o in accordo con operatori internazionali – le infrastrutture di importazione situate in territorio estero e connesse con la rete italiana, il mercato nazionale rischierebbe di restare sottoposto alle strategie del gruppo dominante.

A tal fine l'Autorità ha già in passato richiamato l'attenzione (si veda la segnalazione al Parlamento e al Governo del gennaio 2005) sull'opportunità, nel rispetto dei contratti di importazione esistenti, del conferimento a Snam Rete Gas delle proprietà, delle concessioni e dei diritti di trasporto esistenti in capo a Eni afferenti le infrastrutture di trasporto extranazionali di adduzione del gas ai punti di entrata nella rete nazionale.

Anche per l'attività di stoccaggio, svolta dalla società Stogit, appare necessaria una separazione proprietaria, analoga a quella suggerita per Snam Rete Gas. Stogit, posseduta totalmente da Eni, opera oggi in un regime di monopolio di fatto (garantito per almeno altri 20 anni, secondo quanto stabilito dalla legge n. 239/04 di riordino del settore energetico) e controlla, quindi, la principale

fonte di modulazione dell'offerta di gas per tutte le imprese concorrenti di Eni Gas & Power. Inoltre, il trasferimento del controllo di Stogit a Snam Rete Gas permetterebbe di conseguire una maggiore efficienza nella gestione complessiva delle infrastrutture tra loro strettamente connesse, nonché fornirebbe un adeguato impulso per gli investimenti di sviluppo.

Da ultimo, l'Autorità ha proposto un'estensione temporale e una rimodulazione dei limiti *antitrust* per tener conto dei cinque anni in cui tale previsione è rimasta sostanzialmente inefficace.

In conclusione, l'insieme di queste misure andrebbe valutato tenendo conto del potenziale di sviluppo del mercato nazionale del gas offerto dalla posizione geografica del nostro paese, ponte naturale tra le aree di produzione mediorientali e nord africane e quelle di consumo continentali europee. La localizzazione geografica dell'Italia ne favorisce, infatti, l'evoluzione quale vero e proprio *hub*, base di scambio per i mercati internazionali di approvvigionamento e consumo. In tale prospettiva, le infrastrutture del gas e i mercati fisici e finanziari che su di esse gravitano caratterizzerebbero l'Italia come area di transito e non più solo come area di consumo; ciò genererebbe significative e positive conseguenze in termini sia di sicurezza degli approvvigionamenti, sia di convenienza economica, grazie a una più ampia disponibilità di offerta e a una maggiore pressione concorrenziale.

Con riferimento al mercato elettrico l'Autorità ha posto l'accento sul fatto che grazie all'avvio della borsa elettrica nell'aprile 2004 e alla definizione delle regole per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione (decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 Maggio 2004), il settore elettrico italiano ha compiuto un passo fondamentale nel processo di liberalizzazione del mercato.

Le nuove misure hanno, tra l'altro, stimolato la ripresa degli investimenti in nuova capacità produttiva, ponendo le basi per un aumento della concorrenza nel settore elettrico.

Rimangono tuttavia problemi strutturali che riducono la competitività del nostro paese legati alla composizione del parco di generazione e al forte ricorso alle importazioni. La recente indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del mercato elettrico, condotta dall'Autorità congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, ha evidenziato tra le cause che spiegano l'elevato costo dell'energia elettrica anche ostacoli alla concorrenza che derivano dall'attuale struttura di mercato. La produzione nazionale di elettricità risulta infatti ancora fortemente concentrata nelle mani dell'ex monopolista. A cinque anni dall'avvio del processo di liberalizzazione del settore, l'operatore principale, Enel, conserva una quota di poco inferiore al 50 per cento. Il secondo produttore dopo Enel è il gruppo Edison che complessivamente detiene

una quota di produzione pari a circa il 15 per cento. La posizione dominante dell'Enel si estende su due livelli di mercato: il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e il mercato dei servizi di dispacciamento. Dato il contesto di rilevante concentrazione nell'offerta, l'Autorità, con l'avvio del mercato elettrico, ha intrapreso specifici provvedimenti di monitoraggio e ha previsto strumenti per la repressione di eventuali comportamenti abusivi delle posizioni dominanti, allo scopo di far sì che i segnali di prezzo formati sul mercato dell'energia siano trasparenti e commisurati ai costi di produzione.

I problemi strutturali evidenziati sono talmente radicati ed estesi che, né l'attività di monitoraggio, né il miglioramento delle regole di funzionamento del mercato all'ingrosso, sono in grado di stimolare un effettivo e vivace confronto concorrenziale. Da ciò la necessità di nuove misure strutturali per lo sviluppo della concorrenza, che potrebbero essere adottate transitoriamente fino al raggiungimento di un assetto competitivo dell'offerta.

Tra esse, importante rilievo assumono gli interventi di potenziamento della rete di trasmissione, in grado di aumentare la concorrenza nel mercato sul piano sia interno sia internazionale. In particolare, gli interventi di sviluppo delle connessioni e la promozione della realizzazione di linee "dirette" sono determinanti affinché la nuova capacità di generazione che verrà a installarsi nei prossimi anni, per lo più localizzata in aree eccedentarie (Nord del paese), possa rappresentare un'effettiva opportunità concorrenziale rispetto all'offerta dell'operatore dominante. Al riguardo, si ritiene che, in relazione a quanto fatto fino al 2004, si debba continuare a garantire modalità concorrenziali di allocazione della capacità d'interconnessione transfrontaliera in grado di veicolare l'offerta di energia estera verso la borsa elettrica.

L'Autorità ha sottolineato come sia necessario favorire un livello adeguato di capacità produttiva. Per questa ragione dovrebbero essere adottate ulteriori misure così da agevolare l'insediamento di nuovi poli di produzione nelle zone di mercato che risultano a oggi deficitarie rispetto alla domanda zonale. In altri termini, occorre riequilibrare il peso relativo dei concorrenti nei confronti dell'operatore dominante in ciascuna zona.

Sempre con riferimento all'offerta, risulta rilevante assicurare che tutta la capacità produttiva sia immessa sul mercato al fine di evitare la creazione di artificiose scarsità di offerta, anche di tipo collusivo tra i soggetti produttori, ai soli fini speculativi. Più in generale, appare necessario prevedere misure atte a garantire che, nel periodo transitorio, fino al raggiungimento di un assetto competitivo dell'offerta soddisfacente, siano rimosse o minimizzate le situazioni di potenziale esercizio di potere di mercato.

A livello europeo l'Autorità ha sottolineato l'opportunità che tutti gli Stati membri promuovano una maggiore armonizzazione e integrazione dei propri

mercati, per favorire il grado di competitività complessivo. Queste considerazioni sono di particolare rilevanza con riferimento ai paesi limitrofi. A tal fine, l'Autorità reputa di grande importanza il fatto che si giunga, con le dovute gradualità, anche a una gestione coordinata dei flussi internazionali di energia elettrica utilizzando regole coerenti, secondo quanto previsto dal regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio dei ministri 26 giugno 2003, n. 1228. L'Autorità collabora attivamente con gli altri regolatori e con i soggetti interessati per raggiungere rapidamente questi obiettivi.

COMUNICAZIONE ISTITUZIONALE

Sito Internet

L'analisi dei dati di accesso al sito Internet testimonia un crescente interesse degli utenti, dimostrato dall'aumento costante nel tempo del numero di visitatori (con una media giornaliera di circa 30.000 pagine richieste).

La loro attenzione è rivolta per gran parte alla sezione del sito che riferisce dell'attività istituzionale dell'Autorità, nella quale vengono diffusi provvedimenti, Documenti per la consultazione, pareri e segnalazioni. La notizia della pubblicazione di nuovi documenti in questa sezione o di comunicati stampa viene trasmessa mediante un messaggio e-mail a tutti coloro che chiedono di essere informati attraverso tale servizio.

Attualmente gli iscritti al servizio di *alerting* hanno superato le 3.500 unità. La maggior parte di essi ha dimostrato interesse per l'informazione su un settore specifico, con una sostanziale parità numerica tra l'attenzione rivolta all'ambito elettrico e a all'ambito del gas. La maggioranza degli iscritti al servizio è costituita da imprese che operano nei settori energetici, da clienti industriali o da consulenti, mentre una quota minore, ma significativa, è composta da studenti e ricercatori.

Altre sezioni molto visitate del sito sono quella che pubblica i comunicati stampa e quelle, specifiche dell'energia elettrica e del gas, dedicate al rapporto con gli operatori dei settori regolati.

Il sito ha inoltre favorito la comunicazione di dati da parte degli operatori, consolidando così una funzione prevista da provvedimenti dell'Autorità: anche nel corso dell'ultimo anno sono stati predisposti numerosi sistemi telematici con accreditamento diretto dei soggetti per consentire la raccolta delle informazioni e la successiva loro elaborazione da parte dell'Autorità. In particolare, sono giunti *on line* i dati relativi alle opzioni tariffarie, alla qualità commerciale e al-

la continuità del servizio per il settore elettrico, oltre a quelli riguardanti i prezzi medi di fornitura, le tariffe di distribuzione gas naturale e di fornitura gas diversi (opzioni tariffarie base), i dati patrimoniali ed economici, la qualità commerciale, la sicurezza e la continuità del servizio per il settore gas.

Nel mese di novembre 2004 è stata attivata un'altra sezione del sito Internet dedicata all'"efficienza energetica", in vista dell'avvio del nuovo meccanismo di incentivazione del risparmio energetico, ovvero della commercializzazione dei Titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) entrato in vigore dal primo gennaio 2005. Attraverso questa sezione le società intenzionate a realizzare attività dedicate all'utilizzo razionale e al risparmio dell'energia (le ESCO, *Energy Service Company*) possono accreditarsi e dare ufficialmente avvio alle proprie attività. L'accreditamento, infatti, consente loro di richiedere la certificazione dei risparmi energetici ottenuti attraverso progetti realizzati presso i consumatori finali e dà loro diritto, in caso di esito positivo delle verifiche, alla successiva emissione dei Titoli di efficienza energetica.

Un elenco delle società accreditate è pubblicato sul sito e viene periodicamente aggiornato per facilitare l'individuazione di queste società da parte sia dei consumatori interessati all'offerta di servizi e progetti di risparmio energetico, sia dei distributori intenzionati ad attivare collaborazioni per la realizzazione di interventi finalizzati all'uso razionale dell'energia.

Il sistema prevede la gestione telematica delle richieste di verifica e certificazione relative a progetti di risparmio energetico sviluppati nell'ambito dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e della delibera 18 settembre 2003, n. 103: oltre alle società di servizi energetici, tutti i distributori di energia elettrica e di gas naturale possono sia accedere, attraverso il sito, a un sistema informativo interattivo per richiedere la valutazione dei risparmi energetici conseguiti grazie alla realizzazione di progetti di varia natura, sia effettuare il calcolo automatico di questi risparmi e controllare gli esiti delle richieste presentate.

ATTIVITÀ DI CONSULTAZIONE E STATO DEL CONTENZIOSO

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

TAV. 7.1 **SINTESI DELLE ATTIVITÀ DI CONSULTAZIONE**
aprile 2004 – aprile 2005

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DIFFUSIONE	TIPO DI CONSULTAZIONE
Direttiva in materia di dismissione di <i>working gas</i> non più funzionale all'attività di stoccaggio	14.5.04	Scritta
Modalità applicative del regime di perequazione specifico aziendale istituito dall'art. 49 del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica – periodo di regolazione 2004-2007, approvato con deliberazione n. 5/04	19.5.04	Scritta
Conferimento di capacità di trasporto di gas naturale di nuova realizzazione presso i punti della rete nazionale di gasdotti interconnessi con l'estero e con i terminali di rigassificazione di GNL	15.6.04	Scritta
Schema di modificazione della disciplina di dispacciamento di merito economico in materia di scambio dell'energia elettrica	15.6.04	Scritta
Misure per la promozione della concorrenza nel settore della produzione di energia elettrica nel secondo semestre 2004	22.6.04	Scritta
Modifica del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto di cui alla deliberazione n. 48/04	23.6.04	Scritta
Applicazione dei corrispettivi unitari di capacità per il trasporto sulle reti regionali, nel caso di prelievi concentrati in periodi fuori punta	24.6.04	Scritta
Modifiche al trattamento incentivante per le forniture di energia elettrica destinate alle produzioni e lavorazioni di alluminio, piombo, argento e zinco situate in territori insulari (art. 73 dell'allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5, in materia di regimi tariffari speciali)	5.7.04	Scritta
Garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto e norme per la predisposizione dei Codici di rigassificazione	14.7.04	Scritta
Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas	15.7.04	Audizioni speciali 8-9 settembre 2005
Indennizzi automatici ai clienti del servizio elettrico alimentati in alta e media tensione con elevato numero annuo di interruzioni	22.7.04	Scritta
Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione di gas naturale per il secondo periodo di regolazione	29.7.04	Audizioni speciali 8-9 settembre 2005
Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di fornitura di gas diversi da gas naturale da metanodotto, distribuiti a mezzo di reti urbane, per il secondo periodo di regolazione	5.8.04	Audizioni speciali 8-9 settembre 2005
Schema per l'applicazione delle disposizioni di cui all'art. 6 del regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio dei ministri del 26 giugno 2003	6.8.04	Scritta
Strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto	6.8.04	Scritta
Modalità di ritiro dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza < 10 MVA e > 10 MVA se alimentati da fonti rinnovabili non programmabili ai sensi dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239	20.10.04	Scritta

CONTINUA
↓

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 7.1 SINTESI DELLE ATTIVITÀ DI CONSULTAZIONE
(SEGUE) aprile 2004 – aprile 2005

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DIFFUSIONE	TIPO DI CONSULTAZIONE
Proposte di schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria relativi agli interventi di cui all'art. 5, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004	27.10.04	Scritta
Schema di direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. in materia di Codice di trasmissione e dispacciamento di cui all'art. 1, comma 4, del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004	18.11.04	Scritta
Condizioni vigenti dall'1 gennaio 2005 per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico	19.11.04	Scritta
Schema di misure per la promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta di energia elettrica per l'anno 2005	23.11.04	Scritta
Criteri forfetari per la rideterminazione delle partite economiche relative ai servizi di pubblica utilità in esito all'eventuale ripristino delle fasce orarie ex provvedimento CIP n. 45/90, per il periodo 1 aprile 2004 – 31 dicembre 2004	29.11.04	Scritta
Aggiornamento della componente materia prima delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale e revisione del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso	30.11.04	Scritta
Trattamento dello sbilanciamento di impianti di produzione di energia elettrica ai fini del dispacciamento	30.11.04	Scritta
Meccanismi incentivanti i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale	20.12.04	Scritta
Misure di gradualità in ordine all'installazione e di misuratori atti alla rilevazione dell'energia elettrica prelevata per fasce orarie	21.12.04	Scritta
Revisione dei corrispettivi di bilanciamento per il servizio di trasporto del gas naturale di cui all'art. 17 della deliberazione 17 luglio 2002, n. 137	27.12.04	Scritta
Modalità applicative del regime individuale di calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione di gas naturale e di gas diversi dal gas naturale, istituito dall'art. 9 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 170, e dall'art. 9 della deliberazione 30 settembre 2004, n. 173	25.1.05	Scritta
Interventi per la diffusione presso le utenze domestiche di tariffe e opzioni tariffarie che prevedano prezzi dell'energia elettrica differenziati su due o più raggruppamenti orari e regolazione dell'offerta ai clienti domestici di "garanzie di origine" dell'energia elettrica da fonti rinnovabili	9.3.05	Scritta
Scambi transfrontalieri di energia elettrica: applicazione del regolamento (CE) n. 1228/2003 per l'anno 2005 e orientamenti applicativi per gli anni successivi	11.3.05	Scritta
Condizioni economiche per il servizio di connessione con le reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica a tensione nominale superiore a 1 kV	17.3.05	Scritta
Sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica di cui all'art. 1 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379: criteri e condizioni	18.3.05	Scritta
Linee guida sull'introduzione dell'Analisi di impatto della regolazione – AIR – nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas	31.3.05	Scritta

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 l'Autorità tiene inoltre audizioni periodiche per raccogliere osservazioni e suggerimenti sul proprio operato da tutti i soggetti interessati.

Nel periodo compreso tra aprile 2004 e marzo 2005, utilizzando anche il suo sito Internet, l'Autorità ha diffuso 32 Documenti per la consultazione in vista dell'adozione di provvedimenti e raccolto le osservazioni dei soggetti interessati nel corso di audizioni speciali tenutesi l'8 e il 9 settembre 2004 in tema di tariffe di distribuzione, di regolazione della qualità di distribuzione, misura e vendita del gas naturale e di tariffe per la fornitura di gas diversi da quello naturale (Tav 7.1).

Stato del contenzioso

Anche alla luce dell'aggiornamento effettuato nel corso dell'anno 2004 e fino a marzo 2005, i dati relativi ai procedimenti giurisdizionali celebrati su impugnazioni di provvedimenti dell'Autorità (periodo 1997-2005) confermano la tendenza positiva riscontrata negli anni precedenti. Le istanze di sospensione dei provvedimenti presentate al TAR per la Lombardia sono state rigettate in 155 casi, accolte in 33 e accolte in parte in 14. Le decisioni di merito in primo grado sono state di rigetto del ricorso in 164 casi, accoglimento in 99 e accoglimento parziale in 28. Quest'ultimo dato, peraltro, deve essere letto alla luce degli esiti dei giudizi di secondo grado, in seguito ai quali l'Autorità ha visto integralmente accolto il proprio appello in 24 casi e parzialmente in 4. Favorevoli sono state anche le conclusioni dei giudizi sugli appelli presentati dai ricorrenti avverso le sentenze di primo grado di rigetto dei ricorsi: in 31 casi il Consiglio di Stato ha respinto l'appello, accogliendolo integralmente in 10 e parzialmente in 6 (Tav. 7.2).

TAV. 7.2 **ESITO DEL CONTENZIOSO**
dal 1997 a marzo 2005

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
DECISIONI DEL TAR			
su istanza di sospensiva	155	33	14
di merito	164	99	28
DECISIONI DEL CONSIGLIO DI STATO			
su appelli dell'Autorità	23	24	4
su appelli della controparte	31	10	6

Peraltro, i dati di cui sopra non sono da soli sufficienti a trarre l'indicazione più significativa che la valutazione degli esiti del contenzioso deve supportare: quella in ordine alla effettiva stabilità dell'azione amministrativa dell'Autorità. Dalla tavola 7.3 si evince come la gestione del contenzioso abbia prodotto risultati ben più rilevanti, sul piano istituzionale, di quelli già comunque favorevoli che si desumono dalle statistiche relative ai procedimenti giurisdizionali. Un dato su tutti: nei primi otto anni di operatività (1997-2004) l'Autorità ha adottato 1.817 provvedimenti; di questi ben 167 sono stati impugnati (di norma con ricorsi plurimi) e la ricaduta dei giudizi instauratisi sulle impugnazioni (rappresentata analiticamente nella tavola 7.4) si è sostanziata nell'annullamento totale di soli 13 provvedimenti e in quello parziale di 8 (il riferimento è, naturalmente, alle decisioni passate in giudicato). Se si considera 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, si comprende come l'azione amministrativa dell'Autorità, pur a fronte di una proliferazione del contenzioso, presenti connotati di elevatissima stabilità (di oltre il 99 per cento e di oltre l'87 per cento, dati questi risultanti rapportando i provvedimenti usciti indenni al vaglio giurisdizionale rispettivamente al totale dei provvedimenti adottati o di quelli impugnati).

TAV. 7.3 EFFETTI DEL CONTENZIOSO SULL'AZIONE AMMINISTRATIVA
dal 1997 a marzo 2005

ANNO	PROVVEDIMENTI DELL'AUTORITÀ			
	ADOTTATI	IMPUGNATI	ANNULLATI IN TUTTO	ANNULLATI IN PARTE
1997	152	6 delibere + 1 nota	-	-
1998	168	11 delibere + 3 note	2	2
1999	209	15 delibere + 2 note	1	1
2000	250	16 delibere + 2 note	3	2
2001	334	21 delibere + 4 note	3	2
2002	234	27 delibere + 5 note	3	1
2003	169	17 delibere	1	-
2004	254	34 delibere + 1 nota	-	-
2005	47	2 delibere	-	-
Totale	1.817	167	13^(A)	8^(A)

(A) I provvedimenti o le note annullati in tutto o in parte sono: nn. 48/98; 58/98; 162/99; 180/99; 140/00; 223/00; 237/00; 238/00; 240/00; 151/01; 99/01; 229/01; 311/01; 02/02; 03/02; 63/02; 122/02; 75/03; nota GP/M98/104; nota PR/M98/564; nota PB/M01/1244/gb-cp del 2001.

TAV. 7.4 RIEPILOGO DEL CONTENZIOSO PER ANNO

dal 1997 a marzo 2005

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	TOTALE
NUMERO RICORSI^(A)	14	29	68	46	92	94	55	145	2	545
DECISIONI SU ISTANZA DI SOSPENSIVA										
ACCOLTI	-	-	-	2	2	13	5	11	-	33
ACCOLTI IN PARTE	2	4	-	-	-	5	1	2	-	14
RESPINTI	7	11	24	23	16	6	24	44	-	155
DECISIONI DI MERITO										
ACCOLTI	-	3	-	16	29	30	1	20	-	99
ACCOLTI IN PARTE	1	4	4	-	3	8	6	2	-	28
RESPINTI	6	9	25	18	25	32	27	22	-	164
DECISIONI SU APPELLO DELL'AUTORITÀ										
ACCOLTI	3	-	-	10	5	1	1	4	-	24
ACCOLTI IN PARTE	-	-	-	3	1	-	-	-	-	4
RESPINTI	1	1	-	1	17	-	1	2	-	23
DECISIONI SU APPELLO DELLA CONTROPARTE										
ACCOLTI	-	2	-	1	4	3	-	-	-	10
ACCOLTI IN PARTE	-	-	-	-	5	1	-	-	-	6
RESPINTI	5	1	10	8	5	1	1	-	-	31

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento ai ricorsi presentati avverso i provvedimenti adottati nell'anno di riferimento, anche se l'atto di impulso può essere stato notificato all'Autorità nell'anno successivo.

SVILUPPO SPERIMENTALE DELL'ANALISI DI IMPATTO DELLA REGOLAZIONE

L'Autorità nel corso del 2004, con determinazione del Direttore generale 30 giugno 2004, n. 123, ha avviato le attività per l'introduzione sperimentale dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR), mediante l'istituzione di un apposito nucleo di lavoro.

L'AIR è una metodologia che 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 di-

scussione; il confronto tra le opzioni alternative; la valutazione dei benefici e dei costi per i destinatari (attuali e potenziali) delle regole; gli effetti positivi e negativi sui processi economici, sociali e ambientali.

L'AIR è stata introdotta in Italia, in via sperimentale, dall'art. 5 della legge 8 marzo 1999, n. 50. La successiva direttiva di attuazione, emanata con DPCM 27 marzo 2000, ha definito tempi e modalità della sperimentazione che è stata realizzata nel corso della precedente legislatura. La Presidenza del Consiglio dei ministri – Nucleo per la valutazione delle norme e delle procedure – ha varato la circolare 16 gennaio 2001, n. 1, contenente la *Guida alla sperimentazione dell'Analisi di impatto della regolazione* (pubblicata sulla *Gazzetta Ufficiale* del 7 marzo 2001). Con l'avvio della nuova legislatura, il Governo ha adottato un'ulteriore direttiva che integra la precedente, allo scopo di estendere e perfezionare la sperimentazione (DPCM 21 settembre 2001). L'art. 12 della legge di semplificazione 29 luglio 2003, n. 229, ha esteso l'Analisi di impatto delle funzioni di vigilanza e regolazione alle Autorità amministrative indipendenti, disponendo che *“Le Autorità amministrative indipendenti, cui la normativa attribuisce funzioni di controllo, di vigilanza o regolatorie, si dotano, nei modi previsti dai rispettivi ordinamenti, di forme o metodi di analisi dell'impatto della regolamentazione per l'emanazione di atti di competenza e, in particolare, di atti amministrativi generali, di programmazione o pianificazione, e, comunque, di regolazione. Le Autorità di cui al comma 1 trasmettono al Parlamento le relazioni di analisi di impatto della regolamentazione da loro realizzate.”*

Fin dall'inizio della sua attività, l'Autorità si è dotata autonomamente di strumenti volti ad assicurare trasparenza al processo decisionale. Essi possono essere interpretati come primi elementi di un'AIR. In particolare, l'Autorità ha introdotto forme di consultazione che, oltre a essere decisamente innovative per il nostro paese, rendono possibile un coinvolgimento diretto dei destinatari nel processo decisionale.

In applicazione del disposto di legge, mediante l'adozione di una vera e propria metodologia AIR, l'Autorità desidera migliorare la propria politica di intervento, già ispirata a criteri di semplificazione, trasparenza ed efficacia. Attraverso l'AIR intende rendere pubbliche le ragioni che stanno alla base dell'intervento regolatorio e in particolare esplicitare le motivazioni dell'approccio scelto rispetto ad altre possibili opzioni di intervento.

L'esperienza accumulata dai paesi in cui l'AIR è adottata da più tempo dimostra che non è possibile (e credibile) utilizzare questo strumento indifferentemente su tutta la produzione normativa: da una parte ci sono decisioni che non necessitano di particolari valutazioni, dall'altra l'AIR richiede risorse che vanno utilizzate in modo efficiente, stabilendo su quali interventi regolatori l'ausilio fornito dall'AIR possa ritenersi massimizzato. Si ritiene dunque possibile interpre-

tare l'articolo di legge secondo una prospettiva "selettiva": l'Autorità definirà la categoria degli atti su cui non effettuare l'AIR e la categoria dei cosiddetti "atti principali" su cui invece realizzare la valutazione. L'Autorità fisserà alcuni criteri di esclusione – per togliere a priori dall'ambito di applicazione dell'AIR certi interventi regolatori – e alcuni criteri di inclusione – da applicare per stabilire su quali provvedimenti invece l'AIR debba essere svolta. L'Autorità sceglierà altresì i casi in cui effettuare l'AIR sull'intero oggetto del provvedimento o limitatamente alle sue parti più significative.

L'Autorità ritiene che l'introduzione dell'AIR non possa che avvenire in modo sperimentale e graduale. In questa prima fase preliminare essa ha deciso di sottoporre a consultazione pubblica un documento di carattere generale *Linee guida sull'introduzione dell'Analisi di impatto della regolazione – AIR – nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas* con l'obiettivo di sviluppare un primo confronto con operatori e associazioni e di ricevere le loro osservazioni e proposte. Nel frattempo, al fine di raccogliere ulteriori elementi, ha pure deciso di avviare alcuni test della metodologia AIR, posta alla consultazione su due provvedimenti che verranno adottati nel periodo aprile 2005 – giugno 2005.

Dal secondo semestre 2005 l'Autorità intende aprire una fase di sperimentazione vera e propria, al fine di testare e affinare non soltanto i contenuti e le specifiche tecniche di cui l'AIR si avvale, ma anche le modalità con cui il percorso logico dell'analisi è stato inserito nel processo regolatorio, al fine di accertare con sicurezza che la sua utilizzazione a regime sia sostenibile da parte dell'Autorità.

La durata della sperimentazione potrebbe essere triennale, con l'indicazione del numero di casi sottoposti ad AIR ogni anno. Tale periodo dovrebbe servire per definire compiutamente: i criteri per selezionare i casi; 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.

Operativamente, la sperimentazione si avvierà formalmente nell'ambito del processo di adozione del provvedimento dell'Autorità che definirà modalità e procedure dell'AIR nella seconda metà del 2005.

CASSA CONGUAGLIO PER IL SETTORE ELETTRICO

La CCSE è stata istituita nel 1961 (allora si chiamava *Fondo di compensazione per l'unificazione delle tariffe elettriche*), in seguito alla decisione del CIP di creare un meccanismo di perequazione al momento dell'introduzione nel nostro paese della tariffa unica nazionale. Oggi la CCSE svolge la sua attività nel setto-

re energetico con competenze in materia di riscossione, gestione ed erogazione di prestazioni patrimoniali imposte dall'Autorità e dalle altre amministrazioni competenti; ciò al fine di garantire il funzionamento del sistema in condizioni di concorrenza, di sussidiare le imprese sfavorite nel periodo d'avvio della liberalizzazione e di coprire gli oneri generali di sistema.

Sul piano organizzativo la CCSE, che rappresenta il braccio operativo dell'Autorità, è costituita dal Comitato di gestione, a cui sono affidati tutti i compiti di amministrazione, e dal Collegio dei revisori, che esercita le funzioni tipiche dei sindaci delle società per azioni, in quanto compatibili con la particolarità dell'ordinamento e del funzionamento di questo organismo. Il Presidente e i componenti degli organi collegiali della CCSE sono nominati dall'Autorità d'intesa con il Ministero dell'economia e delle finanze e sono scelti fra persone dotate di alte e riconosciute professionalità e competenza in materia economica, giuridica, contabile o finanziaria.

Con la delibera n. 164 del 15 settembre 2004, l'Autorità ha nominato i nuovi vertici della CCSE dopo aver ricevuto da parte del Ministero dell'economia e delle finanze la prevista intesa alle nomine dei componenti degli organi collegiali. In data 1 ottobre 2004 il neocostituito Comitato di gestione si è effettivamente insediato dando avvio al triennio di attività.

Oltre alle attività istituzionalmente affidate alla CCSE e afferenti al settore elettrico, per le quali si rimanda agli approfondimenti inclusi nel Capitolo 3, si ricorda in questa sede che la CCSE gestisce attualmente anche quattro conti amministrativi per il settore gas, ovvero:

- il Fondo per la compensazione temporanea dei costi elevati di distribuzione, destinato alla compensazione dei costi più elevati (per fattori esogeni) di distribuzione del gas;
- il Conto per la compensazione degli ambiti a elevati costi unitari, destinato ad assicurare la copertura della compensazione relativa ai clienti finali situati negli ambiti nei quali i costi riconosciuti sono superiori alla componente materia prima, al di sopra di una determinata soglia;
- il Conto per l'assicurazione dei clienti finali civili del gas, che ha lo scopo di garantire al Comitato italiano gas la copertura dell'onere relativo alla assicurazione obbligatoria unica nazionale per responsabilità civile, incendio e infortuni in relazione ai rischi connessi all'uso del gas naturale;
- il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale. Istituito dall'art. 11 della delibera n. 170 del 29 settembre 2004, esso persegue la finalità di garantire la copertura dei costi derivanti alle imprese di distribuzione per la realizzazione di progetti per il risparmio energetico.

8. ORGANIZZAZIONE E RISORSE

ORGANIZZAZIONE DEGLI UFFICI: DIREZIONI, UNITÀ E NUCLEI

Nel corso dell'anno di riferimento, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha ritenuto opportuno, in ragione dell'evoluzione del contesto istituzionale e operativo, effettuare una verifica dell'originario assetto organizzativo e funzionale, con l'intento di definire eventuali aggiornamenti o modifiche finalizzati alla progettazione di un modello organico e ottimizzato. Ciò nella consapevolezza che la struttura organizzativa e lo sviluppo delle risorse umane sono gli strumenti attraverso i quali possono essere attuate le direttrici strategiche e perseguiti gli obiettivi istituzionali.

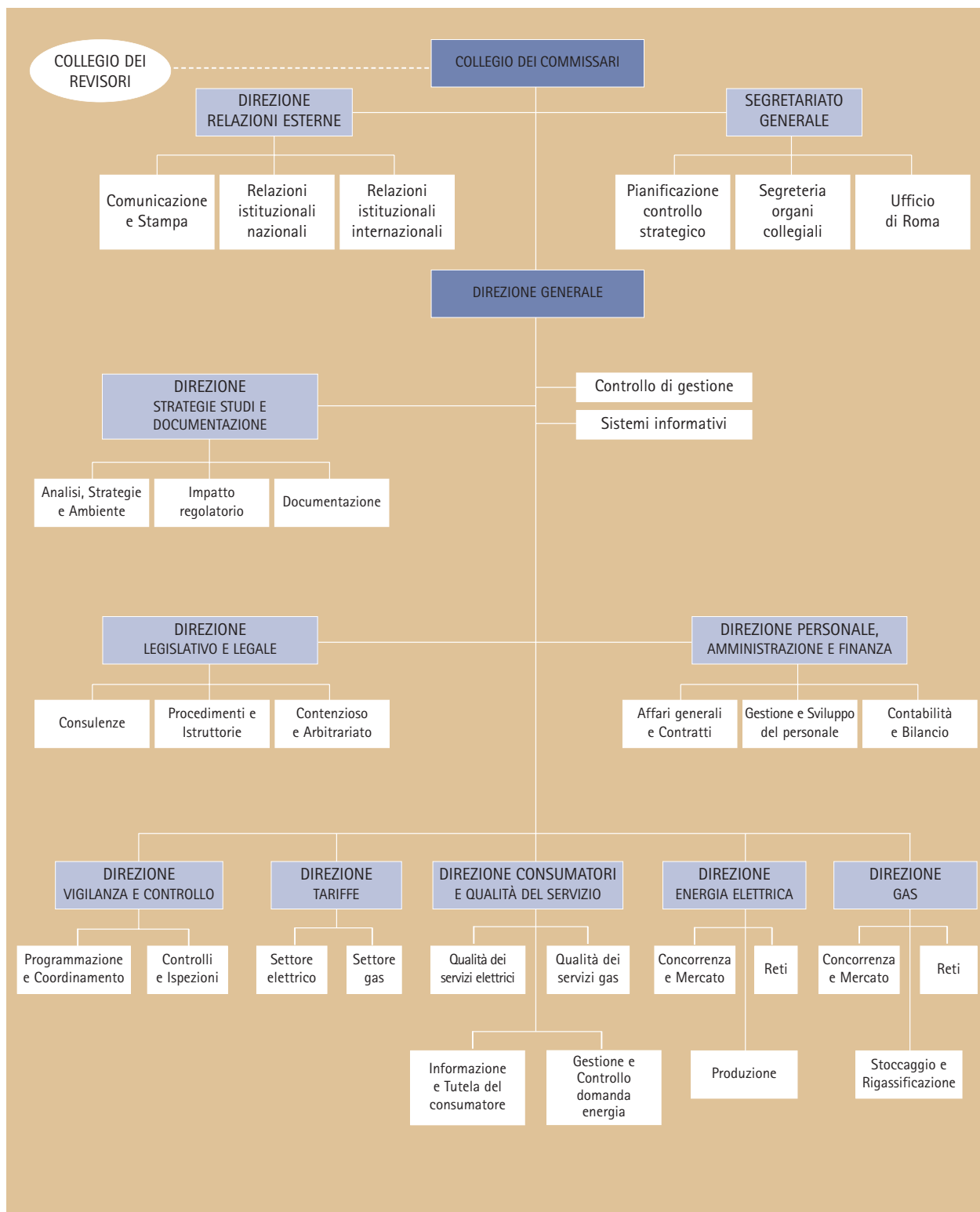
Il processo di riorganizzazione ha condotto alla definizione di una struttura che ha inteso integrare la componente di processo con quella settoriale.

Gli elementi distintivi del nuovo modello organizzativo, individuato con le deliberazioni del 20 ottobre 2004, n. 182 e n. 183, possono così riassumersi:

- istituzione del Segretariato generale, a diretto supporto del Collegio, anche al fine di consentire allo stesso il pieno governo dei processi di pianificazione e controllo strategico che, ai sensi del decreto legislativo 30 luglio 1999, n. 286, sono posti in capo all'organo di vertice dell'amministrazione;
- rafforzamento della Direzione generale, quale elemento apicale della gestione, anche tramite la creazione di due unità (Controllo di gestione e Sistemi informativi) in staff al Direttore generale, così da riportare direttamente nella sua sfera di attribuzioni la gestione di attività strumentali e di controllo rilevanti per il corretto, efficace ed efficiente funzionamento dell'intera struttura;
- istituzione di una Direzione vigilanza e controllo, al fine di migliorare la capacità di monitoraggio dell'Autorità sui settori regolati e di acquisire conseguentemente elementi di riscontro sulle modalità di attuazione degli atti di regolazione;
- istituzione di una Direzione tariffe, in modo da fornire il giusto rilievo anche in termini organizzativi a una delle funzioni istituzionali di maggiore rilevanza, nonché al fine di favorire un processo di tendenziale armonizzazione della tariffazione nei settori dell'energia elettrica e del gas.

L'articolazione organizzativa dell'Autorità è riprodotta nell'organigramma della figura 8.1, dalla quale emerge la nuova formulazione, anche in un'ottica di semplificazione e omogeneizzazione della struttura, delle unità organizzative di primo livello (Direzioni) e di quelle di secondo livello (Unità) rispetto alla precedente articolazione in Aree tecniche programmatiche, Servizi con funzioni strumentali e di supporto, Divisioni e Uffici.

FIG. 8.1 IL NUOVO ORGANIGRAMMA DELL'AUTORITÀ



All'introduzione del modello suddetto si è accompagnata l'approvazione di un nuovo regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità, con il quale – attraverso l'introduzione della figura del Segretario generale, a diretto supporto dell'organo di vertice, e il "rafforzamento" del Direttore generale, a capo della gestione – si è inteso dare piena attuazione al principio di separazione delle funzioni di indirizzo e controllo da quelle di gestione, contenuto nella legge istitutiva del 1995.

Nel nuovo regolamento traspaiono altresì le esigenze dell'Autorità di operare per programmi e obiettivi e, conseguentemente, di individuare e ripartire ruoli, compiti, responsabilità (si veda il paragrafo successivo).

In tale contesto l'Autorità ha per la prima volta adottato *Linee guida* e indirizzi strategici a carattere pluriennale, con valenza per il triennio 2005-2007, cui adeguare e correlare i piani operativi annuali di competenza della struttura.

PROCEDURE E MODALITÀ DI GESTIONE DELLE ATTIVITÀ AMMINISTRATIVE

L'Autorità, nel corso del 2004, ha continuato il lavoro di ammodernamento delle procedure amministrative, in linea sia con il nuovo assetto organizzativo delineatosi con le delibere n. 182/04 e n. 183/04, sia con l'avvenuta definizione di un nuovo sistema di deleghe, introdotti per realizzare più efficacemente i principi di decentramento della spesa e delle responsabilità amministrative precisate dalle richiamate deliberazioni.

Le funzioni di indirizzo e controllo del Collegio, così come i poteri di direzione, coordinamento e controllo del Direttore generale sulla struttura, assumono pure in quest'ambito maggiore evidenza, anche attraverso la previsione di una opportuna attività di *reporting*.

Il decentramento delle responsabilità ha avuto il suo naturale completamento nell'adozione del programma annuale operativo 2005 per ciascuna Direzione, con relativa assegnazione di *budget*. Per l'anno 2005, sia pure in via sperimentale, ciascuna Direzione è chiamata a operare per la prima volta sulla base di un *budget* di spesa assegnato in relazione alle specifiche linee di attività.

Altro tassello, nel restauro del mosaico delle procedure amministrative dell'Autorità, è rappresentato dal *Manuale operativo per l'acquisizione di prestazioni, servizi e forniture di beni*, predisposto allo scopo di definire processi operativi, di descrivere modalità e comportamenti organizzativi e di stabilire competenze e responsabilità nonché flussi informativi.

Come già le procedure di registrazione inventariale e contabile delle attività e delle passività che concorrono alla formazione del patrimonio dell'Autorità (appro-

vate con delibera 18 marzo 2004, n. 39), anche quelle concernenti la gestione dei processi di spesa, oltre a risultare immediatamente rispondenti ai principi introdotti nel decreto legislativo n. 286/99 in materia di monitoraggio e valutazione dei costi, dei rendimenti e dei risultati dell'attività svolta, si pongono in correlazione con il sistema di contabilità economico-patrimoniale, integrato alla contabilità finanziaria, adottato con la delibera n. 153 del 9 settembre 2004. Il sistema integrato di contabilità consentirà di monitorare, già nella fase di sperimentazione nel corso del 2005, la finalizzazione sia della spesa sia dei costi, oltre che di verificare la conformità amministrativo-contabile dell'impiego delle risorse. In relazione a tale ultimo aspetto, al fine di meglio governare la correttezza amministrativo-contabile nell'acquisizione e nell'impiego decentrato delle risorse, nel regolamento di contabilità è stata introdotta la figura del Ragioniere capo cui viene affidata la verifica degli atti prima della liquidazione delle spese.

RISORSE UMANE E SVILUPPO DEL PERSONALE

Acquisizione delle risorse, formazione e sviluppo del personale

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 passa da 40 a 60 unità. Peraltro, l'attuale dotazione complessiva, già inferiore rispetto all'originario contingente di legge, risulta maggiormente diminuita in relazione alle previsioni contenute nelle sopra richiamate disposizioni legislative. Per conseguenza, nell'ottica dell'accrescimento dell'efficienza e dell'efficacia della sua azione istituzionale e della migliore utilizzazione delle risorse umane e delle capacità professionali, l'Autorità ha avviato un processo per la ridefinizione della pianta organica del personale di ruolo e, più in generale, per la rideterminazione della sua dotazione di personale dipendente, sia di ruolo sia a tempo determinato.

Il 2004 è stato caratterizzato, sotto un profilo generale, dalla prosecuzione dell'attività di reclutamento di personale – a tempo indeterminato e a tempo determinato – nell'ambito di un programma di assunzioni riconfermato rispetto a quello adottato nell'anno precedente e finalizzato ad avvicinare il più possibile la dotazione organica effettiva ai contingenti previsti dalla legge. In tale contesto si è cercato parimenti di dare tempestivamente corso alle azioni per il reclutamento di nuovo personale, conseguenti al processo di riorganizzazione e rese necessarie per la copertura di specifiche posizioni particolarmente significative nel nuovo assetto organizzativo. L'introduzione in struttura della Direzione tariffe, nonché l'istituzione della figura del Segretariato generale e, nello stesso ambito, dell'Unità pianificazione e controllo strategico hanno reso necessaria e

indifferibile, in ragione della delicatezza dei ruoli e delle funzioni attribuite, l'assunzione con contratto a tempo determinato di tre unità di qualifica dirigenziale. Si è proceduto altresì al compimento di una procedura di selezione pubblica che ha condotto all'assunzione con contratto a tempo determinato di una unità di personale nella carriera di funzionario, con profilo di economista. Nell'anno di riferimento si è inoltre portato a conclusione l'espletamento dei concorsi pubblici banditi – secondo il programma approvato nel novembre 2003 sulla base della dotazione organica antecedente la legge n. 239/04 – per l'assunzione in ruolo di un dirigente e di sei funzionari. Sono stati infine pubblicati avvisi di selezione pubblica per l'assunzione con contratto a tempo determinato di 26 nuove unità di personale di cui 11 nella carriera degli operativi e 15 nella carriera dei funzionari.

Per quanto concerne la valorizzazione delle risorse interne, si conferma l'attenzione per lo sviluppo del personale, basata 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 2003, 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. Oltre a ciò, a fronte del processo di riorganizzazione e delle nuove maggiori responsabilità conferite sono state espletate le procedure di promozione sia di cinque direttori alla qualifica di Direttore centrale, sia di un direttore aggiunto alla qualifica di Direttore.

Come sempre si è prestata grande attenzione al tema della formazione: numerosi sono stati i dipendenti dell'Autorità (nell'ordine del 60-70 per cento del personale in servizio) che hanno preso parte a corsi e iniziative nazionali e internazionali, presso organismi e istituzioni di assoluta e comprovata esperienza tecnico-scientifica, al fine di mantenere vivi il confronto dialettico e l'aggiornamento professionale sui profili attuativi e di esperienza nei settori dell'energia elettrica e del gas. Peraltro, deve rilevarsi come non sia ancora divenuto possibile realizzare, pur se il tema è stato più volte affrontato in via istruttoria, un sistematico e organico piano di formazione.

Nell'anno di riferimento si è per la prima volta attivato un programma di previdenza complementare in favore dei dipendenti dell'Autorità. Il Fondo pensione cui hanno aderito i dipendenti è stato selezionato attraverso una procedura di confronto concorrenziale fra i gestori dei Fondi pensione ufficialmente abilitati. L'anno in corso è stato caratterizzato da un intenso confronto sindacale che ha avuto come momenti di massima espressione la modificazione della struttura

del trattamento economico dei dipendenti, oltre che talune variazioni del processo valutativo e di carriera degli stessi.

Per quanto riguarda il trattamento economico, l'Autorità ha inteso allinearsi il più possibile alla struttura della retribuzione come modificata per il personale dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato; ciò in conformità con quanto previsto dalla legge istitutiva che stabilisce come le norme concernenti il trattamento giuridico ed economico del personale debbano essere stabilite in base ai criteri fissati dal contratto collettivo di lavoro in vigore per l'Antitrust, tenendo conto delle specifiche esigenze funzionali e organizzative dell'Autorità. Conseguentemente è stata disposta l'articolazione del trattamento retributivo nelle voci "retribuzione di livello", "premio di presenza" e, per il solo personale appartenente alle carriere dei dirigenti e dei funzionari, "gratifica individuale annuale".

Relativamente al processo valutativo, sempre in un'ottica di riallineamento all'Antitrust, sono stati introdotti due rilevanti elementi di novità:

- la direzione e il coordinamento unitario del processo valutativo a opera del Direttore generale, con l'ausilio di un Comitato di valutazione composto da tutti i direttori valutatori;
- la determinazione di un unico *budget* di livelli di progressione e di un'unica graduatoria definitiva, per ciascuna carriera.

È in corso di definizione con le organizzazioni sindacali un importante accordo in materia di sicurezza e salute dei dipendenti sul luogo del lavoro, in attuazione della legge 19 settembre 1994, n. 626 e sue successive modificazioni.

Compagine – Analisi per età, qualifica e livelli retributivi

Nelle more 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 nella tavola 8.1.

La dotazione dell'Autorità risulta, al 31 marzo 2005, pari a 101 unità delle quali 69 a tempo indeterminato e 32 a tempo determinato. Si aggiunga a esse il personale pubblico e non, reso disponibile mediante comandi e distacchi per 6 risorse complessive (Tav. 8.2).

Il personale è suddiviso nelle carriere dei dirigenti, dei funzionari, degli operativi e degli esecutivi. La composizione per carriera e qualifica è descritta nella tavola 8.3. Il personale ha un'età media poco al di sotto dei 40 anni e possiede un elevato grado di qualificazione professionale. Tutti i dipendenti sono in possesso di un diploma di scuola superiore e il 78 per cento è laureato.

Come previsto dalla legge istitutiva, le retribuzioni contrattuali sono equiparate a quelle dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato. Le retribuzioni

TAV. 8.1 PIANTA ORGANICA

CARRIERA DEI DIRIGENTI	15 UNITÀ
Direttore generale	
Direttore centrale	
Direttore	
Direttore aggiunto	
CARRIERA DEI FUNZIONARI	46 UNITÀ
Primo funzionario	
Funzionario di I	
Funzionario di II	
Funzionario di III	
CARRIERA DEGLI OPERATIVI	18 UNITÀ
Impiegato	
Coadiutore	
Aggiunto	
Applicato	
CARRIERA DEGLI ESECUTIVI	1 UNITÀ
Commesso capo	
Commesso	
TOTALE	80 UNITÀ

TAV. 8.2 PERSONALE AL 31 MARZO 2005 PER TIPO DI CONTRATTO

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI, DISTACCHI
Direttore generale	0	1	0
Direttore centrale	5	0	0
Direttore	3	3	0
Direttore aggiunto	7	1	0
Primo funzionario	3	1	0
Funzionario I	6	1	0
Funzionario II	21	5	4
Funzionario III	9	12	0
Impiegato	4	2	1
Coadiutore	4	3	0
Aggiunto	7	3	0
Commesso	0	0	1
TOTALE	69	32	6

TAV. 8.3 PERSONALE AL 31 MARZO 2005 PER CARRIERA E QUALIFICA

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore generale	1	Primo funzionario	4	Impiegato	7	-	-
Direttore centrale	5	Funzionario I	7	Coadiutore	7	Commesso capo	-
Direttore	6	Funzionario II	30	Aggiunto	10	Commesso	1
Direttore aggiunto	8	Funzionario III	21	Applicato	-	-	-
TOTALE	20	TOTALE	62	TOTALE	24	TOTALE	1

TAV. 8.4 RETRIBUZIONE CONTRATTUALE LORDA PER CARRIERA E GRADO(A)

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore generale	141,6	Primo funzionario	71,6	Impiegato	42,2	-	-
Direttore centrale	116,3	Funzionario I	58,6	Coadiutore	35,5	Commesso capo	31,8
Direttore	92,8	Funzionario II	45,7	Aggiunto	27,8	Commesso	24,1
Direttore aggiunto	82,6	Funzionario III	39,1	Applicato	24,9	-	-

(A) Livello base, al netto della gratifica annuale, in migliaia di euro.

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 8.4.

GESTIONE FINANZIARIA

Lo scorso anno l'Autorità si è impegnata nel progetto di implementazione di un sistema di contabilità economico-patrimoniale correlato a una conduzione non più di tipo finanziario-autorizzatorio, bensì finanziario-decisionale.

L'introduzione graduale, già nel corso del 2004, di nuovi strumenti operativi ha prodotto i primi importanti risultati: l'Autorità in sede di approvazione del tradizionale bilancio di previsione per l'esercizio 1 gennaio 2005 – 31 dicembre 2005 ha accolto l'impostazione di tipo budgetario, approvando anche i bilanci di previsione finanziari delle singole direzioni. Al fine di agevolare l'introduzione e l'operatività, quand'anche solo sperimentale, del nuovo processo di contabilità, è stato sviluppato il sistema informativo in modo da consentire a ciascun responsabile di direzione di tener monitorato in tempo reale e in corso di esercizio l'andamento del *budget* assegnato alla propria direzione. Il percorso evolutivo caratterizzato attualmente sia dall'affiancamento della contabilità economi-

co-patrimoniale ed economico-analitica alla contabilità finanziaria, sia dal decentramento delle responsabilità è stato altresì accompagnato (come già ricordato nel primo paragrafo di questo Capitolo) dall'introduzione di un nuovo sistema di deleghe e dalla istituzione della nuova figura del Ragioniere capo.

In termini generali la gestione finanziaria dell'Autorità si svolge, in conformità alla disciplina di cui al vigente regolamento di contabilità, sulla base di un bilancio annuale di previsione approvato dall'Autorità stessa. Il rendiconto dell'esercizio finanziario 2004, approvato con delibera n. 76 del 27 aprile 2005, rappresenta le risultanze della gestione del relativo anno finanziario, coincidente con l'anno solare.

Il funzionamento dell'Autorità non genera oneri a carico del bilancio dello Stato. Aderendo a un'impostazione di mutualità settoriale, il finanziamento dell'Autorità è posto a carico dei soggetti esercenti i servizi, che contribuiscono con un versamento annuale nella misura stabilita con decreto del Ministero dell'economia e delle finanze e comunque non superiore all'1 per mille dei ricavi dell'ultimo esercizio. Le entrate finanziarie sono costituite per la quasi totalità dal suddetto contributo a carico dei soggetti esercenti i servizi di energia elettrica e gas. Per la prima volta, con riferimento al contributo 2004, è stata adottata una nuova modalità di versamento che ha consentito all'Autorità un significativo e netto miglioramento rispetto ai tempi "fisiologici" di trasferimento dei fondi dal bilancio dello Stato. Anche per l'anno 2004 la misura del contributo dovuto dai soggetti regolati, con riferimento all'anno 2003, è stata mantenuta pari all'aliquota dello 0,3 per mille, quindi al di sotto dell'1 per mille che, come si è detto, è il valore massimo stabilito dalla legge.

Tra le uscite si segnala che le spese per il funzionamento degli organi istituzionali ammontano a circa 1,05 milioni di euro. Tale voce ricomprende 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 2004 e che tengono conto degli effetti degli aggiornamenti di dette indennità emanate nell'ultimo trimestre 2003.

Le spese del personale per i dipendenti, pari a 8,3 milioni di euro, sono incrementate per effetto: degli accordi sindacali in materia di nuova struttura della retribuzione; della corresponsione delle competenze arretrate connesse con l'intervenuto aggiornamento dei livelli stipendiali; nonché dell'attivazione del programma di previdenza complementare che contempla espressamente una contribuzione anche a carico del datore di lavoro dell'Autorità.

Gli oneri previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità, sostenuti per il personale e per i componenti, sono risultati pari a 3,4 milioni di euro.

Il ricorso a prestazioni di servizi a opera di terzi si è reso necessario per l'affidamento di contratti di collaborazione coordinata e continuativa e per la fornitura di lavoro temporaneo, indispensabili per sopperire a specifiche esigenze alle

quali in esito alle ricognizioni effettuate non era possibile far fronte con la dotazione di personale esistente. Il ricorso a prestazioni esterne si è reso altresì necessario per assicurare alcune tipologie di servizi, quali quelli relativi alla gestione paghe e contributi; al funzionamento e alla gestione degli immobili ove sono posizionati la sede di Milano e l'Ufficio di Roma dell'Autorità; nonché all'espletamento di specifici incarichi di consulenza, come l'assistenza all'Autorità nel progetto di ridefinizione organizzativa, ovvero sia di supporto agli Uffici per l'introduzione di un nuovo sistema di contabilità, sia di consulenze tecniche specialistiche su temi attinenti l'attività istituzionale dell'Autorità.

Sulla voce "uscite" incidono anche i canoni di locazione per gli immobili di Milano e di Roma ove attualmente opera l'Autorità.

Le spese in conto capitale, pari a 0,8 milioni di euro, consistono essenzialmente nell'acquisizione di attrezzature informatiche, mobili e arredi, impianti e materiale specialistico per la biblioteca.

Non è in dotazione all'Autorità alcun veicolo.

TAV. 8.5 **PROSPETTO RIASSUNTIVO DELLE PRINCIPALI VOCI DI RENDICONTO**
Milioni di euro; anni solari

	2003	2004	VAR. %	COMP. % ^(A)
Avanzo di amministrazione dell'esercizio precedente applicato	7,17	5,48	-	-
ENTRATE	17,85	36,33	103,5	100,00
Contributo a carico dei soggetti regolati	17,15	35,47	106,8	97,6
Altre entrate	0,70	0,86	22,9	2,4
SPESE	20,11	27,90	38,7	100,00
<i>Spese correnti:</i>	<i>19,65</i>	<i>27,10</i>	<i>37,9</i>	<i>97,1</i>
Funzionamento degli organi istituzionali	1,22	1,14	-6,6	4,1
Personale in servizio	7,79	10,27	31,8	36,8
Oneri previdenziali e assistenziali per personale e organi istituzionali	2,48	3,41	37,5	12,2
Comitati, consulenze e prestazioni di servizi rese da terzi	4,38	8,09	84,7	29,0
Canoni di locazione	1,63	1,47	-9,8	5,3
Altre spese per acquisto di beni e servizi	2,21	2,72	23,1	9,7
<i>Spese in conto capitale</i>	<i>0,46</i>	<i>0,80</i>	<i>73,9</i>	<i>2,9</i>
Variazione dei residui attivi	0,00	0,00	-	-
Variazione dei residui passivi	0,57	0,78	-	-
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE	5,48	14,70	168,2	-

(A) Anno 2004.

GLOSSARIO

Accesso di terzi alla rete: secondo la Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica 96/92/CE, l'accesso dà la possibilità di immettere e/o di prelevare energia elettrica da una rete di trasmissione e di distribuzione a produttori e clienti idonei, ossia anche a terzi non proprietari della rete. L'accesso può essere organizzato secondo tre diverse modalità:

- *accesso alle reti negoziato:* sistema di accesso basato su contratti individuali a prezzi liberamente negoziati dalle parti (produttore/cliente idoneo e gestore della rete) e la pubblicazione delle tariffe medie di accesso;
- *accesso alle reti regolato:* sistema di accesso basato su contratti individuali (produttore/cliente idoneo e gestore della rete) a prezzi regolati da un apposito organismo (Autorità di regolazione, ministero ecc.);
- *Acquirente Unico* (vedi *infra*).

Secondo la Direttiva europea sul mercato interno del gas (98/30/CE), l'accesso alle reti riguarda il sistema di trasporto e distribuzione, comprese le funzioni ausiliari di stoccaggio e può avvenire secondo le modalità previste per la Direttiva sul mercato elettrico, tramite accesso negoziato o accesso regolato; non è invece esplicitamente prevista la possibilità dell'Acquirente Unico.

Acquirente Unico (AU): ai sensi del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, articolo 4, comma 1, “*il Gestore della rete di trasmissione nazionale costituisce una società per azioni denominata Acquirente Unico*”. La società stipula e gestisce contratti di fornitura al fine di garantire ai clienti vincolati la disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica necessaria e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio nonché di parità del trattamento, anche tariffario.

Allacciamento: configurazione degli impianti di produttori e utilizzatori ai fini della connessione alle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Nel servizio del gas è la condotta che realizza la connessione fra la rete di trasporto o di distribuzione e il punto di consegna e riconsegna; può comprendere impianti di trattamento del gas, impianti di riduzione della pressione e apparecchi di misura. Per allacciamento aereo si intende l'esecuzione di un intervento solo sulla colonna montante o sulla derivazione di utenza.

Arbitrato: procedura di soluzione di controversie che, derogando alla giurisdizione ordinaria, permette alle parti di rivolgersi a giudici privati nella sede indi-

viduata e secondo regole scelte di comune accordo. Il risultato è una decisione dell'arbitro, il quale emette una sentenza (lodo).

Autoproduttore: ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, art. 2, comma 2, “è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70 per cento annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, n. 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del presente decreto”.

Bilancio ambientale: strumento contabile in grado di fornire una rappresentazione unitaria e coerente delle interrelazioni dirette tra l'impresa e l'ambiente naturale, attraverso un quadro riassuntivo di dati quantitativi relativi all'impatto ambientale di determinate attività produttive e all'impegno economico dell'impresa nel campo della protezione ambientale.

Bilancio energetico: strumento contabile in grado di fornire una rappresentazione unitaria e coerente dei flussi energetici (produzione, importazione, esportazione, acquisto, vendita, trasporto, trasformazione, utilizzazione) di un certo impianto o area geografica in un dato periodo di tempo. Normalmente i bilanci riportano le quantità di energia necessarie per il fabbisogno energetico espresse in quantità equivalenti di un solo tipo di energia primaria (in generale il petrolio). Il prospetto di bilancio permette di evidenziare, tra gli altri, due saldi significativi: i consumi interni lordi (o impieghi interni di fonti primarie) (vedi *infra*) e i consumi finali di energia (o impieghi finali) (vedi *infra*).

Biogas: gas derivanti da processi di decomposizione di materiale organico (come, per esempio, dalla frazione umida dei rifiuti solidi urbani) che, opportunamente trattati, possono essere utilizzati come combustibile per impianti di generazione termica di energia elettrica.

Biomassa: masse biologiche che possono essere recuperate e convertite in energia elettrica, in calore o in prodotti chimici sostitutivi di derivati del petrolio (biocarburanti). Per la loro capacità di rigenerarsi, vengono generalmente considerate fonti rinnovabili. Possono suddividersi in quattro categorie:

- residui agroindustriali;
- sottoprodotti agricoli;
- residui forestali e dell'industria del legno;
- colture energetiche.

Carbon tax: tassazione dei combustibili energetici di origine fossile in base al loro contenuto di carbonio, al fine di ridurre le emissioni di anidride carbonica in atmosfera.

Cassa conguaglio per il settore elettrico (Ccse): istituzione con il compito di gestire il sistema di perequazione tariffaria, cioè dei flussi in entrata, derivanti dal pagamento di componenti tariffarie da parte degli utenti finali, e dei corrispondenti flussi in uscita, consistenti nei contributi alle imprese aventi diritto. Il decreto legislativo del Capo provvisorio dello Stato del 15 settembre 1947, n. 896, attribuiva al CIP la facoltà di istituire Casse di conguaglio. L'attuale Ccse è stata istituita dal provvedimento CIP 29 agosto 1961, n. 341, in corrispondenza dell'unificazione su tutto il territorio nazionale dei prezzi e strutture tariffarie nel settore elettrico. Con la legge 14 novembre 1995, n. 481, sono state trasferite all'Autorità le competenze in materia di Ccse.

CDM (Clean Development Mechanism): meccanismo flessibile previsto dal Protocollo di Kyoto in base al quale i paesi industrializzati (Annex I) compresi nel Protocollo di Kyoto possono realizzare, nei paesi in via di sviluppo (Annex II), progetti che conseguano un beneficio ambientale in termini di emissioni di gas serra e trasferire tali benefici (crediti) sull'obbligo relativo al proprio paese.

CDR (combustibile derivato da rifiuti): in base al decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, recante *Attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi*, combustibile ricavato dai rifiuti urbani mediante trattamento finalizzato all'eliminazione delle sostanze pericolose per la combustione e a garantire un adeguato potere calorico, e che possieda caratteristiche specificate con apposite norme tecniche. La termoutilizzazione del CDR può avvenire in impianti dedicati o in co-combustione (generalmente con il carbone).

Ciclo combinato: tecnologia per la produzione di energia elettrica da combustibili in forma gassosa, che si basa sull'utilizzo di una o più turbine (generalmente a gas: turbogas) associate a una turbina a vapore. Il calore dei fumi allo scarico della turbina viene sfruttato in un generatore di vapore a recupero nel quale si produce il vapore poi utilizzato nella turbina a vapore. Le centrali a

ciclo combinato permettono un uso particolarmente efficiente del combustibile e, nello stesso tempo, consentono un limitato impatto ambientale in termini di emissioni inquinanti. Qualora il calore in uscita dal ciclo combinato venga ulteriormente impiegato in un processo industriale sotto forma di vapore tecnologico, si ha cogenerazione.

CIP (Comitato interministeriale dei prezzi): comitato costituito presso il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e presieduto dal ministro con il compito di coordinare e disciplinare i prezzi di determinate merci e servizi, tra cui le tariffe dell'energia elettrica e del gas. È stato abolito in data 31 dicembre 1993, dalla legge n. 577, e le sue competenze sono state trasferite in via transitoria al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

CIP6: provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6, in base al quale è stato introdotto un sistema di incentivazione sull'energia elettrica prodotta in impianti rinnovabili e assimilati.

La remunerazione degli impianti che ricadono nel provvedimento CIP n. 6/92 consiste di due voci principali: il costo evitato e l'incentivazione specifica per la tecnologia di produzione utilizzata.

Il costo evitato a sua volta è composto da: costo evitato d'impianto, costo evitato di esercizio e manutenzione, costo evitato di combustibile. I valori dei primi due vengono aggiornati annualmente dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico in base alle variazioni dell'indice Istat dei prezzi al consumo per l'intera collettività, mentre il valore del costo evitato di combustibile è aggiornato annualmente in base ai costi di approvvigionamento di gas naturale per una centrale termoelettrica. L'incentivo specifico per tecnologia di produzione, invece, varia a seconda della tipologia d'impianto e rappresenta la quota incentivante che permette il recupero del capitale investito.

Le convenzioni CIP6, ai tempi siglate con Enel e oggi trasferite al Grtn hanno una durata variabile per quanto riguarda la cessione di energia elettrica (remunerata in base al costo evitato) e una durata limitata ad otto anni per la corresponsione della quota incentivante specifica per tecnologia.

Clients idonei (settore elettrico): secondo la Direttiva europea n. 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica e la Direttiva n. 98/30/CE sul mercato interno del gas naturale, sono i clienti ammessi a operare sul mercato libero, scegliendo il proprio fornitore. Essi hanno la facoltà di acquistare energia elettrica o gas da qualsivoglia operatore abilitato presente sul mercato e di ottenere il trasporto di tale energia sulle reti di trasmissione e distribuzione.

Secondo il decreto legislativo n. 79/99, articolo 2, comma 6, “è la persona fisica o giuridica che ha la capacità, per effetto del presente decreto, di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia sia all'estero”.

Clients idonei (settore gas): secondo il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, art. 2, comma 1, è “la persona fisica o giuridica che ha la capacità, per effetto del presente decreto, di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista, sia in Italia sia all'estero, e ha diritto di accesso al sistema”.

Clients vincolati: secondo la terminologia della Direttiva europea n. 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica e la Direttiva n. 98/30/CE sul mercato interno del gas naturale, si tratta dei clienti non ammessi a operare sul mercato libero, ma soggetti a tariffe regolate.

Secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2, comma 7, “è il cliente finale che, non rientrando nella categoria dei clienti idonei, è legittimato a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove è localizzata l'utenza”.

Codice di rete: nel caso del gas naturale, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2, comma 1, è il “codice contenente regole e modalità per la gestione e il funzionamento della rete”. La dizione “Codice di rete” ha scarsi precedenti nell'ordinamento italiano, almeno come codice di regole e modalità di gestione e funzionamento, adottato da un'impresa. Nel settore dell'energia elettrica il Grtn adotta un Codice di trasmissione e dispacciamento, ai sensi della direttiva 21 gennaio 2000 del Ministro dell'industria, che disciplina le attività di trasmissione e dispacciamento e i rapporti del Grtn con i soggetti utenti e i proprietari della rete di trasmissione nazionale. In quanto adottato da un'azienda pubblica, tale codice si configura come un disciplinare tecnico-amministrativo. Nel settore del gas, per le forti analogie con l'esperienza inglese, il Codice di rete si riferisce, non tanto al paradigma amministrativo indicato per il settore dell'energia elettrica, quanto al paradigma “contrattuale” del *Network Code* inglese. Secondo tale paradigma il Codice di rete viene inteso come l'insieme univoco delle condizioni generali di fornitura del servizio di trasporto, salvo le determinazioni che sono specifiche dei singoli rapporti contrattuali: nomi dei contraenti, scelta dei servizi fra quelli contemplati nel Codice, scelta della durata fra quelle contemplate, quantità, e così via.

Cogenerazione: produzione congiunta (in uno stesso impianto) di energia elettrica e di calore che garantisce un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate.

Coltivazione: ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2, comma 1, è l'attività di "estrazione di gas naturale da giacimenti".

Compressione: trasformazione termodinamica che comporta una diminuzione di volume a causa di un aumento di pressione. Per mantenere il flusso del gas in pressione all'interno dei metanodotti occorre effettuare un'operazione di compressione a intervalli regolari (compresi tra 100 e 200 km, in dipendenza di vari fattori tecnici e gestionali), così da compensare l'energia dissipata dall'attrito viscoso tra le molecole del gas e tra queste e la parete interna della condotta. La compressione dipende da vari fattori tecnici ed economici, ma avviene di solito a partire da 55-60 bar. Alla stazione di compressione vengono spesso associati vari impianti ausiliari. Talvolta la stazione è anche un punto di consegna del gas fornito da un altro trasportatore. Alcune stazioni sono installate alla confluenza di più gasdotti, generalmente in coincidenza con un sito di stoccaggio. Il complesso formato dalla stazione di compressione, dal nodo di smistamento e dallo stoccaggio si configura in tal caso come un polo (*hub*) atto a fornire un servizio diversificato (compressione, trattamento, smistamento, stoccaggio).

Concessione: atto amministrativo con il quale il titolare di un diritto esclusivo assegna a terzi l'esercizio di un'attività che altrimenti sarebbe riservata solamente all'Autorità concedente. Nel settore del gas, la concessione permette al Comune, titolare del servizio, di attribuire le attività di distribuzione del gas a un soggetto terzo. L'articolazione dei diritti e degli obblighi del concessionario costituisce parte integrante del disciplinare di concessione.

Conciliazione: procedura stragiudiziale volontaria finalizzata alla soluzione di controversie di modesta entità, libera da vincoli procedurali. Il risultato non è una decisione, come nel caso dell'arbitrato (vedi *supra*), ma una mediazione delle ragioni di entrambe le parti.

Consumi finali di energia (o impieghi finali): quantità di energia consumata negli usi finali (vedi Energia, usi finali). Nel caso dei consumi finali di energia elettrica questi sono pari alla somma dell'energia elettrica fatturata dai fornitori e di quella autoconsumata dagli autoproduttori.

Consumo interno lordo di energia: saldo del bilancio energetico pari alla somma dei quantitativi di fonti primarie prodotte, di fonti primarie e secondarie importate e delle variazioni delle scorte di fonti primarie e secondarie presso produttori e importatori, diminuita delle fonti primarie e secondarie esportate.

Consumo interno lordo di energia elettrica: produzione lorda di energia elettrica più saldo degli scambi con l'estero.

Consumo specifico: rapporto tra l'energia (misurata con riferimento al potere calorifico inferiore) delle fonti primarie utilizzate in una centrale termoelettrica e l'energia elettrica prodotta.

Continuità del servizio: fattore tecnico della qualità del servizio elettrico espresso dal numero e dalla durata di interruzioni del servizio di fornitura; il miglioramento della continuità corrisponde a una riduzione del numero e/o della durata delle interruzioni.

Contratti con clausole di interrompibilità: atti negoziali caratterizzati da una clausola di interrompibilità della fornitura che, a fronte di uno sconto in tariffa, riconosce al fornitore la facoltà di richiedere la riduzione dei prelievi entro i limiti contrattualmente concordati, in modo da fronteggiare eventuali situazioni di emergenza sulla rete attraverso una riduzione dei carichi di rete. Contratti analoghi vengono utilizzati nel settore del gas. L'interrompibilità viene prevista generalmente nel periodo invernale per un certo numero di settimane, su preavviso.

Contratto bilaterale: ai sensi del decreto legislativo n. 79/99 è il "contratto di fornitura di servizi elettrici tra due operatori del mercato".

Contributo di allacciamento: prezzo pagato dall'utente per il servizio di allacciamento alla rete di distribuzione, attraverso la derivazione della linea di distribuzione dalla rete al punto di prelievo dell'utente, o per la modifica di allacciamenti esistenti.

Conversione, fattori di: coefficienti che consentono di confrontare su una base comune quantità espresse con unità di misura diverse (Tav. A).

TAV. A FATTORI DI CONVERSIONE DI UNITÀ DI MISURA DELL'ENERGIA

UNITÀ DI MISURA	J	kWh	kcal	Btu	tec	tep
J	1	2,778x10 ⁻⁷	2,388x10 ⁻⁴	9,482x10 ⁻⁴	3,229x10 ⁻¹¹	2,388x10 ⁻¹¹
kWh	3,6x10 ⁶	1	860	3.412	1,162x10 ⁻⁴	8,6x10 ⁻⁵
kcal	4.186	1,163x10 ⁻³	1	3,968	1,351x10 ⁻⁷	10 ⁻⁷
Btu	1.055	2,931x10 ⁻⁴	0,252	1	3,405x10 ⁻⁸	2,52x10 ⁻⁸
tec	30,976x10 ⁹	8,604x10 ³	7,400x10 ⁶	29,366x10 ⁶	1	0,74
tep	4,186x10 ¹⁰	11,625x10 ³	10 ⁷	39,683x10 ⁷	1,351	1

J: joule

kWh: kilowattora

kcal: kilocaloria

Btu: British thermal unit

tec: tonnellate equivalenti di carbone

tep: tonnellate equivalenti di petrolio

Costi evitati: costi che possono essere risparmiati se una determinata attività viene dismessa o evitata. I costi evitati includono tutti i costi direttamente e indirettamente causati dall'attività nell'orizzonte temporale considerato; di conseguenza, possono comprendere sia i costi delle immobilizzazioni (investimenti), sia i costi correnti.

Costi sostenuti nell'interesse generale: costituiscono costi sostenuti nell'interesse generale, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 i costi derivanti dalla realizzazione di obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

Curva di carico: rappresentazione della domanda di energia richiesta dalla rete nel corso del tempo.

Cushion gas: ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2, comma 1, è il “*quantitativo minimo indispensabile di gas presente o inserito nei giacimenti in fase di stoccaggio che è necessario mantenere sempre nel giacimento e che ha la funzione di consentire l'erogazione dei restanti volumi senza pregiudicare nel tempo le caratteristiche minerarie dei giacimenti di stoccaggio*”.

DSM (*Demand Side Management*): i programmi di gestione e controllo della domanda di energia descrivono quelle attività di programmazione, realizzazione e monitoraggio, intraprese dalle aziende energetiche, mirate a influenzare i consumi di energia da parte degli utenti finali e volte ad aumentare il livello generale di efficienza energetica del sistema.

Queste si esplicano in attività mirate a:

- incrementare l'efficienza energetica negli usi finali (ovvero al risparmio di energia a parità di servizio reso all'utente) e/o stimolare sostituzioni fra fonti energetiche da parte del consumatore (vedi Progetti di efficienza energetica);
- spostare i consumi in modo da ottimizzare la curva di carico del sistema attraverso la gestione, da parte delle imprese stesse, dei “massimi” e dei “minimi” nel corso della giornata o dell'anno.

I programmi di DSM, ancorché avviati in alcuni casi autonomamente dalle stesse imprese elettriche, sono nella maggioranza dei casi il risultato di misure pubbliche di intervento a opera del Governo o dei regolatori di settore.

Direttiva comunitaria (o europea): atto giuridico delle istituzioni comunitarie; si rivolge agli Stati membri, ha efficacia vincolante per quanto attiene al risul-

tato da raggiungere, ma lascia liberi gli Stati membri nella scelta delle forme e dei mezzi atti a conseguire il risultato da essa indicato. Viene incorporata nell'ordinamento nazionale attraverso il suo recepimento, effettuato con approvazione parlamentare di una legge o tramite delega del Parlamento al Governo.

Dispacciamento elettrico: ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, art. 2, comma 10, “*attività diretta a impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari*”.

In presenza di strutture non verticalmente integrate, l'attività di dispacciamento del Gestore della rete è volta, da un lato, a rendere compatibili i programmi di immissione e prelievo di energia liberamente definiti dagli operatori con i vincoli della rete e, dall'altro, a garantire l'equilibrio tra immissioni e prelievi effettivi. L'approvvigionamento delle risorse (capacità ed energia) necessarie a tale attività avviene normalmente mediante meccanismi di mercato (si parla di dispacciamento di merito economico).

Nelle strutture verticalmente integrate il dispacciamento si esplica attraverso il controllo diretto sugli impianti di generazione, gestiti sulla base dei rispettivi costi di funzionamento; il responsabile dell'attività di dispacciamento stabilisce cioè quali centrali debbano produrre e quali debbano rimanere come riserva di potenza, in modo da garantire in ogni momento la copertura della richiesta.

Dispacciamento gas: per il gas naturale l'attività di dispacciamento è definita ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2, comma 1, come “*attività diretta a impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinato degli impianti di coltivazione, di stoccaggio, della rete di trasporto e di distribuzione e dei servizi accessori*”.

Nel caso del gas naturale, il dispacciamento mantiene il bilancio richiesta-disponibilità, utilizzando il gas importato attraverso i metanodotti collegati alla rete internazionale, il gas di produzione nazionale, il gas ottenibile dagli stoccaggi di gas naturale liquefatto e il gas ottenibile dallo stesso sistema dei metanodotti, variando, entro certi limiti, la loro pressione.

Distribuzione elettrica: secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2, comma 14, “*è il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione a media e bassa tensione per consegna ai clienti finali*”.

Distribuzione gas: nel settore del gas il termine è genericamente riferito all'attività di trasporto del gas e si distingue tra distribuzione primaria, che avviene normalmente con reti ad alta pressione (>5 bar), partendo dai metanodotti

principali (o dorsali), e distribuzione secondaria, che è svolta a livello locale tramite reti a media pressione (tra 0,5 e 5 bar) e bassa pressione (<0,5 bar). Il decreto legislativo n. 164/00 ha fatto chiarezza tra queste due attività assegnando loro due distinte definizioni. Ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2, comma 1, infatti, la distribuzione primaria è definita con il termine di trasporto, ovvero l'attività di "*trasporto di gas naturale attraverso la rete di gasdotti, esclusi i gasdotti di coltivazione e le reti di distribuzione*", mentre la distribuzione secondaria è definita con il termine distribuzione ed è l'attività di "*trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti*". In Italia, la distribuzione è attualmente svolta da soggetti diversi (aziende distributrici) da quelli che operano nel trasporto.

Eccedenze di energia elettrica: quantitativi di energia elettrica prodotti da un autoproduttore eccedenti il suo fabbisogno che, senza la messa a disposizione di una quota di potenza prefissata, vengono ceduti, ai sensi dell'art. 22, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, a Enel e alle imprese produttrici-distributrici di cui all'art. 4, n. 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, modificato e integrato dall'art. 18, della legge 29 maggio 1982, n. 308 (cosiddette "imprese elettriche minori"). L'Autorità con la delibera 28 ottobre 1997, n. 108 ha modificato i prezzi di cessione delle eccedenze stabiliti dal provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6.

Energia (potenza) attiva: energia elettrica trasformabile in energia di altra natura (per esempio, in energia meccanica); si misura in Watt (W).

Energia (potenza) reattiva: in un sistema elettrico in corrente alternata rappresenta l'energia scambiata con continuità fra i diversi campi elettromagnetici associati con il funzionamento del sistema elettrico medesimo e di tutte le apparecchiature a esso connesse; si misura in Volt Ampere reattivi (VAr). Al contrario dell'energia (potenza) attiva non può essere trasformata in energia di altra natura.

Energia elettrica richiesta sulla rete: produzione netta destinata al consumo più saldo (positivo o negativo) con l'estero (importazioni meno esportazioni di energia elettrica). L'energia elettrica richiesta su una rete è anche uguale alla somma dei consumi di energia elettrica degli utilizzatori finali (domanda finale) e delle perdite di trasmissione e di distribuzione.

Energia, usi finali: impieghi ai quali è destinata l'energia consegnata agli utilizzatori dopo le trasformazioni operate dal settore energetico. La classificazio-

ne tradizionale delle utenze in base alla tipologia d'impiego è la seguente: a) usi civili; b) usi industriali; c) usi per trazione. Nell'ambito di questa classificazione la domanda di energia può essere distinta in relazione agli usi finali (calore, illuminazione, movimento meccanico, elettrochimica ecc.) o per forma energetica (energia meccanica, energia elettrica, energia termica).

ET (*Emission Trading*): strumento flessibile previsto dagli accordi di Kyoto finalizzato a permettere lo scambio di crediti d'emissione tra paesi o società in relazione ai rispettivi obiettivi. Una società o una nazione che abbia conseguito una diminuzione delle proprie emissioni di gas serra superiori al proprio obiettivo potrà cedere (ricorrendo all'ET) tali "crediti" a un paese o una società che, al contrario, non sia stata in grado di abbattere sufficientemente le proprie emissioni.

Fattore di potenza ($\cos\phi$): coefficiente pari al rapporto tra la potenza attiva e la potenza apparente (vedi); è dato dalla formula $\cos\phi = P/S$.

Fonti energetiche primarie: prodotti energetici allo stato naturale, come carbone fossile, lignite picea e xiloide, petrolio greggio, gas naturale, energia idraulica, energia geotermica, combustibili nucleari.

Fonti energetiche assimilate: risorse energetiche di origine fossile che, ai sensi dell'art. 1, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 10, vengono assimilate alle fonti rinnovabili in virtù degli elevati rendimenti energetici (vedi Indice energetico). Secondo il disposto del provvedimento CIP n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti assimilate gli impianti di cogenerazione (vedi), gli impianti che utilizzano calore di recupero, fumi di scarico e altre forme di energia recuperabile in processi produttivi e in impianti, nonché gli impianti che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati.

Fonti energetiche convenzionali: secondo il provvedimento CIP n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti convenzionali quelli per la sola produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili fossili commerciali.

Fonti energetiche rinnovabili: fonti dotate di un potenziale energetico che si rinnova continuamente. Secondo il provvedimento CIP n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti rinnovabili quelli che per produrre energia elettrica utilizzano il sole, il vento, l'acqua, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici e inorganici o di biomasse.

Fonti energetiche secondarie o derivate: fonti in cui l'energia deriva dalla trasformazione dell'energia primaria in altra forma di energia o da successive lavorazioni delle fonti secondarie stesse.

Fornitura: l'insieme delle attività di distribuzione e vendita.

Gas di cokeria: gas ottenuto durante la trasformazione del carbone in coke.

Gas serra: sostanze inquinanti presenti nell'atmosfera che tendono a bloccare l'emissione di calore dalla superficie terrestre. La loro concentrazione crescente nell'atmosfera produce un effetto di riscaldamento della superficie terrestre e della parte più bassa dell'atmosfera. Qualora l'accumulazione progressiva e accelerante di questi gas continui incontrollata, secondo molti scienziati è probabile che si determini una tendenza al surriscaldamento della superficie terrestre e alla modificazione del clima. Tuttavia, permangono incertezze sull'entità di tali effetti e sulla loro configurazione geografica e stagionale. L'elenco dei gas serra è molto ampio. Il Protocollo di Kyoto prende in considerazione un paniere di 6 gas serra: l'anidride carbonica (CO₂), il metano (CH₄), il protossido di azoto (N₂O), i clorofluorocarburi (CFC), i perfluorocarburi (PFC) e l'esafluoruro di zolfo (SF₆).

Gestore della rete di trasmissione: l'art. 7 della Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica (n. 96/92/CE) lo definisce quale soggetto responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete di trasmissione in una data zona e dei relativi dispositivi di interconnessione con altre reti, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. L'art. 8 attribuisce al Gestore della rete anche la responsabilità del dispacciamento degli impianti di generazione nella propria area di competenza e della determinazione dell'uso delle interconnessioni con altri sistemi. I criteri di dispacciamento devono essere trasparenti, neutrali e applicati in maniera non discriminatoria.

Ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, art. 3, comma 1, e delibera 18 febbraio 1999, n. 13, dell'Autorità, il Gestore della rete di trasmissione nazionale (Grtn) *“esercita le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale”*.

GNL (Gas naturale liquefatto): liquido ottenuto dal gas naturale, dopo purificazione da anidride carbonica e altri inquinanti minori, mediante compressione, raffreddamento e successiva espansione. Il GNL viene immagazzinato e trasportato a pressione di poco superiore a quella atmosferica, cui corrisponde una temperatura di circa 112 °K (-161 °C).

GPL (Gas di petrolio liquefatti): famiglia di prodotti petroliferi costituita principalmente da idrocarburi semplici come il propano e il butano, che si trovano allo stato gassoso a temperatura e pressione atmosferica ordinaria ma che possono essere facilmente liquefatti con l'aumento della pressione. Ciò ne consente il trasporto sia in forma gassosa attraverso reti urbane, sia in bombole o su carri cisterna. Sono caratterizzati da grande versatilità d'uso, ma sono normalmente più costosi del metano; pertanto il loro utilizzo in reti urbane è solitamente limitato a zone non servite dalla rete dei metanodotti.

Grado di sviluppo in un bacino tariffario di distribuzione del gas: il consumo medio per utente nell'ultimo anno di riferimento, con esclusione delle vendite in deroga (vedi *infra*), espresso in Mcal/utente.

Gruppo di misura: la parte dell'impianto di alimentazione del cliente che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno del cliente; il gruppo di misura comprende un eventuale correttore dei volumi misurati.

Gruppo di riduzione: il complesso costituito da regolatori di pressione, da apparecchi ausiliari, da tubazioni, da raccordi e pezzi speciali aventi la funzione di ridurre la pressione del gas canalizzato da un valore di entrata variabile a un valore di uscita predeterminato fisso o variabile.

Indice energetico (Ien): parametro introdotto dal provvedimento CIP n. 6/92 per la definizione delle condizioni di assimilabilità di un impianto termoelettrico a un impianto alimentato da fonti rinnovabili.

JI (*Joint Implementation*): meccanismo flessibile previsto dal Protocollo di Kyoto in base al quale, una società di un paese Annex I (paesi "industrializzati" firmatari del Protocollo) possa realizzare un progetto che determini una riduzione delle emissioni di gas serra in un altro paese Annex I, e spartire, in base a un accordo tra le parti, i crediti relativi alle emissioni evitate.

Livelli specifici di qualità: livelli di qualità del servizio riferiti alla singola prestazione all'utente (art. 2, comma 12, lettera h), legge n. 481/95).

Livelli generali di qualità: livelli di qualità del servizio riferiti al complesso delle prestazioni (art. 2, comma 12, lettera h), legge n. 481/95).

Mercato contendibile: mercato caratterizzato dall'assenza di costi non recuperabili o altre barriere all'entrata o vantaggi delle imprese già operanti che potrebbero impedire a nuovi entranti non meno efficienti di competere in condizioni paritarie.

Mercato vincolato: secondo la terminologia introdotta dalla Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica (n. 96/92/CE), indica la quota del mercato non aperta alla concorrenza in cui il cliente non può scegliere il fornitore; al mercato vincolato, ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, è assicurata la tariffa unica nazionale.

Metro cubo standard (Sm³): unità di misura di volume usata per i gas, in condizioni "standard", ossia alla pressione atmosferica e alla temperatura di 15 °C.

Oneri generali afferenti al sistema elettrico: sono definiti nel 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. Si tratta di oneri destinati alla copertura di:

- a) costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti (art. 2, comma 2, lettera c), del decreto ministeriale 26 gennaio 2000;
- b) oneri sostenuti dal Gestore della rete ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99;
- c) costi della perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali di cui all'art. 2, comma 1, lettera e), del decreto ministeriale 26 gennaio 2000;
- d) costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale del sistema elettrico di cui all'art. 2, comma 1, lettera d), del decreto ministeriale 26 gennaio 2000;
- e) oneri derivanti dalla reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione di cui all'art. 2, comma 1, lettera a), del decreto ministeriale 26 gennaio 2000;
- f) oneri derivanti dalla compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici di cui all'art. 2, comma 1, lettera b), del decreto ministeriale 26 gennaio 2000.

Hanno natura di oneri generali afferenti al sistema elettrico, in base all'art. 3, comma 13, del decreto legislativo n. 79/99, anche gli oneri connessi alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Opzione tariffaria: insieme di corrispettivi unitari, definito dal fornitore e offerto a tutti i clienti appartenenti alla stessa tipologia, che determina l'esborso a

carico del cliente per la fruizione del servizio elettrico e del gas, al netto degli oneri fiscali.

Opzione tariffaria sociale: opzione tariffaria riservata ai soli clienti in grado di documentare le proprie condizioni economiche disagiate.

Opzioni tariffarie base: opzioni tariffarie, definite dal fornitore e offerte a tutti i clienti appartenenti alla stessa tipologia a eccezione dei clienti domestici e tali che: a) ogni opzione soddisfi il vincolo V2 (vedi) relativo alla tipologia di utenza; b) l'insieme delle opzioni tariffarie base e speciali (si veda la definizione successiva) offerte a ciascuna tipologia di utenza soddisfi il vincolo V1 (vedi) a essa relativo.

Opzioni tariffarie speciali: opzioni tariffarie definite dal fornitore e offerte a tutti i clienti appartenenti alla stessa tipologia – ulteriori rispetto a quelle regolamentate o, per l'utenza domestica, alla tariffa definita dall'Autorità – soggette ad approvazione da parte dell'Autorità e tali da soddisfare, insieme alle opzioni tariffarie base offerte a ciascuna tipologia di clienti, il vincolo V1 (vedi) relativo a tale tipologia.

Ordine di merito: l'ordine con il quale, istante per istante, gli impianti di generazione vengono chiamati a operare per soddisfare la domanda di energia elettrica.

Ore piene ore vuote: periodi che statisticamente presentano, rispettivamente, la maggiore e la minore richiesta di energia elettrica su una rete. Nel provvedimento Cip n. 6/92 le ore piene rappresentano l'insieme delle ore di punta, di alto carico e di medio carico definite dal provvedimento CIP 19 dicembre 1990, n. 45, e sono poste pari a 3.600 ore/anno.

Orimulsion: contrazione di *Orinoco emulsion*. Combustibile fossile proveniente dal bacino del fiume Orinoco (Venezuela), costituito da una finissima dispersione di bitume in acqua.

Ossidi di azoto (NO_x): agenti inquinanti che si formano nei processi di combustione nei quali l'azoto libero, che costituisce circa l'80 per cento dell'atmosfera, si combina con l'ossigeno. Dei vari ossidi di azoto, contribuiscono maggiormente all'inquinamento atmosferico il monossido di azoto (NO) e il biossido di azoto (NO₂). Il contributo maggiore all'inquinamento da ossidi di azoto (NO_x) proviene dai trasporti stradali, dalla combustione di combustibili fossili e dall'attività industriale.

Ossidi di zolfo (SO_x): anidride solforosa (SO₂) e anidride solforica (SO₃), agenti inquinanti prodotti della combustione dello zolfo o di prodotti solforati presenti nel carbone e in alcuni prodotti petroliferi.

Perequazione (meccanismo di): meccanismo di riallocazione di risorse tra imprese distributrici, in particolare per la compensazione delle differenze tra i costi di fornitura in diversi ambiti territoriali non imputabili agli esercenti e da questi non controllabili (art. 3, comma 6, legge n. 481/95).

Perdite di trasporto e trasformazione: perdite di energia che si manifestano nei processi di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica nelle reti elettriche a diversi livelli di tensione. Le perdite di energia elettrica di una rete, in un determinato periodo, sono calcolate come differenza tra l'energia richiesta e i consumi, compresi quelli del settore elettrico. Nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale si generano perdite per dispersioni e per consumo nelle stazioni di compressione e negli impianti di trattamento.

Permessi negoziabili: strumenti di politica ambientale che attribuiscono un diritto di emissione ai loro possessori. L'Autorità di governo emette un numero di permessi coerente con il livello complessivo prestabilito di emissioni. Il proprietario dei permessi può scegliere di utilizzarli – emettendo una quantità di emissioni corrispondente a quella consentita dal singolo permesso moltiplicata per il numero di permessi posseduti – o di venderli. Si viene così a creare un mercato dei permessi il cui prezzo rifletterà il costo marginale di abbattimento delle emissioni. Questo costo viene minimizzato, per il sistema nel suo complesso, grazie alla possibilità di ridurre le emissioni laddove l'abbattimento è meno oneroso: i soggetti per i quali è meno costoso abbattere ridurranno infatti le emissioni in misura relativamente maggiore e venderanno i permessi a coloro per i quali l'abbattimento è più oneroso. Nell'ultimo decennio sono state avviate varie esperienze di utilizzo di questo meccanismo per problemi di inquinamento locale e nazionale di varia natura. L'esperienza più nota è quella in corso negli Stati Uniti nell'ambito della strategia nazionale contro le piogge acide. Il Protocollo di Kyoto (vedi) ha introdotto la possibilità di ricorrere a questo strumento in ambito internazionale.

Potenza: energia per unità di tempo.

Potenza apparente (S): in un sistema elettrico in corrente alternata è pari a:

$$S = \sqrt{P^2 + R^2}$$

dove con P e R sono indicate rispettivamente la potenza attiva e quella reattiva; si misura in Volt Ampere (VA).

Potenza efficiente (di un impianto di generazione): massima potenza elettrica erogabile per una durata di funzionamento uguale o superiore a 4 ore e per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali. La potenza efficiente è lorda se misurata ai morsetti dei generatori elettrici di un impianto; è netta se misurata all'uscita dello stesso, al netto cioè della potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e delle perdite nei trasformatori della centrale.

Potere calorifico (potere calorifico superiore, PCS; potere calorifico inferiore, PCI): quantità di calore realizzata nella combustione completa delle unità di peso o di volume di combustibile. A seconda che il calore latente del vapore d'acqua contenuto nei fumi della combustione sia utilizzato o meno a fini energetici, si ha, rispettivamente, il potere calorifico superiore (PCS) o il potere calorifico inferiore (PCI), quest'ultimo utilizzato più correntemente nelle valutazioni (Tav. B).

TAV. B **POTERE CALORIFICO INFERIORE CONVENZIONALE DEL GREGGIO E DEI PRINCIPALI PRODOTTI PETROLIFERI**

kcal per 1kg (1 m³ per il gas naturale)

PETROLIO GREGGIO	10.000
GPL	11.000
BENZINA	10.500
GASOLIO	10.200
OLIO COMBUSTIBILE	9.800
GAS NATURALE	8.250
CARBON FOSSILE	7.400

Price cap: criterio di regolazione della dinamica tariffaria. Si traduce nella fissazione *ex ante* di un limite superiore alla variazione tariffaria di specifici servizi in un arco temporale predeterminato, generalmente pluriennale. Nella sua versione più semplice il vincolo alla crescita dei prezzi è dato dall'espressione $t = p - x$, dove p è il tasso di inflazione e x è il tasso di variazione della produttività. Il metodo fa sì che ogni risparmio di costo in eccesso a quello implicito nelle regole si traduca in maggiori profitti.

La legge n. 481/95 definisce il *price cap* come limite massimo della variazione di prezzo vincolata per un periodo almeno triennale dai seguenti parametri:

- tasso di variazione medio annuo riferito ai dodici mesi precedenti dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
- obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività, prefissato per un periodo almeno triennale.

Produzione lorda di energia elettrica: somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate ai morsetti dei generatori elettrici.

Produzione netta di energia elettrica: somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate in uscita dalle centrali di generazione elettrica, deducendo cioè la quantità di energia elettrica destinata ai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale).

Producibilità da apporti naturali (di un impianto idroelettrico in un determinato periodo): quantità massima che gli apporti naturali nel periodo considerato permetterebbero all'impianto di produrre o invasare, supponendo l'utilizzazione completa di detti apporti e di tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza. La producibilità può essere lorda o netta in modo analogo alla produzione.

Produttore indipendente o autonomo: imprese la cui attività principale è la produzione di energia elettrica con l'unico scopo di venderla a distributori o, attraverso una rete di terzi, a consumatori finali. Secondo la Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica (n. 96/92/CE), *“produttore che non svolge funzioni di trasmissione o distribuzione di energia elettrica sul territorio coperto dalla rete in cui è stabilito”*.

Secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2, comma 18, *“il produttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto”*.

Progetti di efficienza energetica: progetti orientati a ridurre i consumi di energia primaria negli usi finali attraverso interventi e misure ammissibili ai sensi dell'art. 5 dei decreti ministeriali 24 aprile 2001. Tali interventi includono: a) progetti che comportano un aumento nell'efficienza d'uso dei combustibili fossili, dell'energia elettrica e del gas naturale a parità di servizio energetico reso; ovvero b) la sostituzione di combustibili fossili a maggior contenuto energetico con combustibili a minor contenuto energetico. Il contenuto energetico dei combustibili fossili viene di norma misurato in termini di chilogrammi o tonnellate equivalenti di petrolio (rispettivamente kep o tep). Esempi di progetti di questo tipo sono: interventi che comportano l'installazione di apparecchiature ad alta efficienza (lampade, motori, sorgenti di calore o di freddo, e altri), o l'installazione di dispositivi di regolazione per l'impiego più efficiente dell'energia negli usi finali (regolatori di illuminazione, di velocità, di riscaldamento), ovvero la modifica degli involucri passivi degli edifici in modo da diminuire le perdite (per esempio, isolamenti degli edifici, sostituzione di

vetri e infissi, e altri). Sono incluse anche le campagne di informazione, sensibilizzazione e formazione.

Protocollo di Kyoto: protocollo firmato nel dicembre del 1997 a conclusione della terza sessione plenaria della Conferenza delle parti (COP3) della Convenzione quadro sui cambiamenti climatici (*United Nation Framework Convention on Climate Change*). Atto esecutivo che contiene obiettivi legalmente vincolanti e decisioni sulla attuazione operativa di alcuni degli impegni della Convenzione quadro. Il Protocollo impegna i paesi industrializzati e quelli a economia in transizione (i paesi dell'Est europeo) a ridurre complessivamente del 5,2 per cento le principali emissioni antropogeniche di gas serra (vedi) entro il 2010 e, più precisamente, nel periodo compreso tra il 2008 e il 2012. Il paniere di gas serra considerato nel Protocollo include sei gas: l'anidride carbonica, il metano, il protossido di azoto, i fluorocarburi idrati, i perfluorocarburi, l'esafioruro di zolfo. L'anno di riferimento per la riduzione delle emissioni dei primi tre gas è il 1990, mentre per i rimanenti tre (che sono gas lesivi dell'ozono stratosferico e che per altri aspetti rientrano in un altro protocollo, il Protocollo di Montreal) è il 1995. La riduzione complessiva del 5,2 per cento non è uguale per tutti i paesi. Per i paesi membri dell'Unione europea nel loro insieme la riduzione dovrà essere pari all'8 per cento, per gli USA al 7 per cento, per il Giappone al 6 per cento. Nessuna riduzione ma solo la stabilizzazione è prevista per la Federazione Russa, la Nuova Zelanda e l'Ucraina. Possono invece aumentare le loro emissioni fino all'1 per cento la Norvegia, fino all'8 per cento, l'Australia e fino al 10 per cento l'Islanda. Il Protocollo di Kyoto entrerà in vigore dopo 90 giorni dalla ratifica da parte di non meno di 55 paesi parti della Convenzione quadro sui cambiamenti climatici, compresi i paesi dell'Annesso I (cioè sostanzialmente i paesi industrializzati) che siano responsabili nel complesso di almeno il 55 per cento delle emissioni complessive di CO₂ relative al 1990.

Regime di riserva: forma di assunzione singolare con cui lo Stato riserva a se stesso una certa attività economica appropriandosi di diritti esclusivi. Alcune attività elettriche in Italia sono disciplinate da tale regime.

Rete elettrica magliata: struttura di rete elettrica tale da consentire percorsi di interconnessione elettrica tra due punti alternativi qualsiasi; permette pertanto di alimentare la stessa utenza da rami diversi, assicurando così una maggiore continuità e affidabilità di servizio.

Reti energetiche di trasporto e distribuzione: insieme di condotte, di impianti e di altre installazioni anche tra di loro interconnesse per trasmettere e distri-

buire agli utenti diversi tipi di energia o di vettori energetici (elettricità, acqua calda per il teleriscaldamento, greggio e prodotti petroliferi, gas naturale).

Ricorso amministrativo: strumento che, su istanza di un privato, è volto a introdurre un procedimento amministrativo di secondo grado per la revisione o il riesame di un atto amministrativo, al di fuori di ogni intervento giudiziale. Può assumere tre forme:

- ricorso in opposizione, diretto alla stessa Autorità che ha emanato l'atto;
- ricorso gerarchico, diretto all'Autorità superiore a quella che ha emanato l'atto;
- ricorso straordinario al Capo dello Stato, deciso con decreto del Presidente della Repubblica, su proposta del ministro competente, sentito il parere del Consiglio di Stato.

Ricorso giurisdizionale: strumento che, su istanza di un privato, è volto a ottenere un sindacato giurisdizionale di legittimità di un provvedimento amministrativo, con cognizione limitata alla disapplicazione dell'atto, se proposto davanti a un giudice ordinario, o al suo annullamento, se proposto dinanzi a un giudice amministrativo. Solitamente, il giudice ordinario è competente per questioni involgenti diritti soggettivi mentre il giudice amministrativo è competente su interessi legittimi. Tuttavia per alcune materie o controversie, fra le quali i ricorsi proposti avverso i provvedimenti dell'Autorità, il giudice amministrativo ha una competenza speciale esclusiva, vale a dire non limitata agli interessi legittimi, ma estesa anche ai diritti soggettivi.

Riserve: i volumi stimati di petrolio greggio, gas naturale, condensati da gas naturale, liquidi recuperati da gas naturale e sostanze a essi associate (per esempio, zolfo da idrocarburi contenenti H₂S) che si prevede possano essere commercialmente recuperati da giacimenti noti, a partire da una certa data in avanti, nelle condizioni economiche esistenti al momento, impiegando tecniche operative già note e con la normativa di legge vigente.

Riserva rotante primaria: l'insieme delle bande di potenza attiva che ciascun generatore in servizio e collegato in parallelo con la rete è in grado di mettere a disposizione sotto il controllo di un regolatore automatico posto sul generatore medesimo.

Riserva rotante secondaria: l'insieme delle bande di potenza attiva che ciascun generatore in servizio e collegato in parallelo con la rete è in grado di mettere a disposizione del sistema di controllo centralizzato della frequenza.

Riserva pronta: la potenza che può essere messa a disposizione dai generatori con tempi dell'ordine dei minuti (15 minuti per il sistema italiano) e per un tempo dell'ordine delle ore (2 ore per il sistema italiano). Questo tipo di risorsa di generazione viene normalmente utilizzata nella fase di regolazione terziaria della frequenza.

Riserva fredda: la potenza che può essere messa a disposizione dai generatori con tempi dell'ordine dell'ora (entro un'ora per il sistema italiano) e per un tempo dell'ordine di più ore (8 ore per il sistema italiano). Questo tipo di risorsa di generazione viene normalmente utilizzata nella fase di regolazione terziaria della frequenza.

RSU (rifiuti solidi urbani): possono costituire, se opportunamente separati e trattati, combustibile per impianti di generazione termica di energia elettrica. Un apposito elenco (Allegato A) del decreto legislativo n. 22/97, recante *Attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi* precisa le diverse categorie di RSU.

Scambio di energia elettrica: ai sensi della delibera n. 13/99 dell'Autorità è definito, nell'ambito del vettoramento, come *“la modalità di riconciliazione tra energia elettrica consegnata ed energia elettrica riconsegnata, applicata nel caso in cui la consegna e la riconsegna dell'energia elettrica vettoriata non avvengano simultaneamente”*.

Separazione amministrativa: identificazione di attività operative nell'ambito di un'impresa organizzata in forma integrata e attribuzione delle relative responsabilità di gestione a soggetti distinti, come se ciascuna attività fosse un'impresa indipendente.

Separazione contabile: predisposizione di contabilità separate per diverse attività di un'impresa organizzata in forma integrata in modo da poter individuare gli elementi economici (costi e ricavi) e gli elementi patrimoniali (capitale impiegato) associati a ciascuna prestazione e funzione.

Servizi accessori: servizi necessari per la gestione di una rete di trasporto o di distribuzione del gas, come, per esempio, i servizi di regolazione della pressione, il bilanciamento del carico, la miscelazione.

Servizi ancillari: servizi necessari per garantire la sicurezza dell'intero sistema elettrico connessi alla gestione di una rete di trasmissione o distribuzione

(riserva statica, regolazione di frequenza, regolazione della tensione e riavviamento della rete).

Servizi ancillari utilizzati nella regolazione della tensione: servizi ancillari necessari per il servizio di regolazione della tensione, sostanzialmente riconducibili alla messa a disposizione di una capacità di generazione di potenza ed energia reattiva controllata dal regolatore installato localmente sul generatore nel caso della regolazione primaria, o dal regolatore centralizzato nel caso della regolazione secondaria.

Sovrapprezzi: componenti della tariffa elettrica introdotti nel tempo con finalità economiche di natura diversa. Con la delibera dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70, recante *Razionalizzazione e inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato*, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 159, del 30 giugno 1997, sono stati inglobati in tariffa.

Stoccaggio: deposito di prodotti realizzato per adeguare la risposta dell'offerta alle esigenze periodiche del mercato. Può riguardare prodotti petroliferi, semilavorati, intermedi, petrolchimici, prodotti finiti, gas naturale.

Nel caso del gas naturale lo stoccaggio può essere stagionale o di picco e risponde alle esigenze di soddisfare la variabilità della domanda (modulazione), cui non può fare fronte esclusivamente il sistema di trasporto, attraverso la variazione, entro i limiti consentiti, della pressione di esercizio della rete.

Gli stoccaggi stagionali (che possono anche avere un ruolo di riserva) devono essere in grado di contenere grandi quantità di gas che vengono immesse durante i periodi di bassa domanda per essere poi prelevate gradualmente durante i periodi di forte domanda. Quelli di picco consentono invece il rilascio di quantità significative in tempi brevi, ma contengono generalmente anche quantità modeste di gas naturale. Nel settore del gas si distingue, inoltre, tra stoccaggio operativo e stoccaggio strategico.

Stoccaggio operativo: accumulo di gas predisposto per far fronte all'escursione della domanda sia su base stagionale, sia su più brevi archi temporali, tali da richiedere incrementi di portata superiore a quelli raggiungibili con mezzi ordinari, ossia mediante variazioni nella produzione nazionale e/o importazione, oppure anche attraverso variazioni nella pressione del gas, entro i limiti consentiti dall'esercizio della rete. Gli stoccaggi operativi vengono realizzati essenzialmente in tre tipi di strutture: falde acquifere (inclusi giacimenti esauriti di petrolio e gas), depositi salini, serbatoi di gas liquefatto. Le diverse tipologie di stoccaggio sono caratterizzate da costi di investimento e di esercizio

molto diversi, tali da determinare distinte opportunità di utilizzo a seconda delle esigenze. Per la modulazione di picco, tipica delle fluttuazioni giornaliere, è più economico lo stoccaggio effettuato in serbatoi di gas liquefatto o in depositi salini, mentre per la modulazione stagionale risultano economici gli stoccaggi in falde acquifere e in giacimenti esauriti. Gli stoccaggi nazionali impiegano quasi esclusivamente giacimenti di quest'ultimo tipo.

Stoccaggio strategico: stoccaggio volto a compensare interruzioni impreviste dei flussi di approvvigionamento di provenienza sia interna, sia estera. Rappresenta un margine di sicurezza dell'ordine di alcuni miliardi di m³ di gas, aggiuntivi rispetto agli stoccaggi operativi, finalizzati alla copertura delle oscillazioni stagionali e giornaliere della domanda. Poiché il gas impiegato per lo stoccaggio strategico è fisicamente indistinguibile da quello che forma lo stoccaggio operativo, la sua entità, misurata in termini di durata dei consumi garantiti a fronte di un'interruzione di fornitura, varia a seconda del periodo dell'anno in cui esso si rende disponibile: è maggiore in estate, quando la domanda è molto contenuta, è invece minore in inverno, nella situazione opposta.

TAR (Tribunale amministrativo regionale): organo di giurisdizione amministrativa, competente a giudicare, in generale, sui ricorsi proposti nei confronti di atti amministrativi da privati che si ritengono lesi, in maniera non conforme all'ordinamento giuridico, in un proprio interesse legittimo. È organo amministrativo di primo grado, le cui sentenze sono appellabili davanti al Consiglio di Stato. L'art. 2, comma 25, della legge n. 481/95 dispone che *“i ricorsi avverso gli atti e i provvedimenti delle Autorità rientrano nella giurisdizione esclusiva del giudice amministrativo e sono proposti avanti il tribunale amministrativo regionale ove ha sede l'Autorità”*. Nel caso di ricorsi avverso l'Autorità per l'energia elettrica e il gas il Tribunale amministrativo competente è quello della Lombardia.

Tariffa: secondo la legge istitutiva dell'Autorità si intendono per tariffe *“i prezzi massimi unitari dei servizi al netto delle imposte”* (art. 2, comma 17). L'art. 3, comma 2, della legge n. 481/95 stabilisce che, per la fornitura dell'energia elettrica, i prezzi unitari da applicare per tipologia di utenza siano identici sull'intero territorio nazionale. Poiché l'art. 2, comma 17, stabilisce che per tariffe si intendano i prezzi massimi unitari, ne consegue che questi ultimi devono essere identici sul territorio nazionale. L'art. 1, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99 stabilisce che: *“la tariffa applicata ai clienti vincolati (...) è unica sul territorio nazionale”*.

Tariffa a “francobollo”: espressione con la quale si denota un metodo tariffario nel quale il corrispettivo per l’uso della rete è indipendente dalla distanza tra il punto di consegna e il punto di riconsegna.

Tariffa D1: tariffa definita dall’Autorità che tutte le imprese fornitrici del servizio elettrico devono offrire ai clienti domestici al termine del periodo di transizione.

Tariffa D2: tariffa definita dall’Autorità che tutte le imprese fornitrici del servizio elettrico devono offrire agli attuali clienti domestici “residenti” con potenza impegnata non superiore a 3 kW durante il primo periodo di regolazione.

Tariffa D3: tariffa definita dall’Autorità che tutte le imprese fornitrici del servizio elettrico devono offrire agli attuali clienti domestici non residenti o con potenza impegnata superiore a 3 kW durante il primo periodo regolatorio.

Tariffa binomia: tariffa composta da una parte fissa volta alla copertura di costi fissi, e da una parte proporzionale ai consumi, destinata a coprire i costi variabili.

Tariffa bioraria, multioraria: tariffa differenziata in base al periodo della giornata, al giorno della settimana, alla stagione.

Teleriscaldamento: sistema di riscaldamento a distanza di un quartiere o di una città che utilizza il calore prodotto da una centrale termica, da un impianto a cogenerazione o da una sorgente geotermica. In un sistema di teleriscaldamento il calore viene distribuito agli edifici tramite una rete di tubazioni in cui fluisce l’acqua calda o il vapore.

Trasmissione dell’energia elettrica: trasporto dell’energia elettrica sulla rete interconnessa, in alta tensione, al fine di ridurre le perdite di rete. Secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2, comma 24, “è l’attività di trasporto e trasformazione dell’energia elettrica sulla rete ad alta tensione ai fini della consegna ai clienti, ai distributori e ai destinatari dell’energia autoprodotta ai sensi del comma 2 (dello stesso decreto, ndr)”.

Nella Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale (n. 98/30/CE), è “il trasporto di gas naturale finalizzato alla fornitura ai clienti, attraverso una rete di gasdotti ad alta pressione diversa da una rete di gasdotti upstream”.

Ucte (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*): Unione per il coordinamento della trasmissione di elettricità. Associazione i cui membri so-

no i gestori delle reti di trasmissione di 23 Paesi. Ha assunto il nuovo nome nel 1999: il nome originale era Ucpte (Union for the Coordination of Electricity Generation and Transmission). Il suo scopo principale è quello di coordinare le operazioni e lo sviluppo della rete di trasmissione elettrica dal Portogallo alla Polonia e dai Paesi Bassi alla Romania e alla Grecia. Tra gli altri persegue i seguenti obiettivi: studiare e coordinare le regole di gestione della zona sincrona e i suoi interfaccia con le reti di trasmissione vicine, studiare e valutare i sistemi interconnessi quanto a affidabilità ed adeguatezza, studiare e controllare l'estensione geografica della zona sincrona. L'associazione, inoltre, studia e coordina l'assistenza reciproca, tecnica e operativa tra gestori di rete di trasmissione, contribuisce alla diffusione delle competenze e dell'informazione, comprese le statistiche, relative al sistema interconnesso.

Unipede (Unione internazionale dei produttori e distributori di energia elettrica): organizzazione dei produttori e distributori di elettricità della quale sono membri le imprese di quasi tutti gli Stati europei e di alcuni paesi che si affacciano sul Mediterraneo (Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Marocco, Norvegia, Lussemburgo, Olanda, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia, Ungheria). All'Unipede sono inoltre affiliate società elettriche di altri 20 paesi.

Utente: soggetto che utilizza il servizio elettrico o del gas per fini di consumo finale o intermedio.

Vendita di energia elettrica: cessione a titolo oneroso dell'energia elettrica all'utenza finale; questa può comprendere le attività di misurazione del consumo, fatturazione ed esazione.

Vendita di gas: cessione a titolo oneroso di gas; si distingue la vendita in alta/media pressione da parte del trasportatore ai propri clienti finali (aziende di distribuzione, utenti industriali ed elettrici) dalla vendita in bassa pressione effettuata dalle aziende di distribuzione all'utenza civile.

Vettoriamento: servizio di trasporto dell'energia elettrica o del gas naturale da uno o più punti di consegna a uno o più punti di riconsegna.

Vincolo V1: Vincolo ai ricavi medi tariffari del servizio elettrico che ogni impresa fornitrice può ottenere da clienti che scelgono opzioni tariffarie regolamentate. Il vincolo V1 è uniforme, per ogni tipologia di utenza, sull'intero territorio nazionale. Il vincolo V1 non si applica all'utenza domestica

alimentata in bassa tensione per la quale è previsto un regime di maggiore tutela (opzioni tariffarie D1, D2, D3 definite dall'Autorità, vedi *supra*).

Vincolo V2: Vincolo massimo al ricavo tariffario del servizio elettrico che ogni impresa fornitrice può ricevere da ciascun cliente che abbia scelto un'opzione tariffaria regolamentata. Il vincolo V2 è uniforme, per ogni tipologia di utenza, sull'intero territorio nazionale. Il vincolo V2 non si applica all'utenza domestica alimentata in bassa tensione per la quale è previsto un regime di maggiore tutela (opzioni tariffarie D1, D2, D3 definite dall'Autorità).

Working gas: ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2, comma 1, è il “quantitativo di gas presente nei giacimenti in fase di stoccaggio che può essere messo a disposizione e reintegrato, per essere utilizzato ai fini dello stoccaggio minerario, di modulazione e strategico, compresa la parte di gas producibile, ma in tempi più lunghi rispetto a quelli necessari al mercato, ma che risulta essenziale per assicurare le prestazioni di punta che possono essere richieste dalla variabilità della domanda in termini giornalieri e orari”.